



2 ej
5

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**"PEQUEÑOS APROVECHAMIENTOS HIDRAULICOS
PARA GENERACION DE ENERGIA"
DISEÑO DE UNA MICROCENTRAL PARA
TICUAHUTIPAN, VER.**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO CIVIL
P R E S E N T A N :
CLAUDIO ALATORRE FRENK
KARIN SUSANA TRONCOSO TORREZ

MEXICO, D. F.

1989

FALLA DE ORIGEN



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

INDICE.

Introducción.....	1
I La situación energética en México.....	5
1.1 Antecedentes.....	5
1.2 Situación energética en México.....	8
1.2.1 Situación nacional.....	8
1.2.2 Situación rural.....	14
1.3 Alternativas.....	17
1.3.1 Fuentes.....	17
1.3.1.1 Hidrocarburos.....	17
1.3.1.2 Energía nuclear.....	19
1.3.1.3 Energía solar.....	21
1.3.1.4 Energía eólica.....	22
1.3.1.5 Energía de las mareas.....	22
1.3.1.6 Energía de biomasa.....	23
1.3.1.7 Energía geotérmica.....	25
1.3.1.8 Energía hidráulica.....	26
1.3.2 Almacenamiento y transporte de energía.....	30
1.3.3 Política energética.....	31
1.3.4 La energía en el campo.....	32
II La energía hidráulica a pequeña escala en el Mundo y en México.....	41
2.1 Introducción.....	41
2.2 Características de las PCEH.....	42
2.2.1 Clasificación.....	42
2.2.2 Aspectos generales.....	42
2.2.3 Ventajas y desventajas.....	44
2.2.4 Aspectos económicos.....	47
2.3 Experiencia a nivel mundial.....	50
2.3.1 Argentina.....	50

2.3.2	China.....	52
2.3.3	Pakistán.....	54
2.3.4	Otras experiencias.....	59
2.4	Perspectivas de las PCEH.....	60
2.4.1	En el mundo.....	60
2.4.2	En México.....	62
2.4.2.1	Potencial de energía hidráulica a pequeña escala.....	62
2.4.2.2	Requerimientos de energía.....	63
2.4.2.3	Comparación entre las pequeñas centrales y otras fuentes de energía.....	64
2.4.2.4	Comparación entre las pequeñas centrales y la conexión a la red eléctrica.....	65
2.4.2.5	Aspectos organizativos.....	67
2.4.2.6	El uso de la energía.....	69
III	Tecnología de los pequeños aprovechamientos hidráulicos.....	71
3.1	Introducción.....	71
3.2	El sitio.....	73
3.2.1	Topografía.....	73
3.2.2	El gasto aprovechable.....	75
3.2.2.1	Hidrología.....	76
3.2.2.2	Métodos de aforo.....	78
3.3	Diseño de la central.....	83
3.3.1	El gasto de diseño.....	83
3.3.2	Entrada a la conducción.....	85
3.3.2.1	Cortina o bordo.....	85
3.3.2.2	Toma de agua.....	87
3.3.3	Conducción antes de la tubería de presión.....	87
3.3.3.1	Tanque de sedimentación.....	90
3.3.3.2	Rejillas.....	93
3.3.3.3	Volumen de regulación.....	94
3.3.3.4	Canal.....	96
3.3.4	Tubería de presión.....	97
3.3.4.1	Disposición básica de la tubería y de sus accesorios.....	98

3.3.4.2	Relación energía-costos.....	100
3.3.4.3	Estados límite de falla y de servicio.....	103
3.3.5	Conducción despues de la turbina.....	120
3.3.6	Turbinas.....	121
3.3.6.1	Tipos de turbinas.....	121
3.3.6.2	Velocidades específicas.....	125
3.3.6.3	Bombas usadas como turbinas.....	127
3.3.7	Aspectos eléctricos.....	142
3.3.7.1	Energía eléctrica o mecánica.....	142
3.3.7.2	Equipo eléctrico.....	143
3.3.7.3	Regulación de la velocidad.....	146
IV	La comunidad de Ticuahutipan, Veracruz....	149
4.1	Características generales.....	149
4.2	Topografía: los sitios posibles.....	150
4.3	Hidrología.....	154
4.3.1	Características de la cuenca.....	154
4.3.2	Determinación del gasto mínimo.....	154
4.3.3	Determinación del gasto y de los niveles máximos.....	159
4.3.3.1	Gasto máximo.....	159
4.3.3.2	Niveles máximos.....	160
V	El diseño de la microcentral.....	161
5.1	El gasto de diseño.....	161
5.2	Entrada a la conducción.....	162
5.3	Conducción.....	162
5.3.1	Disposición básica.....	162
5.3.2	Toma de agua.....	164
5.3.3	Tanque de sedimentación.....	168
5.3.4	Pozo de entrada al sifón.....	171
5.3.5	Sifón.....	173
5.3.5.1	Extracción de aire acumulado en la cima.....	173
5.3.5.2	Llenado.....	175
5.3.5.3	Vaciado.....	177
5.3.5.4	Protección contra presiones negativas demasiado grandes.....	179

5.3.5.5 Protección contra vaciado accidental.....	180
5.3.6 Control del gasto.....	181
5.3.7 Entrada a la turbina.....	184
5.3.7.1 Reducción.....	184
5.3.7.2 Codo.....	184
5.3.8 Tubería de presión.....	188
5.3.9 Pozo de oscilación.....	192
5.3.10 Tubo de aspiración.....	193
5.3.11 Apoyos.....	194
5.3.12 Resumen de costos.....	197
5.3.13 Resumen de pérdidas de energía.....	199
5.4 Turbina.....	200
5.5 Aspectos eléctricos.....	203
5.6 Discusión sobre la viabilidad del proyecto.....	204
Conclusiones.....	207
Apéndice.....	209
Bibliografía.....	219

INTRODUCCION.

Las áreas rurales de los países del Tercer Mundo se caracterizan por tener el mayor índice de mortalidad infantil, la más baja esperanza de vida, un alto porcentaje de analfabetismo, y muy escasos (o incluso nulos) servicios de agua potable y energía eléctrica. Las posibilidades de la mayoría de los habitantes de las comunidades rurales se limitan a continuar en un nivel de subsistencia o emigrar y convertirse en habitantes urbanos marginados.

Para revertir esta situación, la energía y, particularmente, la electricidad juegan un papel importante, tanto a nivel productivo como de confort doméstico en las comunidades rurales.

Sin embargo, el actual modelo de desarrollo se manifiesta, en el ámbito energético, en una gran centralización de la generación y del consumo de energía; las grandes centrales hidroeléctricas y termoelectricas¹ son congruentes con los grandes centros urbanos-industriales, consumidores intensivos de energía, pues llevar la energía eléctrica a consumidores dispersos a partir de grandes centrales generadoras resulta muchas veces antieconómico.

En efecto, las características particulares de la demanda de electricidad en el medio rural, especialmente su baja densidad y la baja o nula capacidad de pago de los usuarios, han limitado la penetración de los sistemas centralizados de abastecimiento de energía eléctrica. Por su parte los medios no convencionales basados en nuevas fuentes y tecnologías alternativas, que pueden convertirse en una solución apropiada para este problema, no han alcanzado niveles de difusión significativos. Esto se debe, en gran medida, a la escasa confianza que se tiene en estas

¹ Esperamos que Laguna Verde no se una a ellas en el futuro.

soluciones alternativas, a pesar de que ellas han superado la etapa de desarrollo tecnológico y en muchos casos han demostrado ser una opción viable para solucionar la demanda de energía en las áreas rurales.

En términos generales, este trabajo analiza la situación energética del país, particularmente en las áreas rurales y presenta a los pequeños aprovechamientos hidráulicos como una alternativa para la solución de parte del problema energético de las comunidades rurales que cuentan con recursos hidráulicos. Para efectos de evaluar la factibilidad económica de los pequeños aprovechamientos hidráulicos, se presenta el diseño de una pequeña central de energía hidráulica para la comunidad de Ticuahutipan, ubicada en el municipio de Xico, Veracruz.

En el capítulo I se da un panorama general de la situación energética de México, identificando sus principales problemas y las posibles alternativas energéticas tanto a nivel nacional como en las áreas rurales.

La experiencia a nivel mundial de las pequeñas centrales de energía hidráulica (PCEH), sus características, el potencial de energía hidráulica a pequeña escala en México y las perspectivas de su aprovechamiento en el futuro son los temas del segundo capítulo.

En el capítulo III se aborda la tecnología de las PCEH, haciendo hincapié en los aspectos poco conocidos en el ámbito de la Ingeniería Civil; es decir que está dirigido a un público familiarizado con la ingeniería hidráulica "convencional" (es decir con las grandes centrales hidroeléctricas). En este capítulo hay información obtenida de distintas fuentes, así como contribuciones originales nuestras².

La información del capítulo III se refiere tanto a la tecnología de los diferentes elementos de las PCEH como a la metodología para la

² En particular las referentes al uso de bombas como turbinas, al aforo de corrientes por el método de dilución de sal, al análisis del golpe de ariete y a la metodología de diseño de la tubería de presión.

selección de un sitio y la evaluación de su potencial. Se abordan con un mayor detenimiento las características de los elementos que forman parte específicamente de la central de Ticuahutipan.

Los capítulos IV y V se refieren al caso específico de la pequeña central de energía hidráulica de Ticuahutipan, Veracruz. En el primero de ellos se describe brevemente las características de la comunidad, así como los aspectos topográficos e hidrológicos del sitio escogido para la PCEH.

En este capítulo no pretendemos de ningún modo mostrar cuál es la mejor metodología para abordar un proyecto de esta naturaleza. En efecto, la falta de recursos y de tiempo para trasladarnos a Ticuahutipan no nos permitieron hacer los estudios previos que hubieran sido deseables. Si, tal como esperamos, la central de Ticuahutipan se hace un día realidad, será necesario evaluar previamente con mayor cuidado los requerimientos de energía por parte de la comunidad.

En el capítulo V se trata el diseño detallado de cada uno de los elementos de la central (exceptuando a los elementos eléctricos) y se discute la viabilidad económica del proyecto, tomando en cuenta sus pros y sus contras y comparándolo con distintas alternativas de suministro de energía.

Esperamos que este trabajo sirva para dar un poco de luz a las áreas rurales del país.

I

LA SITUACION ENERGETICA EN MEXICO.

1.1 ANTECEDENTES.¹

En México, desde principios de este siglo, la generación de energía eléctrica estaba a cargo de empresas privadas, que fueron adquiridas en 1960 por el gobierno. En 1937 se creó la Comisión Federal de Electricidad, que en su primera etapa se dedicó especialmente a la realización de proyectos hidroeléctricos. Esta etapa culminó en 1965 con la puesta en servicio de la planta hidroeléctrica de Infiernillo.

Los años cincuenta y sesenta se caracterizaron en todo el mundo por ser una época de petróleo abundante y barato, lo que propició la penetración de los hidrocarburos como principal fuente de energía, desplazando al carbón, y contribuyendo a disminuir el interés en los proyectos hidroeléctricos. Esto se vio reforzado por los países desarrollados, ya que para fines de los años cincuenta ya habían desarrollado casi la totalidad de su potencial hidroeléctrico.

En México, la penetración de los hidrocarburos en la generación de energía eléctrica se manifestó en que la capacidad de generación instalada en plantas termoeléctricas creció más aprisa que en plantas hidroeléctricas. Los factores que contribuyeron a esta evolución fueron, además de los bajos precios del combustóleo y del gas natural, la menor inversión inicial necesaria por unidad de potencia instalada en una planta termoeléctrica convencional, en comparación con la requerida en una hidroeléctrica, así como el menor tiempo de gestación de los proyectos termoeléctricos.

¹ La información relativa a los antecedentes fue tomada de Viqueira (1986).

6 Situación energética

A fines de los años sesenta y principios de los setenta, la relación de reservas con producción de hidrocarburos se fue deteriorando, debido a que su producción creció más de prisa que la incorporación de nuevas reservas. En el setenta y uno la demanda superó a la producción y tuvo que iniciarse la importación de petróleo crudo.

En esta etapa de crisis energética surge en el sector eléctrico la preocupación por buscar fuentes alternativas de energía primaria para la generación de energía eléctrica. Sin embargo, a pesar de que los recursos de energía hidráulica pendientes de desarrollar eran considerables, no se pensó en aumentar la magnitud del programa de construcción de plantas hidroeléctricas, sino que se decidió iniciar un programa nucleoelectrico, con la construcción de una primera planta en Laguna Verde. Para entender las razones de esta decisión hay que recordar que a fines de los años sesenta la energía nuclear aparecía como una opción atractiva para la generación de energía eléctrica y no se había extendido la oposición pública que actualmente ha frenado su desarrollo en varios países.

La construcción de la planta de Laguna Verde enfrentó dificultades, debidas a la complejidad del proyecto, a los requisitos estrictos de control de calidad y a la falta de continuidad en las decisiones —causada por los cambios frecuentes del personal directivo de la Comisión Federal de Electricidad—. Esto propició la construcción de otros proyectos para la diversificación de la oferta de energía, como la hidroeléctrica de Chicoasén y la carboelectrica de Río Escondido, así como la ampliación de la planta geotermoelectrica de Cerro Prieto a mediados de los setenta.

Esta crisis petrolera fue superada gracias al descubrimiento de grandes yacimientos de petróleo en Tabasco y Chiapas que comenzaron a producir en 1973.

A partir de 1977 se decidió desarrollar en forma acelerada la explotación de los recursos

petroleros, para financiar el desarrollo de México con los ingresos debidos a las exportaciones de crudo (o más bien con la anticipación de dichos ingresos a través de préstamos extranjeros). Esto modificó el panorama energético que se tenía a principios de los setentas. Si bien los hidrocarburos constituían el 90% de la oferta de energía primaria al mercado nacional, la diversificación de la oferta de energía no parecía un problema en el corto plazo, pero sí a mediano plazo, ya que la explotación intensiva de los recursos petroleros, así como la exportación de cantidades importantes de crudo, podían causar que México dejara de ser autosuficiente en estos recursos antes del fin del presente siglo.

La producción nacional de energía casi se cuadruplicó entre 1970 y 1981, debido al rápido crecimiento de las exportaciones petroleras, pero también al aumento de la oferta de energía primaria al mercado nacional. La crisis económica detiene este crecimiento del consumo interno a partir de 1982.

Esta crisis, que se manifestó con una aguda escasez de divisas, causada en gran parte por la baja en los precios internacionales del petróleo y por un endeudamiento externo excesivo, y agravada por una fuga masiva de capitales, interrumpió los planes de diversificación energética. La escasez de divisas hacía imposible la realización de un programa nucleoelectrico acelerado. La atención se centró en los problemas económicos de corto plazo y se aplazaron los ambiciosos planes del periodo de bonanza petrolera.

En un país como México en el que la energía ha sido barata y el capital escaso y caro, la tendencia ha sido adquirir tecnologías lo menos costosas posible aunque sean muy ineficientes en el aprovechamiento de energía. El resultado es que la intensidad energética² en México es muy elevada, del orden del doble de la de países con

² La intensidad energética de una economía para un año determinado se obtiene dividiendo la cantidad de energía suministrada al mercado nacional entre el monto del producto interno bruto.

8 Situación energética

un desarrollo industrial similar, como Brasil, pero donde el precio de la energía es más alto.

La relación entre la tasa de crecimiento anual de la energía primaria total y la tasa de crecimiento del producto interno bruto es la elasticidad energía-PIB. En México, esta pasó de 1.1 -valor próximo al promedio mundial- en el periodo 1970-1975 a 2.9 en 1987, lo que indica que ha crecido mucho más de prisa el suministro de energía que el producto interno bruto. En este mismo periodo, la mayoría de los países desarrollados lograron bajar esta elasticidad de energía-PIB a valores del orden del 0.8, mediante programas de conservación de energía.

En el Programa Nacional de Energéticos 1984-1988³, aun cuando se plantea la necesidad de diversificar la oferta de energía primaria, se fijan metas a corto plazo muy modestas: por lo que corresponde al sector eléctrico se supone que en este periodo la capacidad de generación instalada crecería en 7900 MW, de los cuales el 54% correspondería a plantas termoeléctricas que usan hidrocarburos, el 16% a hidroeléctricas, 8% a carboceléctricas, 16% a nucleoceléctricas (las dos unidades de Laguna Verde) y el 6% a geotermoceléctricas.

1.2 SITUACION ENERGETICA EN MEXICO.

1.2.1 SITUACION NACIONAL.

A partir de 1978 hubo un rápido crecimiento de la producción nacional de energía y de las exportaciones (fig. 1).

³ Citado por Viqueira (1986).

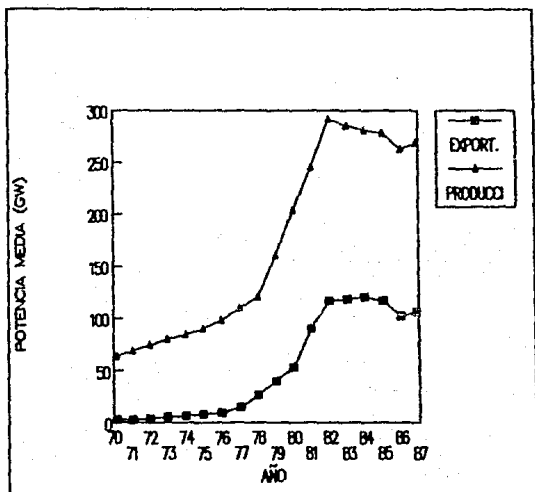


Fig. 1. Producción nacional de energía y exportación.

En 1987 la potencia media producida⁴ en México fue de 271.1 GW (es decir un total de $8.55 \cdot 10^{16}$ J en el año), cuatro veces y media mayor que la producida en 1970. La composición en usos y fuentes de dicha energía se muestra en las tablas 1a, 1b, 1c y 1d, que resumen⁵ el Balance Nacional de Energía de 1987.

⁴ Normalmente se usan los Watts para medir potencias instaladas, y los kWh/año o las kcal/año para medir la potencia media consumida. Sin embargo, dado que todas son al fin de cuentas unidades de potencia, nos parece más cómodo y racional medir todo en unidades de potencia (aclarando cuándo se trata de una potencia media consumida y cuándo de una potencia máxima instalada).

Creemos que las unidades de energía (kWh o, mejor, Joules, para seguir el Sistema Internacional) se deben usar sólo para medir magnitudes tales como el precio por unidad de energía, la masa por unidad de energía (intensidad energética) y las reservas de fuentes no renovables. En cambio, cuando se habla de una energía consumida en un año, estamos hablando de potencia.

La energía de los hidrocarburos se cuantifica con su equivalente calórico.

⁵ De acuerdo con la metodología de Viqueira (1984).

10 Situación energética

	ENERGIA PRIMARIA	ENERGIA SECUNDARIA	T O T A L	%
Producción nacional	271.740		271.740	98.13
Importaciones	0.021	5.154	5.176	1.87
Exportaciones	-100.268	-6.701	-106.968	-38.63
Maquila	0.0	0.0	0.0	0.00
Variación de inventarios	-1.073	-0.609	-1.682	-0.61
Energía no aprovechada	-3.303	0.0	-3.303	-1.19
TOTAL	167.118	-2.156	164.963	59.57

(Oferta interna = 167.118 - 2.156 = 164.963)

Tabla 1a. Balance Nacional de Energía 1987 [GW]*

	OFERTA	%
Petróleo	90.077	53.9%
Condensado	5.515	3.3%
Gas no asociado	6.685	4.0%
Gas asociado	42.448	25.4%
Carbón	4.679	2.8%
Energía hidráulica	2.173	1.3%
Geotermia	1.504	0.9%
Bagazo de caña	3.342	2.0%
Leña	10.696	6.4%
TOTAL	167.118	100.0%

Tabla 1b. Oferta de energía primaria al mercado nacional [GW].

	OFERTA INTERNA
CONSUMO PROPIO	17.677
PERDIDAS POR TRANSFORMACION: Coquizadoras	0.231
Industria Petrolera	7.936
Centrales Eléctricas	22.329
PERDIDAS POR TRANSFORMACION, DISTRIBUCION Y ALMACENAMIENTO	2.409
TOTAL	50.582
Porcentaje de la oferta interna:	(30.7%)

Tabla 1c. Consumo propio y pérdidas del sector energético [GW].

* Fuente (para toda la tabla 1): Secretaría de Energía, Minas e Industria Paralestatal (1988).

		OFERTA INTERNA	CONSUMO FINAL
Industria	37.794	22.9%	33.1%
Transporte	35.431	21.5%	31.0%
Residencias, comercial, público	23.754	14.4%	20.8%
Agropecuario	3.253	2.0%	2.8%
Usos no energéticos (Petroquímica y otros)	14.094	8.5%	12.3%
TOTAL	114.326	69.3%	100.0%

Tabla 1d. Consumo final del mercado nacional [GW].

Del Balance Nacional de Energía 1987 se puede hacer un diagnóstico de la situación energética de México, y de sus principales problemas:

De la producción nacional de energía, el 39% se exportó (de eso, 93.9% en forma de petróleo crudo). Esto tiene varias implicaciones. Por un lado, el petróleo es un producto no renovable y el exportarlo disminuye la disposición futura de éste para el consumo nacional; por otro, el dinero que se obtiene de dichas exportaciones está siendo destinado a pagar los intereses de la deuda externa (ni siquiera está sirviendo para disminuirla) y por lo tanto no contribuye al desarrollo del país. Todo esto sin considerar que, dada la tendencia del mercado internacional del petróleo a la baja de los precios en ese periodo, se estuvo malbaratando un recurso no renovable.

Esto, en un plazo relativamente corto, agotará las reservas del país sin siquiera haber amortiguado la deuda externa, que tal vez para entonces sea todavía mayor que la actual (si pensamos que la política gubernamental ha sido hasta ahora la de aumentar su monto).

Existe una gran dependencia del mercado nacional de energía con respecto a los hidrocarburos, que representan el 84.5% de la oferta total de energía primaria, si incluimos en dicha oferta a la biomasa (bagazo de caña y leña), o el 90.1% excluyendo la leña, que se utiliza sobre todo en usos domésticos en las zonas rurales del

12 Situación energética

país y cuyo consumo se cuantifica a partir de información todavía imprecisa e insuficiente.

El consumo propio y las pérdidas del sector energético (que está constituido por Petróleos Mexicanos y la Comisión Federal de Electricidad, principalmente) alcanza el 30.7% de la oferta interna de energía, quedando el 69.3% restante para el consumo final de los diferentes sectores consumidores. Es decir que, para transformar las energías primarias en energías secundarias que puedan ser utilizadas por los consumidores finales, el sector energético tiene consumos propios y pérdidas que representan casi la tercera parte de la energía disponible para el mercado nacional.

La ineficiencia en la transformación y el uso de la energía que caracteriza al sector energético mexicano se debe entre otras cosas a la quema en la atmósfera de una parte del gas natural que se obtiene asociado al petróleo crudo, por falta de instalaciones suficientes que permitan aprovecharlo hasta el máximo técnicamente posible.

Otra causa de la ineficiencia del sector público energético se halla en las refinerías de Petróleos Mexicanos, que consumen hasta dos veces más energía que sus similares francesas⁷, por unidad de producto producido.

Por lo que se refiere a las plantas termoeléctricas de la Comisión Federal de Electricidad, su eficiencia es en promedio del 32%, mientras que las de Electricidad de Francia alcanzan un promedio del 35 por ciento.

Otro punto de comparación puede ser E.U., cuyo balance energético reporta como pérdidas por conversión y transmisión de las empresas que constituyen el sector energético el 25% de la energía destinada al consumo nacional.

Un sector particularmente ineficiente en México es el del transporte, cuyo consumo repre-

⁷ Agencia Francesa para las Economías de la Energía. La energía nueva y renovable al servicio de los países latinos, Francia 1984, citado por Viqueira (1986).

sentó en 1987 el 31.0% de la energía utilizada en el consumo final del mercado nacional. Esto se debe principalmente a la estructura de este sector, caracterizado en primer lugar por el uso excesivo de los automóviles particulares en el transporte urbano (usados generalmente para transportar únicamente un pasajero), debido al mal servicio e insuficiencia de los transportes públicos; y en segundo lugar por el uso predominante del transporte de carga en carretera en lugar de en ferrocarril, que se debe en gran parte a que este último es insuficiente y anticuado.

La participación de la energía hidráulica en la oferta de energía primaria al mercado nacional es muy pequeña, y su aportación relativa ha ido disminuyendo en los últimos años.

En resumen, de la energía total producida el 39% se exporta, el 18.9% corresponde al consumo propio y pérdidas del sector energético y sólo el 42.1% restante se destina al consumo final del mercado nacional.

Del análisis de este balance de energía se puede ver que los dos problemas fundamentales del sector energético de México son: la excesiva dependencia en los hidrocarburos como fuente de energía primaria (y también como fuente de divisas extranjeras), y la gran ineficiencia en la producción, la transformación y el aprovechamiento de la energía.

En la tabla 2 se dan los precios unitarios de generación de energía eléctrica en pesos por MJ, de acuerdo al tipo de central. En los casos en los que se dan dos valores, el menor corresponde al precio en la central de ese tipo más bajo y el otro al más alto.

Es interesante notar que la opción más barata corresponde a las centrales hidroeléctricas, y la siguiente a las geotérmicas. La más cara es el turbogás (que debe usarse únicamente para generar los picos de la demanda), seguido por las plantas nucleares (dado que este dato corresponde a centrales de EUA, en México este precio se-

14 Situación energética

ría notablemente mayor, dado el altísimo costo de la planta nuclear de Laguna Verde).

CENTRAL	(\$/MJ)
Térmica convencional	17.8 - 23.3
Turbogás	31.5 - 45.1
Ciclo combinado	17.5 - 27.1
Diesel	23.5
Carbouléctrica	15.2 - 18.5
Nuclear (en EUA)	25.6
Geotérmica	15.2 - 17.5
Hidráulica	8.4 - 16.0

Tabla 2. Costo unitario de generación neta*.
Tasa real de descuento 10%, precio medio de 1987.

La política energética de dependencia de los hidrocarburos y de casi nulo proyecto hidroeléctrico del país es incongruente con estos precios, y solo se explica por la poca capacidad de inversión inicial del país, que hace preferibles las plantas termoelectricas convencionales, que generalmente requieren una inversión inicial menor que las hidroeléctricas, aunque sea en detrimento de un uso racional de los recursos no renovables como el petróleo.

1.2.2 SITUACION RURAL.

Alrededor de 20 millones de mexicanos no tienen suministro de electricidad. La mayoría de ellos se encuentra en comunidades aisladas de difícil acceso, a donde resulta antieconómico llevar las líneas de alta tensión de la red central de transmisión y distribución.

A pesar de los planes de electrificación, la situación no ha variado significativamente: son minoritarios los pobladores rurales en condiciones técnicas (proximidad de las líneas) y económicas (disponibilidad de efectivo para pagar la conexión y el consumo de energía -aún a costos subsidiados-) de conectarse a la red.

* Fuente: Comisión Federal de Electricidad (1987)

En términos generales, la utilización de energía por parte de los pobladores rurales de los países en desarrollo se caracteriza por:

- la utilización predominante de biomasa como fuente primaria de energía, consumida en forma directa o con escaso grado de preparación (carbón vegetal, leña, residuos agrícolas y animales, etc.);
- el uso limitado, por razones de costo y dificultades de abastecimiento, de derivados de petróleo (kerosén, gas licuado, etc.);
- la satisfacción predominante de necesidades básicas (cocción, iluminación, calefacción, etc.);
- un bajo consumo de energía promedio por persona, en comparación con los valores que se registran en medios urbanos, y
- un escaso aporte de tecnología, que determina muy bajos rendimientos de utilización: la diferencia entre los volúmenes de energía neta y útil es significativa, es decir que la eficiencia en la utilización de la energía es muy baja.

Dentro de este contexto, el abastecimiento de energía en áreas rurales por medios convencionales se ha caracterizado por:

- una baja cobertura relativa de las zonas rurales, con grandes extensiones sin servicio eléctrico;
- un bajo índice de utilización del servicio eléctrico en áreas rurales electrificadas, caracterizado por un gran número de viviendas sin conexión a la red. Esto se debe a la miseria de la mayoría de los pobladores rurales, que les impide destinar una parte (aunque sea mínima) de sus ingresos a la compra de energía eléctrica. Aún cuando los recursos energéticos disponibles, como la leña, resuelven sólo parcialmente los requerimientos energéticos, la realidad es que siguen siendo más accesibles económicamente para el poblador rural, y
- la vigencia de subsidios, tanto para las inversiones como para los costos de operación y mantenimiento.

De ahí que la electricidad desempeñe un papel sumamente reducido en el proceso productivo, no

16 Situación energética

sólo en la práctica, sino también en las expectativas de los productores. Desde nuestro punto de vista, el subdesarrollo (y la pobreza) se manifiestan en comportamientos energéticos tipificados por:

- las fuentes de energía utilizadas,
- los niveles de consumo energético y
- los usos dados a la energía.

Un análisis de los usos y fuentes utilizadas de energía en las áreas rurales, realizado en la provincia de Misiones, Argentina*, arroja las siguientes conclusiones:

1. Las fuentes de energía en el sector doméstico rural no electrificado son la leña y los residuos de biomasa, cuya participación en la energía útil oscila entre el 76% y el 92% del total, dependiendo de la categoría de ingreso.

2. Del mismo modo, para las viviendas rurales electrificadas, que representan un 17% del total, la participación de la leña y de los residuos de biomasa oscila entre el 59% y el 71% del consumo total.

La proyección de los requerimientos de los usuarios se realizó bajo la hipótesis de sustitución de fuentes basada en la información de encuestas hechas a usuarios abastecidos. En estas hipótesis se destaca que:

1. La electricidad no participa en el uso cocción y sólo marginalmente en el uso calentamiento de agua, calefacción, acondicionamiento de ambientes y bombeo de agua.

2. La penetración de la electricidad provoca la sustitución de kerosén en el uso conservación de alimentos y de gas licuado y kerosén en el uso iluminación.

A su vez, la limitada capacidad de ahorro de estos usuarios implica un lento proceso de integración de artefactos eléctricos en una vivienda rural.

* Instituto de Economía Energética (1987).

Los requerimientos de energía y de potencia para cada tipo de vivienda se muestran en la tabla 3.

TIPO DE VIVIENDA	NIVEL DE INGRESO	POTENCIA MEDIA		POTENCIA MAXIMA (1994)	
		1984	1994	Usuarios aislados	Usuarios agrupados
A	ALTO	146	191	1760	1060
B	MEDIO	87	132	1320	764
C	BAJO	51	63	880	375

Tabla 3. Demandas de potencia media y máxima en diferentes tipos de vivienda¹⁰ (W).

La situación energética en las zonas rurales de México es parecida, dada la semejanza entre las condiciones de desarrollo de ambos países.

1.3 ALTERNATIVAS.

1.3.1 FUENTES.

Para dar solución a la demanda energética en el futuro, se tienen básicamente las siguientes opciones: hidrocarburos, carbón, energía nuclear, fuentes alternativas de energía como la energía solar, eólica, geotérmica, de las mareas, de biomasa, y la energía hidráulica.

1.3.1.1 Hidrocarburos.

La política del gobierno hasta ahora ha sido depender principalmente del petróleo para abastecer de energía primaria al mercado nacional.

No se sabe cuánto petróleo hay todavía. Es posible que en el futuro se encuentren nuevos yacimientos de petróleo, pero no es seguro. Si

¹⁰ Instituto de Economía Energética (1987).

18 Situación energética

se sigue con el actual ritmo de producción, el petróleo apenas llegará al año 2020¹¹.

Sin embargo, dado que el petróleo es un recurso no renovable, una situación deseable sería que no fuera usado para generar energía y que se destinara únicamente a la industria petroquímica, o en todo caso, dado que es un combustible con una alta intensidad energética (relación energía masa) y por lo tanto fácil de transportar, su uso prioritario debería ser en usos móviles (transporte) en lugar de en usos fijos (generación de electricidad), considerando además que para esto último, en México hay otras opciones (que utilizan recursos renovables).

En cuanto al gas natural, hay posibilidades de que haya todavía yacimientos de gas natural a grandes profundidades, de acuerdo con la teoría del origen abiótico de los hidrocarburos, la cual todavía no se ha comprobado.

Cuando el costo del petróleo y el gas natural aumente, lo más probable es que se remplacen con carbón mineral (las reservas mundiales son enormes), a partir del cual se pueden producir un gran número de combustibles sólidos y líquidos. La producción de carbón en México en 1980 fue de 194 GJ. La reserva en 1983 era de 126 TJ.

De cualquier modo, el futuro del uso de los combustibles fósiles en general es incierto, sobre todo por la posibilidad de que sus consecuencias ambientales sean muy serias:

Desde que la concentración de dióxido de carbono se empezó a medir en Hawaii en 1958, aumentó de 315 a 339 ppmv (partes por millón por volumen) en 1981. No se cuenta con medidas directas previas, pero medidas indirectas sugieren que la concentración en 1860 era de entre 235 y 290 ppmv. Hay investigaciones que sugieren que si se elevara la concentración de dióxido de carbono a 670 ppmv, esto produciría un aumento

¹¹ Tomando en cuenta que desde 1983 hasta ahora se ha explotado un mínimo de 2.7 millones de barriles diarios, que en aquel año las reservas probadas eran de 48,300 millones de barriles (Energy Research Group, 1986) y que la producción actual es de 3.5 MBD.

global de la temperatura de entre 1.5 y 4.5°C, lo cual provocaría a su vez cambios en los patrones de precipitación, así como el deshielo de una parte de los hielos polares, que produciría inundaciones en amplias áreas costeras. A este fenómeno, inherente al proceso de combustión de los combustibles fósiles, se le ha denominado efecto invernadero.

Otro problema asociado con la combustión de combustibles fósiles es el de la lluvia ácida. El Ph normal de la lluvia es de entre 5.6 y 5.65. Sin embargo, en regiones industriales, la lluvia se ha acidificado aún más, con un serio impacto en la flora y en la fauna (desaparición de ciertas especies de árboles y de peces en los lagos). La lluvia ácida se debe a las emisiones de dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno, que reaccionan con el agua y forman ácido sulfúrico y ácido nítrico¹².

1.3.1.2 Energía nuclear.

La energía nuclear como fuente de energía es un tema que ha suscitado una fuerte polémica: En primer lugar, es un mito la idea de que es una fuente de energía barata. La experiencia a nivel mundial ha demostrado que el costo de la energía producida de esta forma por kilowatt instalado es más alto que el de otras fuentes (sobre todo por los niveles de seguridad que requiere una planta de este tipo); además no hay que olvidar que la energía nuclear produce radioactividad como proceso inherente a su producción de energía (aún en condiciones óptimas de servicio), y que ésta (incluso en dosis pequeñas) afecta la salud del hombre (hay indicios de que en zonas cercanas a plantas nucleares aumentan el número de casos de cáncer y de malformaciones congénitas).

La experiencia de México en este campo se limita a la planta nucleoelectrónica de Laguna Verde. Al respecto podemos hacer algunas observaciones:

¹² Energy Research Group (1986).

- Aunque en un principio se afirmaba que la energía de Laguna Verde sería más barata que otras formas de energía, el costo de la planta ha subido de 128 millones de dólares en 1972 hasta 3,200 millones de dólares en 1985, de acuerdo con datos oficiales. Sin embargo, el gobierno no ha incluido en estos costos ni los intereses de los préstamos adquiridos, ni los costos de desmantelamiento de la planta al término de su vida útil (unos mil millones de dólares), ni la disposición final de los desechos radioactivos. Se ha calculado que, incluyendo esto, el costo real es de cerca de 6,500 millones de dólares, cantidad mucho mayor que la necesaria para construir plantas generadoras de electricidad con otras fuentes. Si además de ello añadimos costos realizados pero no admitidos, el costo de la planta se elevaría a 13,000 millones de dólares, de acuerdo con fuentes extraoficiales. De cualquier modo, lo que ha costado la planta nuclear en términos de petróleo es al menos dos veces lo que ahorraría en todo su tiempo de operación, y eso pensando que no haya accidentes y funcione perfectamente.

Además de todo lo anterior, hay que tomar en cuenta que todavía no se sabe qué se va a hacer con los desechos radioactivos que genere la planta, y que los diferentes problemas que ha tenido la planta a lo largo de su construcción ponen en duda su seguridad.

Por todo eso, en la actualidad no tiene sentido hablar de proyectos nucleoelectrónicos, cuando no se tiene en México la tecnología necesaria ni siquiera para enfrentar un desperfecto en la planta nuclear, y, más aún, cuando hay fuentes más apropiadas, como el petróleo, que se está exportando de una manera irracional (sobre todo si consideramos que con petróleo se pagan parte de los intereses de la deuda adquirida para construir la planta nuclear) y la energía hidráulica.

Pensamos que a largo plazo, la energía nuclear podría ser una opción barata y confiable para generar energía, pero esto sólo en el momento en el que se haya alcanzado la tecnología necesaria

para garantizar la seguridad en su manejo. Al respecto hay dos opciones: la fisión y la fusión. Esta última será probablemente la mejor en el futuro; actualmente se investiga para lograr la generación de energía a nivel experimental a partir de la fusión de átomos de hidrógeno (que produce una radiación muchísimo menor que la fisión), pero falta mucho por avanzar en este camino.

De cualquier modo, es necesario estudiar a fondo las consecuencias de la contaminación térmica que produce la generación de energía a partir de combustibles fósiles y de reacciones nucleares: es decir, la energía al ser producida y utilizada se disipa gradualmente en la naturaleza en forma de calor, provocando una ruptura en su equilibrio. Además para el caso de la energía nuclear, hay que considerar el problema de la disposición final de los desechos que serán radioactivos por miles de años.

1.3.1.3 Energía solar.

Una forma eficiente de utilizar la energía solar es para producir calor. Además, hasta ahora se ha visto que el uso de la energía solar es más factible en dispositivos que no requieren concentrar la radiación del sol, ni mecanismos de seguimiento, es decir, que sean de baja temperatura (que operen a temperaturas de entre 60 y 120°C).

Así, la energía solar puede solucionar algunos usos energéticos como el calentamiento de agua, el secado de granos, la calefacción, la cocción de alimentos, y algunos procesos industriales de baja temperatura. Dado el carácter irregular de su disponibilidad, la energía solar se utiliza por lo general en conjunción con otra fuente; por ejemplo, en el caso de usar la energía del sol para calentar agua, se cuenta además con un calentador de gas para los casos en los que la temperatura que adquiere el agua es menor a la que se desea. Esto significa que la energía solar no sustituye a otra fuente sino que disminuye su consumo.

22 Situación energética

Por lo que se refiere a la generación de electricidad a partir de energía solar, esta todavía no puede competir con otras fuentes, por lo que su uso queda restringido a los casos en los que el costo pasa a ser una consideración secundaria (sobre todo en lugares aislados).

Hay dos maneras de generar electricidad a partir de la energía solar: la térmica y la fotovoltaica. Parece que la primera (que concentra la energía con espejos y mecanismos de seguimiento del sol) no es una solución económica actualmente. La segunda, en cambio, tiene perspectivas promisorias, sobre todo tomando en cuenta que los precios de las celdas fotovoltaicas ya han bajado hasta 1,000 dólares por kW pico instalado, y que recientemente se ha logrado desarrollar una celda fotovoltaica experimental que convierte el 31% de la luz solar incidente en electricidad¹³.

1.3.1.4 Energía eólica.

En cuanto a la energía eólica, estamos lejos de poder utilizarla a gran escala. En cambio a pequeña escala o en sistemas independientes, ha demostrado desde hace siglos ser una fuente apropiada para realizar tareas que se acoplan a la intermitencia del viento, tales como el bombeo de agua o la molienda de granos. Puede ser factible que se utilice para generar electricidad en sistemas pequeños conectados a la red. Para fines mecánicos (sobre todo en sistemas de bombeo de agua) la energía del viento podría ser factible económicamente si se fabricaran a gran escala los dispositivos para su aprovechamiento.

1.3.1.5 Energía de las mareas.

La energía que se obtiene de las mareas ha demostrado, en algunos países, ser una fuente factible de energía. En el caso de México, todavía no se tiene experiencia en este campo, pero

¹³ Comentario personal de Jacinto Viqueira.

es posible que, dada la extensión de su litoral, sea una opción en el futuro.

1.3.1.6 Energía de biomasa.

Desde un punto de vista energético, se llama biomasa a la leña, productos y residuos agrícolas y estiércol. Se puede quemar directamente la biomasa o bien obtener combustibles a partir de ella.

La energía de la biomasa es de hecho la energía solar transformada a través de la fotosíntesis en energía química. Esta se obtiene ya sea directamente en las plantas, o indirectamente en los desechos orgánicos animales.

La biomasa como fuente de energía tiene en determinados casos el inconveniente de que entra en competencia con el suministro de alimentos. Dada la escasez de tierras de cultivo, se pueden usar para energía tierras difíciles de cultivar (por ejemplo muy inclinadas).

La biomasa es en los países en desarrollo una fuente de energía del campo. En las ciudades se le utiliza marginalmente (como por ejemplo la leña), debido en gran parte a que los centros urbanos suelen estar lejos de los lugares donde se produce la biomasa.

En México, los recursos orgánicos para energía estimados para 1990 son¹⁴: producción forestal 1200 W de potencia media calórica per cápita, ganado bovino y mular 300 W, residuos agrícolas 300 W.

Los combustibles que provienen de la biomasa se pueden clasificar básicamente en tres tipos: los sólidos, los líquidos y los gaseosos.

Los sólidos son la biomasa utilizada directamente para generar energía o bien a través de la obtención de carbón vegetal. éste es producto de una combustión parcial de la leña. Una gran pro-

¹⁴ De acuerdo con D. Hughart, Prospects for Traditional and Non-Conventional Energy Sources in Developing Countries. Banco Mundial. EUA, 1979, citado por Energy Research Group (1986).

porción de la energía de la madera se pierde al hacer carbón vegetal, pero la mayor parte de esta energía se pierde de cualquier modo en la combustión directa de la leña para vaporizar y desalojar la humedad y para separar los elementos minerales incombustibles. Si quitamos estas pérdidas inevitables, la pérdida de energía en la fabricación del carbón vegetal es muy pequeña. Las ventajas del carbón vegetal sobre la leña como combustible urbano son su menor contaminación, mayor temperatura de flama y mayor controlabilidad. Actualmente se está investigando cómo mejorar los hornos de carbón vegetal y hacerlos más eficientes en el uso de la energía.

Como ya todo el sistema de transporte (vehículos y abastecimiento de combustible), está hecho para funcionar con combustibles líquidos, los combustibles líquidos que se pueden obtener a partir de la biomasa son buenos sustitutos de los productos derivados del petróleo. Los dos candidatos más seguros son el metanol y el etanol, aunque su densidad energética es menor que la de los productos derivados del petróleo (19.9 MJ/kg el metanol y 26.8 MJ/kg el etanol¹⁶, comparado con 44 MJ/kg para gasolina y 43 MJ/kg para el diesel).

El metanol se produce a partir del gas natural o también se puede obtener con la gasificación de la madera. De hecho así se hacía hace mucho tiempo, y actualmente se está mejorando la tecnología para producirlo, aunque la competencia con otros usos de la madera es difícil. El etanol se produce a través de un proceso de fermentación, que se basa en el de la producción de ron, bien conocido en varios países. Se puede producir con caña de azúcar o también con maíz, sorgo o mandioca.

Por último, los principales combustibles gaseosos que se pueden obtener a partir de la biomasa son el biogás y el gas de gasógeno. El primero es un combustible de baja intensidad calórica, que se obtiene por medio de un proceso ex-

¹⁶ Sin embargo el etanol puro puede lograr una eficiencia mayor en máquinas de alta compresión.

tremadamente versátil a partir de la biomasa de bajo grado. Se usa sobre todo en lugares donde hay animales en establos. En México se podrían construir biodigestores en establos donde hay ganado lechero, por ejemplo.

El biogás es una mezcla que contiene de 55 a 65% de metano (CH_4) y se produce a partir de la fermentación anaeróbica de desechos humanos, animales y vegetales. Se puede usar directamente en cocinar, y también en máquinas de combustión. Hay buenas posibilidades para su conversión en electricidad, en lugares con suficiente suministro de desechos. Su proceso de obtención produce además un fertilizante orgánico, lo cual es una gran ventaja. Existen millones de plantas de biogás en el mundo (sobre todo en China, India, Corea del Sur y Nepal). Funcionan mejor en climas cálidos.

El gas de gasógeno se produce desde el siglo XVII a partir de carbón o de biomasa: la combustión parcial de madera y de otros materiales orgánicos (cáscaras etc) produce un gas con un valor calorífico bajo. Se puede quemar o filtrar para su uso en máquinas de combustión.

1.3.1.7 Energía geotérmica.

La energía geotérmica proviene del calor almacenado en la corteza terrestre. Su potencial teórico es enorme (en los tres kilómetros superficiales de la corteza terrestre hay una energía que es 10^{14} veces más que la energía total de los combustibles fósiles y nucleares); el problema es cómo llevar dicha energía a la superficie. Hasta ahora esto se ha hecho por medio de vapor (que impulsa una turbina) o de agua a altas temperaturas (para calefacción o para procesos industriales), pero estas opciones limitan el aprovechamiento de la energía geotérmica a los sitios donde la geología de la corteza permite que el agua permanezca en un punto y se caliente. Actualmente se están investigando otras maneras de llevar el calor de la corteza a la superficie. En México existen algunas centrales geotérmicas.

1.3.1.8 Energía hidráulica.

Dado el carácter de esta tesis, vamos a referirnos especialmente a la energía hidráulica, aunque este capítulo estará enfocado primordialmente a las grandes y medianas centrales hidroeléctricas conectadas a la red nacional¹⁶.

El potencial hidroeléctrico de un país es posiblemente más conocido que ningún otro recurso energético. Los efectos perjudiciales de los ríos en crecida y lo atractivo de su utilización para irrigación y desarrollo energético han dado como resultado un gran número de datos hidrológicos y topográficos en la mayoría de los grandes ríos del país. En las áreas más remotas, el uso combinado de la fotogrametría (mapas) y datos meteorológicos han permitido también estimaciones razonables del potencial de los ríos pequeños.

El potencial hidroeléctrico está estrechamente relacionado con el régimen de lluvias y la orografía del país. La distribución temporal de lluvias se caracteriza en la mayor parte del territorio nacional por una temporada de lluvias abundantes en el verano y una temporada seca, de lluvias escasas, durante el resto de el año.

El potencial hidroeléctrico bruto teórico, (que resulta de sobreponer las curvas de isoescorrimiento con las curvas de nivel), se ha calculado¹⁷ en 60 GW de potencia media, en números redondos. Si bien este cálculo no es muy preciso, permite saber que tan explorada está una cuenca hidrográfica, al relacionar su potencial bruto teórico con el potencial identificado. El cálculo del potencial hidroeléctrico identificado se realiza mediante el conocimiento del gasto hidráulico medio anual en las caídas hidráulicas aprovechables.

En la tabla 4 puede verse que el desarrollo de todo el potencial hidroeléctrico identifica-

¹⁶ La información referente a la energía hidráulica fue obtenida principalmente de Viqueira (1986).

¹⁷ De acuerdo con un estudio del Departamento de Anteproyectos de Plantas Hidroeléctricas de la C. F. E., 1983, citado por Viqueira (1986).

do, constituido por 597 plantas generadoras, permitiría generar una potencia media¹⁰ de 19.6 GW de escurrimientos medios, o sea más del doble de la energía producida por los diferentes tipos de plantas generadoras en 1984. De ese potencial identificado, se tenían en operación en 1983 un total de 40 plantas, que representaban un 14.6% del potencial identificado y 7 plantas más en construcción que aumentarán la producción en un 3.6% más del potencial identificado. Están pendientes de desarrollar 550 proyectos que representan el 81.4% de dicho potencial.

	NUMERO DE PLANTAS	POTENCIA MEDIA	
		MW	% del total
En operación	40	2870	14.6
En construcción	7	708	3.6
Pendientes de desarrollar	550	16100	81.8
TOTALES	597	19600	100.0

Tabla 4. Potencial hidroeléctrico en México, 1983¹¹.

REGION	NUMERO DE PLANTAS	POTENCIA MEDIA	
		MW	% del total
Pacífico Norte y Centro	181	4780	24.3
Pacífico Sur	133	4110	20.9
Golfo Norte	120	2650	13.5
Golfo Sur	63	2260	11.5
Sureste	100	5850	29.8
TOTALES	597	19600	100.0

Tabla 5. Distribución en el territorio nacional del potencial hidroeléctrico identificado.

¹⁰ Los totales pueden no coincidir, debido al redondeo de las cifras. En el caso de la energía hidráulica el uso de unidades de potencia media en lugar de energía anual permite relacionar fácilmente la potencia máxima y la media generable (ver la nota de la p. 9)

¹¹ Los totales no coinciden exactamente, debido al redondeo.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Subgerencia de Ingeniería Preliminar Civil y Geotecnia, Departamento de Anteproyectos de Plantas Hidroeléctricas. Citado por Viqueira, 1986.

La distribución del potencial hidroeléctrico en el territorio nacional se muestra en la tabla 5. Como puede verse, todas las regiones tienen potenciales hidroeléctricos importantes, lo que permite que la energía sea generada cerca de los centros de consumo.

La energía hidráulica como fuente de energía eléctrica, tiene las siguientes ventajas:

1. La energía hidroeléctrica es un recurso renovable. Los volúmenes de agua que dejamos correr hasta el mar sin haberlos utilizado para generar electricidad (en aquellos lugares en los que la topografía del terreno se presta para ello) significan, por así decirlo, un desperdicio irrecuperable de energía.

2. Un proyecto hidroeléctrico requiere una inversión inicial mayor que una planta termoeléctrica, pero sus gastos de operación son mucho menores, ya que no consume combustible (esto sin contar que el combustible es un producto no renovable). Por otro lado, el costo futuro de la energía generada en una planta hidroeléctrica está muy poco afectado por la inflación, no así en una termoeléctrica, en la que el aumento en los precios de los combustibles incide en el costo de la energía generada.

3. Las plantas hidroeléctricas tienen una gran flexibilidad de operación, ya que pueden responder rápidamente a los continuos cambios en la demanda de energía (arranques, paros y cambios de carga rápidos), a diferencia de lo que ocurre con las termoeléctricas, y sobre todo con las nucleoeeléctricas.

4. La componente nacional en el costo de las plantas hidroeléctricas es actualmente de más del 70%, mientras que en las termoeléctricas convencionales es del orden del 55 por ciento. Además, como en un corto plazo se podrían construir en el país las turbinas hidráulicas y los generadores eléctricos, la componente nacional podría llegar a casi el 100 por ciento.

5. Tomando en cuenta que en Latinoamérica sólo se ha aprovechado el 5% del potencial hidro-

léctrico, y dado que en México se ha alcanzado un alto nivel en la ingeniería civil de los desarrollos hidroeléctricos, éste podría ser un campo propicio para la exportación de ingeniería y tecnología mexicanas.

6. Los desarrollos hidroeléctricos constituyen frecuentemente parte de un aprovechamiento hidráulico de usos múltiples, en cuyo caso los costos deben prorratearse entre los diferentes usos.

7. Las plantas hidroeléctricas no son contaminantes y en general tienen una influencia positiva en el ecosistema de la región. Por otra parte, su construcción constituye una fuente importante de empleos para la mano de obra local y contribuye a mejorar la infraestructura de la zona, mediante la apertura de vías de comunicación.

8. Es una tecnología comprobada.

Como desventajas de las grandes centrales hidroeléctricas podemos destacar:

1. En las centrales que cuentan con una presa de almacenamiento, el azolve llega a convertirse en un problema serio, no sólo porque es el que limita la vida útil del almacenamiento, sino también porque la cortina, al retener los materiales que arrastra consigo el río, cambia el equilibrio del flujo de sedimentos, como ha ocurrido en las presas de Akosombo, en Ghana, y de Asuán, en Egipto. La primera está provocando que el océano, al suspenderse el suministro de sedimentos que antes recibía, esté erosionando las costas de Ghana, Togo y Benin, poniendo en peligro puertos y carreteras²⁰. En la segunda, el azolve del Nilo proporcionaba fertilización natural a la tierra; ahora se riega con canales, pero se está fertilizando con productos químicos²¹.

2. Una planta hidroeléctrica con capacidad de almacenamiento provoca generalmente la inunda-

²⁰ Comentario personal de Omar Masera.

²¹ Comentario de Francisco Torres Herrera en su clase de Obras Hidráulicas.

ción de tierras y muchas veces el desplazamiento de la gente que habita en esa zona.

3. Las grandes y medianas centrales hidroeléctricas requieren una tecnología sofisticada. El diseño civil debe ser muy cuidadoso porque los riesgos son altos. Se necesitan largos períodos de información hidrológica y de gestación.

4. Se ha dado el caso de un incremento en las enfermedades en regiones tropicales, debido al estancamiento del agua.

5. La conexión de una central a la red eléctrica acarrea costos de transmisión y distribución que pueden sobrepasar al 30% de los costos de generación, y las pérdidas por transmisión de energía son altas²².

1.3.2 ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE DE ENERGIA.

Para lograr que las fuentes de energía satisfagan adecuadamente las necesidades futuras de la sociedad, se deberán resolver dos problemas importantes:

1. El primero es que haya una concordancia en el tiempo entre la fuente y la necesidad. Por lo que se refiere al sistema eléctrico nacional, el problema es que la demanda de energía en la madrugada es igual al 50% de la que se presenta alrededor de las 20 horas. La variable demanda de energía eléctrica en el transcurso del día hace necesario contar con la infraestructura necesaria para suministrar la demanda máxima aun cuando la mayor parte del tiempo la demanda sea menor.

Por otro lado, si en el futuro, por ejemplo, se proveyera una parte importante de la energía primaria por medio de celdas fotovoltaicas ubicadas en cada azotea del país²³, el problema que habría que resolver sería el inverso: los valles

²² Las pérdidas en los países en desarrollo son de 7.5 por ciento. En Asia son de 15% (28% en Nepal), según Energy Research Group (1986).

²³ No es una hipótesis descabellada, sobre todo si su precio sigue bajando.

(o simas) en el suministro (en este caso en la noche).

Actualmente los picos en la demanda se satisfacen por medio de turbinas de gas e hidroeléctricas. Ambas se pueden echar a andar y detener rápidamente. Sin embargo, si en el futuro las centrales de este tipo no pueden resolver los picos en la demanda (o los valles en el suministro, de acuerdo con el ejemplo), será necesario almacenar energía. Esto se puede lograr por medio de centrales de bombeo (que existen ya en sistemas eléctricos con alta proporción de nucleoelectricas).

2. El segundo problema que puede surgir es la concordancia en el espacio entre las fuentes y las necesidades

Con esto nos referimos sobre todo al transporte: actualmente la mayor parte de las necesidades energéticas de este sector se resuelven con hidrocarburos. Si en el futuro éstos se agotan, será necesario encontrar otra alternativa que satisfaga esta necesidad. Parte de la demanda de energía en el transporte se podrá resolver por medio de electrificación, y el hidrógeno podría ser una opción para el resto de los vehículos:

El hidrógeno es un medio de almacenar energía, o de transportarla de un lugar a otro. Se puede obtener a partir de la electricidad y posteriormente usarse como combustible en máquinas de combustión. Puede reemplazar productos derivados del petróleo en vehículos, sin muchos cambios en éstos. Su combustión no es contaminante y produce agua.

1.3.3 POLITICA²⁴ ENERGETICA.

La solución al problema energético del país, deberá considerar cada una de las alternativas existentes y combinar las diferentes fuentes

²⁴ Lo que normalmente se llama "política", tanto en el ámbito de la energía como en otros, suele ser un anglicismo para "policy", que debería ser más bien "normatividad".

disponibles de tal manera que se haga un uso óptimo de cada una de ellas.

Los dos puntos fundamentales de una política nacional de energía deben ser conservar energía (es decir hacer un uso más eficiente de ella) y prolongar la duración de los energéticos no renovables, disminuyendo la dependencia en los hidrocarburos y diversificando la oferta energética.

Excepto en la calefacción de casas, la cocina, el consumo eléctrico residencial y el transporte de pasajeros, la energía no es usada por los consumidores finales sino por productores que la usan para producir otros bienes y servicios. Las normas fiscales y de otro tipo pueden aplicarse a los sectores consumidores o a las fuentes de energía para variar la estructura de la producción y el consumo de tal manera que se alivie la demanda sobre los recursos energéticos más escasos.

1.3.4 LA ENERGIA EN EL CAMPO.

Las necesidades de energía en el campo son, en primer lugar, las de la actividad agrícola, y en segundo, las de la gente relacionada con dicha actividad. La agricultura es una actividad que produce biomasa útil (alimentos, combustibles, fertilizantes, materias primas industriales, etc.). Su producción es tan variada, que muchos sistemas agrícolas en países en desarrollo son autosuficientes en productos agrícolas, aunque el país en sí no lo sea.

Los flujos comerciales de estos sistemas con otras áreas son pequeños, por lo que el costo de la infraestructura (caminos y suministro de energía) que se necesita para apoyar tales flujos es alto. Aunque los costos de la infraestructura varían y son más pagables en áreas densamente pobladas, son una restricción para el ritmo del desarrollo rural. Un país que invierte en infraestructura rural obtiene pocas ganancias en términos de comercio y producción. Uno que invierte en infraestructura urbana puede incrementar su

producción y comercio industrial más rápido, pero enfrentará problemas de dualismo entre las áreas urbanas y rurales y de migración rural-urbana.

La gente que habita en las zonas rurales del país depende básicamente de la biomasa como fuente de energía. Esta dependencia está en función de que tan accesibles son otro tipo de energéticos. La disponibilidad de energía en muchos lugares está disminuyendo a la par que la oferta de energía de biomasa, debido a la deforestación y al crecimiento de la población. La gente del campo en los países en desarrollo consume energía a niveles mínimos (de subsistencia), es decir de una potencia media de 270 a 360 W per cápita (incluyendo distintas fuentes de energía).

La población del campo utiliza el combustible disponible y tiende a minimizar el trabajo necesario para la recolección y la preparación del combustible. Por ellos mismos la tendencia es a seguir prácticas de recolección de combustible menos destructivas. Hay desigualdad considerable en el acceso al combustible y en consecuencia en el costo de mano de obra del combustible. Los que no tienen terreno y las mujeres son a menudo a los que les va peor (tienen que recolectar para otros).

Cuando a las fuentes de energía se les asignan usos en los cuales resultan más útiles y son más eficientes, podemos decir que mejora la relación entre la fuente y el uso. Por ejemplo la leña, que proporciona calor al ser quemada, es una fuente de primera calidad para usos térmicos.

Además de la relación entre la fuente y el uso, hay que considerar el proceso de transformación. En el caso de la leña, el proceso puede ser ineficiente si la tecnología utilizada desperdicia una alta proporción del calor desprendido.

En la tabla 6 se muestran los dispositivos y las fuentes que pueden resolver las necesidades de energía de comunidades rurales de manera más

TAREA	A L T E R N A T I V A S	
	FUENTE	DISPOSITIVO
Calent. media temp.	biogás	quemador de gas
	bosques energéticos	estufa de leña o carbón veg
Calent. baja temp.	calor de desperd.	estufa de leña o carbón veg
	solar	calentador, secador
Iluminación	electricidad	lámp. incandesc. o fuoesc.
Energía mec. estacion.	animales de tiro	trapiches, etc
	trabajo humano.	dispositivos de pedales
	viento	molinos de viento
	biogás	máquina. de biogás
	bosques energéticos	máquina de gas de gasógeno
	etanol	máquina de combust.interna
	electricidad	motor eléctrico
	energía hidráulica	turbina
Energía mec. móvil	animales de tiro	arado, etc.
	trabajo humano	dispositivos de pedales
	etanol	máquina de comb. interna
	bosques energéticos	máquina de gas de gasógeno
	biogás	máquina de biogás
Calent. alta temp.	biogás	horno
	carbón vegetal	horno.

Tabla 6. Selección de fuentes y dispositivos de energía para comunidades rurales, de acuerdo con criterios termodinámicos²⁰.

eficiente, desde un punto de vista termodinámico.

Para poder establecer un criterio de decisión, además de considerar los costos y beneficios de cada alternativa y su racionalidad energética, hay que tomar en cuenta la concordancia en el tiempo entre la tarea consumidora de energía y la fuente (si es mala, se hace necesario el almacenamiento de energía, que es caro); la primacía de las necesidades básicas; la autosuficiencia local y la independencia del sistema, proveyendo participación y control social. Se debe además procurar usar como primera alternativa las fuentes renovables y tratar de minimizar impactos ambientales negativos.

²⁰ A partir de A. K. N. Reddy. (Ver nota anterior) "The design of Rural Energy Centres", en *Rural Technology*, Bangalore, 1980, citado por Meier (1981).

Ahora bien, dentro de un programa de desarrollo de una área rural marginada, ¿cómo se manifiesta un avance en términos de fuentes y usos de energía?

Con relación a las fuentes, el programa debería conducir a la utilización de formas de energía más nobles y versátiles, que a su vez permitan un aprovechamiento más eficiente de los recursos.

Por otra parte, deberían aparecer nuevos usos en la estructura de consumo, como consecuencia de una mayor satisfacción de necesidades.

La mayoría de las necesidades energéticas de los pobladores rurales pueden ser satisfechas con los combustibles calóricos, como la leña y el biogás. Estas son fuentes de bajo grado, que producen sólo temperaturas medias (en comparación con la energía mecánica y la eléctrica, que pueden generar temperaturas muy altas). Los principios termodinámicos que rigen su conversión en energía mecánica limitan severamente la eficiencia máxima que se puede lograr, pero, para generar calor, son una fuente de energía apropiada.

La electricidad, en cambio, es una energía de alto grado, y se usa mejor en usos mecánicos y de iluminación. Con usos térmicos, la electricidad no es generalmente la mejor opción: debe ser la excepción más que la regla. Por eso resulta poco apropiada para muchos de los usos de energía que se requieren en el campo, como la cocina, la nixtamalización, el calentamiento de agua, etc.

El campo de aplicación de la electricidad, de acuerdo con esta lógica de eficiencia económica y energética, está en la iluminación y en la energía mecánica estacionaria (es decir, motores eléctricos fijos, lo cual excluye al transporte), tareas para las cuales es una fuente de energía de alta calidad.

En conclusión, la electricidad en el campo permite disponer de una iluminación de mucho mejor calidad que la que se obtiene por otros me-

dios (excluyendo al sol por supuesto!) y, sobre todo, abre las posibilidades para la instalación de molinos de nixtamal, bombas para riego o abastecimiento de agua, aserraderos, talleres de carpintería o herrería, despulpadoras de café, molinos de granos, telares, talleres de costura, empacadoras, etcétera.

La electricidad facilita la instalación de clínicas, alumbrado y otros servicios; sirve de incentivo para que gente capacitada trabaje en áreas rurales; mejora la calidad de servicios educativos, de salud, etc.; permite que las familias tengan acceso a dispositivos domésticos, restringidos antes a las áreas urbanas; promueve el establecimiento de agro-industrias, con lo cual, aumentan las oportunidades de empleo y aumenta el ingreso (esto último también se soluciona con energía mecánica), e indirectamente, evita la migración hacia las zonas urbanas. En resumen, mejora la calidad de vida de los habitantes de las zonas rurales.

Es evidente que una demanda de baja densidad, dispersa y vinculada a los usos domésticos, reúne condiciones adversas para el propósito de introducir la electricidad en el campo. No obstante, son esas las condiciones más frecuentes y a ellas deberán adaptarse las soluciones que se propongan.

Las formas usuales de abastecimiento eléctrico a áreas rurales son motivo de permanente discusión y análisis. Estas formas, que se denominan "convencionales" por su difundida utilización, se basan en las siguientes alternativas:

- producción centralizada y distribución mediante líneas de media tensión, y
- generación aislada mediante grupos electrógenos alimentados con combustibles derivados del petróleo.

Los beneficios de la electrificación rural por medio de extensiones de la red han sido puestos en duda²⁶, debido a los altos costos que

²⁶ Banco Mundial, Electrificación rural, (1976), citado por Instituto de Economía Energética (1987).

implican, al elevado nivel de subutilización de la capacidad instalada que se da durante los primeros diez años y a la imposibilidad de establecer tarifas que reflejen los costos.

Con relación al esquema de generación aislada mediante grupos electrogénos, las críticas se centran en el costo elevado del equipo, las dificultades de carácter operativo (costo y transporte del combustible en zonas caracterizadas por infraestructura de transporte deficiente) y la ausencia de líneas de financiamiento accesibles.

De acuerdo con lo expuesto, parecería que las alternativas llamadas "convencionales" no se adecúan a las necesidades que se manifiestan en las áreas rurales, ni al perfil socioeconómico que las caracteriza.

Por su parte los modos "no convencionales" de abastecimiento de energía, pueden convertirse en una alternativa complementaria de los modos "convencionales" para dar solución a los requerimientos del poblador rural. Para ello es necesaria una planificación del suministro de energía eléctrica, evaluando modelos alternativos de abastecimiento.

La metodología propuesta²⁷, en general, para la introducción de cualquier fuente de energía debe responder a los siguientes objetivos específicos:

1. Insertar la planeación energética como parte integrada a la planeación del desarrollo de un área previamente definida.
2. Considerar la escala del requerimiento y el contexto socio-económico en el que se insertará el esquema de abastecimiento planeado.
3. En este contexto, analizar los requerimientos domésticos de energía del poblador rural a través de un modelo analítico que permita determinar los niveles de consumo por usos, así como las fuentes utilizadas.

²⁷ Por el Instituto de Economía Energética (1987).

4. Incorporar todas las alternativas de abastecimiento convencionales o no convencionales que los recursos naturales y el desarrollo de tecnología de la región hagan viables.

5. Desarrollar una solución combinada con las fuentes y tecnologías disponibles, que optimice el programa de abastecimiento resultante.

6. Analizar y comparar las soluciones en escala micro y macroeconómica, permitiendo optar por la decisión de mínimo costo económico o por soluciones alternativas que maximicen otros efectos buscados.

La propuesta debe implicar un estudio que contemple:

1. Un diagnóstico regional socio-económico y energético: Para el sector energía, deberá determinarse la importancia relativa que se le asigna en el modelo de desarrollo, explicando los beneficios que pueden esperarse de la satisfacción de los requerimientos energéticos en el área rural. Desde el punto de vista de la información a utilizar, resultaría óptimo disponer del balance energético de la región, construido a partir de la identificación y cuantificación de los usos finales. Si dicha información no existiera, será pertinente recopilar con la mayor desagregación posible, los datos relativos al consumo, identificando fuentes y usos hasta el nivel que los datos existentes lo permitan.

2. Una evaluación de los requerimientos energéticos del poblador rural: Los métodos de proyección de demanda basados en información histórica de consumo no son aplicables en las regiones rurales donde, por lo general, no se registran datos para la identificación de los consumos. La proyección se basa, entonces, en la simulación de los comportamientos del sector rural, principalmente en cuanto a la posibilidad de satisfacer determinados usos. La determinación de los requerimientos de energía por fuentes y usos se realizará mediante encuestas. La información revelada debe facilitar la determinación de la estructura actual por fuentes y usos de las necesidades de energía final y útil,

y las posibilidades de sustitución de unas fuentes por otras.

3. Una evaluación del potencial de las fuentes energéticas disponibles en la región: Es necesario analizar el consumo de energía a partir de los usos finales, incluyendo la totalidad de las fuentes que participan del mismo y desde allí identificar la posibilidad de incorporar una nueva fuente de energía.

4. Hacer una correlación entre requerimientos y fuentes. Seleccionar las tecnologías más adecuadas.

En el caso particular de la electricidad, la metodología que se propone, además de contemplar los puntos antes mencionados, deberá:

1. Describir las modalidades imperantes en la región respecto a la relación entre la compañía eléctrica y los usuarios de la electricidad y las formas usuales de abastecimiento de las restantes fuentes de energía.

2. Evaluar las posibilidades de la sustitución de otras fuentes por electricidad y de incorporación de equipamiento doméstico, así como la capacidad de pago de los potenciales usuarios (los excedentes económicos que los potenciales usuarios están dispuestos a destinar al pago del servicio eléctrico), y su actitud hacia la electricidad.

Para un análisis completo, se debe conocer entre otras cosas:

- la composición familiar y actividad productiva, de modo de definir su capacidad de ahorro,
- el nivel de participación social, para inferir la disposición de los usuarios a cooperar en pequeños sistemas autogestivos,
- los consumos por fuentes, para determinar requerimientos de energía neta y
- la penetración de la energía eléctrica en cada uso, a partir de la fecha de conexión y hábitos cotidianos de utilización de artefactos de viviendas que ya cuentan con el servicio eléctrico, para determinar demanda de potencia y curva de carga diaria.

40 Situación energética

En resumen, deberá analizarse si los métodos propuestos al poblador rural para posibilitar su acceso a la electricidad, guardan una relación adecuada con la escala y la distribución espacial de sus requerimientos y si toman en cuenta su situación socioeconómica.

Una vez hecho este análisis, estaremos en condiciones de evaluar las alternativas energéticas que tiene una comunidad rural.

Ya antes hablamos de las alternativas "convencionales" de suministro de energía a las áreas rurales. Ahora veremos las alternativas llamadas "no convencionales".

Dentro de las alternativas "no convencionales" para sistemas aislados están:

1. Mejoramiento de las tecnologías tradicionales: conservación, reforestación y cultivo de bosques energéticos, es decir dedicados exclusivamente a la producción de biomasa para energía; estufas de leña más eficientes; hornos de carbón vegetal más eficientes. Es muy difícil que la leña y los combustibles de biomasa se utilicen para generar electricidad, sobre todo dada la actual deforestación del país.

2. Biomasa.

3. Viento.

4. Energía solar.

5. Energía hidráulica a pequeña escala.

La solución al problema energético del campo en México no puede ser contemplado como una sola opción. Cada lugar tiene sus propias características y solamente una evaluación de las posibles fuentes de energía y su viabilidad económica podrá indicar cuál es la mejor alternativa para cada caso.

La primera opción es básicamente reforzar las formas de suministro de energía tradicionales en el campo, sólo que de manera más racional. De la segunda, la tercera y la cuarta ya hablamos en el subcapítulo anterior. La quinta opción es el tema de esta tesis y a ella nos referiremos en el siguiente capítulo.

II LA ENERGIA HIDRAULICA A PEQUEÑA ESCALA EN EL MUNDO Y EN MEXICO.

2.1 INTRODUCCION.

La energía hidroeléctrica se ha utilizado desde tiempos remotos para impulsar ruedas hidráulicas con distintos propósitos. En México se empezó a usar desde la época colonial, en particular en usos relacionados con la minería. "El invento y perfeccionamiento de las turbinas hidráulicas y el desarrollo de los generadores eléctricos durante el siglo pasado permitió un aprovechamiento más eficiente de la energía hidráulica para generar energía eléctrica, la cual no solo podía usarse localmente, sino también transmitirse a grandes distancias, gracias al invento de la transmisión eléctrica a alta tensión".

La energía hidráulica se asocia generalmente con las grandes centrales hidroeléctricas, pero también los pequeños aprovechamientos hidráulicos han demostrado ser una fuente de energía económicamente factible. Estos no son tal vez la solución energética del país, pero creemos que, para las áreas rurales no electrificadas y que cuentan con potencial hidráulico, son por lo general la opción más viable.

En este capítulo vamos a referirnos a las pequeñas centrales de energía hidráulica (PCEH), como opción para el abastecimiento de energía mecánica y eléctrica en áreas rurales.

¹ Viqueira (1986).

2.2 CARACTERISTICAS DE LAS PCEH.

2.2.1 CLASIFICACION.

La clasificación entre las pequeñas, medianas y grandes centrales hidroeléctricas es totalmente arbitraria. Hay quienes² proponen ubicar la frontera de las pequeñas centrales en 1 MW. Sin embargo, consideramos que la siguiente clasificación³ es más cómoda:

grandes - más de 50 MW,
medianas - entre 10 y 50 MW y
pequeñas - menos de 10 MW.

A su vez las pequeñas (termino generico) se subdividen en:

pequeñas (termino específico) - entre 1 MW y 10 MW,
minis - entre 100 kW y 1,000 kW y
micros - menos de 100 kW.

Los rangos de carga para los desarrollos hidroeléctricos pueden ser definidos como sigue:
carga grande - más de 100 m,
carga mediana - entre 15 y 100 m y
carga pequeña - menos de 15 m.

2.2.2 ASPECTOS GENERALES.

Normalmente el diseño de las obras de pequeño tamaño es repetitivo y basado en la experiencia obtenida en las grandes obras. Es frecuente que no se tomen en consideración los problemas y características específicas de las PCEH, que las hacen muy distintas de las grandes centrales hidroeléctricas.

Las consecuencias de esta actitud se traducen, al realizar la planeación de la obra, en procedimientos constructivos complejos, que requieren de administración especializada, maquinaria costosa y movimiento de personal especia-

² Meser (1981).

³ Propuesta por C. I. Power Services Inc. (1984).

lizado hasta el sitio de la obra. Este enfoque se caracteriza además por una baja utilización de la mano de obra local y un uso limitado de materiales y tecnología de la zona.

Lo más adecuado es el uso de equipos económicos y simples de operar, la incorporación a la obra de materiales de la zona, el uso de mano de obra local que, además de crear empleos durante la construcción, familiarice a los habitantes del lugar con la obra y los prepare para la operación y mantenimiento relacionados con el proyecto. Se debe diseñar de tal modo que la operación y mantenimiento no requiera de grandes conocimientos.

Una PCEH se construye en unos cuantos meses, ya que no requiere de grandes periodos de estudios y su proceso constructivo es menos sofisticado. Su maquinaria debe ser robusta, sencilla y fácil de mantener. Se debe usar en lo posible la mano de obra y materiales locales, para que los costos bajen.

Se debe buscar la participación de la comunidad en todas las actividades (planeación, construcción, operación, mantenimiento y gestión). Esto aumenta las posibilidades de éxito del proyecto.

Es poca la experiencia que se tiene en México de un diseño basado en procedimientos de construcción orientados específicamente a obras pequeñas, y, en lo que respecta a las PCEH, la experiencia es prácticamente nula. Por eso, para hablar de sus características nos vamos a basar en la experiencia obtenida en otros países.

En resumen, es una característica específica de los sistemas pequeños el uso de una tecnología que aproveche al máximo los recursos locales o apropiados al lugar. No hay que cometer el error de querer adaptar la tecnología de gran escala en las PCEH. Por el contrario, hay que buscar que en un futuro se pueda utilizar la tecnología local y apropiada en sistemas de mayor tamaño.

Las PCEH deben concebirse como parte integrante de un programa de desarrollo más amplio, que incluya la creación de pequeñas industrias y, si es posible, un proyecto de uso múltiple del agua.

El establecimiento de una organización local que se encargue de la PCEH, así como la capacitación de su personal administrativo y técnico, es sin duda más difícil que controlar la PCEH a través de una agencia central del gobierno, pero es un enfoque más promisorio y un elemento decisivo para aumentar las posibilidades de éxito.

Los errores más frecuentes que se han cometido hasta ahora en otros países son los siguientes:

1. Usar diseños y técnicas de construcción propios de las grandes centrales. Esto se explica porque las agencias gubernamentales y compañías de ingeniería han adquirido experiencia en las grandes obras, y es normal que pretendan usar los mismos diseños y técnicas de construcción (sólo a una escala menor). Esto les ha dado a las pequeñas centrales la fama de caras. Desde luego, esto se soluciona utilizando una tecnología apropiada para la construcción de una PCEH.

2. Querer desarrollar al máximo el potencial existente sin tomar en cuenta la demanda real de energía, con la errónea suposición de que la carga se dará por sí sola, es decir, por hacer proyecciones demasiado optimistas del crecimiento de la carga, sin conocer el valor real de la energía de alto grado para la gente, así como de sus posibilidades y su deseo de pagar por ella.

2.2.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS.

En comparación con otras fuentes de energía, las PCEH tienen las siguientes ventajas:

1. Son una fuente de energía renovable, limpia, y segura.

2. Su potencial energético está disperso, lo cual corresponde a la población rural dispersa.

3. Pueden ser la única alternativa viable para el suministro de energía en áreas rurales. Es decir, en muchas comunidades aisladas, de difícil acceso, la conexión a la red o incluso el transporte de combustibles es incosteable.

4. Son un foco de promoción industrial en zonas aun sin desarrollar. Con electricidad se pueden promover actividades productivas dentro de la comunidad.

5. Se puede utilizar la energía mecánica giratoria directamente para mover maquinaria, sin necesidad de pasar por intermediario de la energía eléctrica, que provoca pérdidas de energía y aumento de costos. Esto resulta muy útil en comunidades aisladas donde la energía mecánica se puede usar productivamente para la molienda de nixtamal o para mover algún taller.

6. Pueden actuar como centrales de apoyo, cercanas a los centros rurales de consumo, y atender los servicios mínimos en caso de emergencia, sin depender del suministro de combustibles fósiles.

7. No tienen los impactos ambientales de las grandes centrales:

- inundación de áreas cultivables,
- desplazamiento de comunidades,
- cambios en el equilibrio ecológico del río,
- modificación del paisaje y
- aumento de ciertas enfermedades.

8. Pueden aprovechar embalses ya construidos (de regulación o de riego, por ejemplo) para producir energía.

9. En la escala micro no se requiere la sofisticación tecnológica característica de los grandes sistemas hidroeléctricos.

10. Puede utilizarse en su construcción mano de obra y materiales locales (no sólo acero y concreto), de costo reducido. En ocasiones, gran parte de la tecnología puede ser nacional.

46 Energía hidráulica

11. No necesitan personal altamente calificado.

12. Hay varios tipos de turbinas adecuadas para una PCEH que pueden ser fabricadas regional o nacionalmente.

13. En las micro-centrales se pueden admitir rendimientos más bajos en los equipos, lo cual implica un ahorro considerable en la inversión.

14. La regulación y control de la central pueden ser totalmente automáticos.

15. Los sistemas eléctricos pequeños no requieren de redes de distribución de alto voltaje, que son caras y producen pérdidas de energía.

16. En los sistemas pequeños, se pueden admitir mayores fluctuaciones de voltaje y frecuencia eléctrica que en los grandes.

17. Los sistemas hidráulicos pequeños no requieren del enorme trabajo de recolección y procesamiento de datos hidrológicos propio de los sistemas mayores, en los cuales es tal la magnitud tanto de la inversión de recursos como de las consecuencias de su eventual falla, que resulta inadmisibles tanto sobrestimar como subestimar el gasto y la avenida de diseño.

El caso de las pequeñas centrales es muy diferente:

En primer lugar la cortina, en caso de que esta sea necesaria, es una obra tan pequeña que no resultaría ni desastrosa su falla ni demasiado cara su reconstrucción. (Desde luego que hay que procurar hacer las cosas de la mejor manera posible, pero lo que hay que evitar es que en hacer estudios se dediquen mayores recursos de los que se necesitarían para reconstruir una pequeña cortina.)

En segundo lugar, no es tan grave que la PCEH este subdimensionada, ya que en caso de ser insuficiente se puede ampliar; ni sobredimensionada porque no es terrible que deje de funcionar a veces por falta de agua, y porque, de todos modos, de una PCEH no deben depender servicios e-

senciales como un hospital, porque siempre existe la posibilidad de que se descomponga por algunos días. Además, cuando se diseña de acuerdo con el gasto mínimo en lugar de con un criterio de optimización de la utilización del gasto, eso es muy raro que ocurra.

Como contrapartida debe decirse que:

1. No son una solución para el problema energético de ningún país. Pueden solucionar el suministro de energía en áreas rurales, aportar energía de apoyo, diversificar las fuentes de energía e incluso ser piezas clave en la primera etapa del desarrollo industrial de un país, pero no son una alternativa para la producción masiva de energía.

2. La tecnología de las pequeñas centrales no se puede considerar "apropiada", entendiéndose por esto el dominio técnico por parte de los usuarios.

3. La cantidad de energía que puede generar una PCEH es limitada y depende de los recursos hidráulicos con que se cuente, no así la conexión a la red, que permite un consumo prácticamente ilimitado de energía eléctrica por parte de los usuarios.

4. Hay que aprovechar la energía eléctrica en el momento en el que se la produce porque es de difícil almacenamiento, por eso su generación se tiene que adaptar a la demanda.

5. El factor de carga (relación entre la potencia media consumida y la potencia instalada) de una PCEH es normalmente bajo: puede ser de un 40% cuando se usa para algún tipo de industria, o del 20% en el caso en que su uso sea puramente doméstico*.

2.2.4 ASPECTOS ECONOMICOS.

Es común que se justifique la centralización de la generación de energía con argumentos eco-

* De acuerdo con C. I. Power Services Inc. (1984).

nómicos de escala: se dice, y hay razón en ello, que cuanto más grande es una planta (hasta un determinado límite), más barata resulta la unidad de energía generada. Sin embargo, en el caso de los sistemas muy pequeños, ocurre algo que escapa a dicho razonamiento: la utilización de tecnologías locales o apropiadas permite que se presente una economía de escala inversa. En el caso de la energía hidroeléctrica, dicho fenómeno se presenta bajo el umbral de los 100 kW.

La mayoría de los proyectos económicamente factibles son normalmente desarrollos a gran escala donde se han realizado economías de escala. Sin embargo, en algunos casos estos pueden ser financieramente menos factibles que los desarrollos a pequeña escala, particularmente si se quiere suministrar energía a sitios alejados de la red central.

"El razonamiento económico tradicional contra el desarrollo de las centrales hidráulicas muy pequeñas está empezando a debilitarse [...] por la experiencia obtenida en el funcionamiento de muy grandes empresas. Es una proposición común que cuanto más grande sea el número de unidades, menor será el precio de la unidad. Es fácil entender cómo los costos de operación y de capital para un rancho, una fábrica o una central eléctrica no aumentan en proporción a su producción, y que, por lo tanto, mientras más unidades se produzcan, más se distribuirán los costos fijos y de operación. Sin embargo, en contra de todas las teorías económicas, muchos pequeños negocios y talleres pueden todavía funcionar exitosamente compitiendo con los gigantes, por varias razones, que también se aplican a las centrales de generación de energía. Al disminuir el tamaño de la unidad, el involucramiento de los operadores con su trabajo se vuelve más íntimo, y, por tanto, tiene mayores posibilidades de desembocar en una mayor eficiencia y mejor mantenimiento. Por otro lado, los costos de mano de obra de una gran empresa pueden ser mayores que los de una pequeña."⁶

⁶ Water Power and Dam Construction, Eners 1979, p.25, citado por Meier (1981).

Una de las principales limitaciones para lograr la implantación de PCEH es la relacionada con los costos iniciales de construcción, sobre todo en comunidades donde la capacidad de ahorro es muy limitada.

Los costos por kW de una PCEH varían mucho con el tamaño y la carga hidráulica. Siguiendo un enfoque convencional, el Banco mundial en 1980 propuso costos de entre 2,000 y 3,000 dólares por kW instalado. La OLADE en ese mismo año daba como dato entre \$1000 y 2000/kW. Una agencia alemana de desarrollo entre \$2000-\$9000/kW. Según el enfoque convencional, el costo del equipo suele ser el 50% del costo total, si se tiene una carga hidráulica de más de 20 m, y el 40% si la carga es menor. El costo promedio del equipo convencional es de \$890/kW.

Con un enfoque de tecnología local los costos bajan considerablemente:

1. A partir de la experiencia obtenida en Nepal, Tailandia e Indonesia el costo del equipo es el 26% del costo total, y en promedio es de \$265/kW. Las centrales menores de 100 kW son más baratas que otras un poco mayores. Según un estudio realizado en Nepal, hay dos rangos de factibilidad económica mayor, el primero entre los 2 y los 30 kW (o hasta 100 si $H > 20m$), el segundo entre 1 y 3 MW.

2. En China, la energía de las PCEH es más barata que la de la red, sobre todo por los altos costos de distribución de la red. En el condado de Xinhui el precio de la electricidad que genera una PCEH es de US \$14/GJ (\$0.05/kWh), el de la electricidad que suministra la red es de US \$23/GJ (\$0.084/kWh).

Las tarifas de electricidad tienen dos componentes: una por tener una cierta cantidad de equipo de generación listo y otra por el consumo de energía real. (Por lo que se refiere a los costos, en una hidroeléctrica la primera es mayor, y en una termoelectrónica es la segunda). La tarifa de dos partes requiere medir el consumo de energía de cada consumidor, así como su demanda pico en potencia. Si el 90% de los consu-

medidores son pequeños, medir esto sería algo muy caro [en México las industrias si tienen esa tarifa de dos partes]

Hay varias opciones para las tarifas de las PCEH. Una es cobrar de acuerdo con el número de focos instalados (o de acuerdo con el número de recámaras), sin instalar medidores (que son caros). Este tipo de tarifa incita a un mayor consumo de energía.

Otra opción es si tener medidores, pero aplicar tarifas diferentes según el usuario, de acuerdo con la apreciación que cada usuario le da a la electricidad (por ejemplo la iluminación tiene un valor de uso alto).

2.3 EXPERIENCIA A NIVEL MUNDIAL.

A continuación revisaremos la experiencia que tienen ciertos países en la generación de energía hidráulica a pequeña escala.

2.3.1 ARGENTINA.*

En la provincia de Misiones, Argentina se han instalado PCEH en varias comunidades aisladas, básicamente para suministro de electricidad.

Los resultados obtenidos se evaluaron a partir de encuestas dirigidas hacia los usuarios de las PCEH, y de un estudio en el que se analizaron las metas propuestas y los objetivos alcanzados. Las conclusiones a las que se llegó en dicho estudio fueron, en resumen:

Una PCEH sólo es viable en la medida que signifique una opción más barata que la electrificación convencional. De ahí que el proyecto de construcción de las PCEH se basara en el aporte de todos los usuarios a la obra. En la generalidad de los casos, su participación tuvo lugar en las tareas de corte e instalación de postes y de

* Información tomada de Baranger (1988).

tendido de líneas. En realidad, la participación de los futuros usuarios fue escasa.

A pesar de que se trata de proyectos colectivos, por regla general no existen previamente entre los usuarios los mecanismos sociales que les permitan enfrentar la empresa de manera autogestionaria. "Las agencias gubernamentales, por su parte, están más preocupadas por obtener resultados rápidos al menor costo posible y, para decirlo amablemente, no tienen una percepción del todo clara de las dificultades que entraña llevar a cabo un proyecto semejante. Su visión es cortoplacista y limitada a que la obra se ejecute. En suma, todo lo contrario a un estilo de desarrollo que maximice los niveles de producción locales y que tenga un impacto multiplicador sobre la satisfacción de las necesidades de sus beneficiarios."

Un 86% de los usuarios de las PCEH misioneras⁷ no registran ningún uso de la electricidad fuera de los puramente domésticos. El 14% restante se reparte por igual entre el uso de soldadores y otros usos. Además, del 86% que no muestran un uso productivo, el 77% no manifiestan tampoco la intención de incorporarse en el futuro. Esto provoca necesariamente, un factor de carga bajo.

En ninguna vivienda se superan los 180 W de potencia media, y en un 92.7% de éstas no se alcanza a consumir 140 W. Esto reafirma el limitado consumo de energía por parte de los pobladores rurales.

En opinión de los usuarios, la energía producida aparece como apta para resolver muchas de sus necesidades, tanto en cantidad como en calidad, aunque los sectores más acomodados ven limitadas sus aspiraciones de consumo. Aún así, hay una amplia mayoría de la población rural cuyas expectativas no van más allá (al menos por ahora) del foco y, eventualmente, la televisión.

⁷ Gentilicio de la provincia de Misiones.

2.3.2 CHINA.*

El potencial hidráulico chino es de 680 GW. De estos, la capacidad explotable por las PCEH es de 70 GW. Al final de 1983 se generaban 3.5 GW (12% del potencial) por medio de 90,000 PCEH. Las PCEH son el 40% del total de la capacidad hidráulica instalada, y un tercio de los cantones chinos tienen como principal fuente de energía a las PCEH.

Aunque grandes áreas urbanas no tienen suficiente suministro de electricidad, sus sistemas aislados brindan energía eléctrica a una gran proporción de la población del país, sobre todo a la población rural, que es el 80% de la población total.

El desarrollo del potencial hidroeléctrico en China descansa en las labores, capital y tecnología locales -materiales, habilidad y mano de obra- (muy poco cemento, acero y madera). Inclusive el equipo se hace localmente.

La consigna es: auto-construcción, auto-gestión, auto-consumo y usar las ganancias de la electricidad para generar más electricidad.

Si bien la capacidad industrial permitió la construcción de turbinas mayores, y el rango de las PCEH se aumentó hasta 12 MW, la construcción de unidades muy pequeñas continuó. Se desarrolló inclusive conjuntos turbina-generador para entre 0.6 y 12 kW.

Los planes para construir una nueva central se originan en el nivel de la comuna. En el diseño, participa la oficina hidráulica del condado. Las decisiones para PCEH que van a generar menos de 500 kW se toman en el condado. Las mayores se deciden en la provincia. La propiedad es por lo general de las comunas.

Aproximadamente un 65% de la energía se destina al sector agrícola, básicamente para bombeo de agua y procesamiento de granos. La industria local consume el 15%, el restante 20% se destina

* Información tomada de Qian Zhengying (1985) y Deng Bingli (1985).

a los usos domésticos. Las cocinas usan leña, carbón o biogás.

Las tarifas varían. En una comunidad puede ser que el bombeo sea lo más barato, el uso industrial lo más caro. En otra la tarifa más alta puede corresponder al consumo doméstico. Existe flexibilidad en la fijación de tarifas: Por ejemplo, una PCEH en China tiene las siguientes tarifas (en centavos de dólar por kWh): industria, 1.2; doméstico, 2.1, riego y bombeo, 0.6. En otra pequeña central, en cambio, se le cobra más a la industria, por ser ésta la que, gracias a la energía, puede obtener ganancias excedentes*.

El papel de las PCEH es muy importante en las áreas rurales. En 1974 alrededor de 30% de los 1100 condados obtenían electricidad principalmente de PCEH.

La tendencia predominante es la de un uso múltiple de los recursos hidráulicos: control de avenidas, riego, piscicultura y recreación. A menudo los otros usos parecen tener mayor prioridad que la energía. Por lo tanto, los costos no se atribuyen a una sola actividad.

El financiamiento se hace con fondos acumulados por las comunas o brigadas de producción, con muy pequeños subsidios del estado, junto con asistencia en el diseño, el equipo y la capacitación de los operadores.

En el seno de cada condado, cuando hay construidas varias PCEH, es necesario enlazarlas por medio de una red local. Esto permite un ajuste mutuo de excedentes y déficits de energía, y por lo tanto mejora la calidad del suministro y los beneficios económicos.

Cuando existe una red local, las autoridades locales se encargan de regular la relación entre las diferentes centrales (lo que cada central genera, lo que cada área consume, etc), evitando conflictos entre las diferentes comunas.

* Meier (1981).

Al final de 1983, el 69% de las PCEH (con una capacidad total de 5.9 GW) ya habían sido conectadas a una red local, regional o nacional (el 31% de éstas se conectaron a la red nacional).

Quando una PCEH se conecta a la red nacional (o estatal), su propiedad y gestión no pasa a manos del estado. La relación con las autoridades superiores, asuntos financieros y comerciales se mantiene inalterada. La conexión ayuda a las PCEH a operar más eficientemente, y a mejorar su economía.

Hay varias maneras de conexión con la red nacional:

- la PCEH da toda la energía a la red y ya no se encarga de la distribución local de la energía;
- la PCEH se conecta, pero conserva su área de suministro, o
- la red local es la que se conecta con la red nacional.

Años de experiencia han mostrado que la conexión de las PCEH con la red nacional es una tendencia inevitable en el desarrollo de la energía hidráulica a pequeña escala.

Hay que hacer notar que en China hay muchos problemas para el desarrollo de las PCEH: distribución regional de recursos muy desigual, variaciones anuales en los gastos muy grandes, mucho azolve en los ríos; sin embargo esto no ha representado un obstáculo en el desarrollo de las PCEH.

En áreas con un gran potencial, se está usando energía excedente (en época de lluvias) para usos térmicos como cocina y horneado con buenos resultados: es benéfico en restaurar el balance ecológico, al preservar los bosques y la cubierta vegetal.

2.3.3 PAKISTAN.¹⁰

En Pakistán a principios de los años setentas, el Ministerio de Agua y Energía instaló va-

¹⁰ Información tomada de Inversin (1986).

rias PCEH siguiendo esquemas tradicionales, y con costos de entre \$5,000 y \$6,000 /kW. Este programa fue abandonado en virtud de los altos costos.

A mediados de los años 70s, la Appropriate Technology Development Organization (ATDO: Organización para el Desarrollo de la Tecnología Apropiaada, dependiente del Ministerio de Ciencia y Tecnología), con el apoyo técnico del Dr. M. Abdullah de la Universidad de Ingeniería y Tecnología de la Provincia de la Frontera Noroeste, lanzó un programa con el objetivo de instalar PCEH en comunidades rurales aisladas del Norte de Pakistán (tierra muy árida). Los resultados han sido los siguientes:

Para 1985, se habían instalado cerca de 40 PCEH con capacidades de entre 5 y 15 kW. Centrales con potencias de hasta 50 kW estaban en ese momento en construcción.

La energía generada se usa principalmente en la noche para iluminación. En una cuarta parte de los sitios, existen además talleres y máquinas de procesamiento de productos agrícolas que funcionan durante el día por medio de energía hidráulica.

Al principio un grupo de personas apoyadas por la ATDO fueron a varias comunidades en las cuales había un aparente potencial de energía hidráulica a platicar con la gente sobre las posibilidades de aprovecharla por medio de una pequeña central. Algunas comunidades no aceptaron la idea; otras sí, y se comprometieron a hacer aportaciones en dinero y mano de obra.

Inicialmente la idea era que un equipo de gente organizado y apoyado por la ATDO iba a ser el encargado de instalar cada central. Sin embargo, el entusiasmo de la gente del lugar, así como su capacidad de adquirir las habilidades necesarias para la construcción de las PCEH, hizo posible que se compartiera esa responsabilidad. Asimismo, la ATDO ha podido reducir su apoyo económico a las centrales.

Tomando en cuenta que una PCEH puede afectar a una comunidad entera, es importante considerar las interrelaciones intrincadas inherentes a las comunidades tradicionales. No se puede suponer que la "comunidad" va a solicitar asistencia para explotar sus recursos hidráulicos. El asunto se complica aún más por el hecho de que la implantación de un proyecto de esta naturaleza requiere del acceso a los derechos del agua, de un sitio para la casa de máquinas, y del terreno a través del cual se conduce el agua. Por lo tanto, es un individuo o un grupo de individuos el que toma la iniciativa, personas que tienen el respecto del resto de la comunidad, en virtud de su posición social y/o económica. Pueden ser líderes tradicionales, individuos con gran iniciativa, administradores de cooperativas locales o pequeños propietarios. Si en el grupo promotor está presente el propietario del terreno en el que se piensa instalar la central, las cosas se simplifican. Generalmente este tipo de organización es informal, aunque se recomienda a la gente que se registre como cooperativa ante el gobierno de la provincia para evitar problemas en el futuro, y para tener acceso a ciertos beneficios.

Después de que gente de la comunidad solicita asistencia, la ATDO averigua si está planeada la conexión a la red en un plazo corto. En caso contrario, un equipo de gente visita la comunidad para enterarse de sus objetivos y proporcionarles información. La ATDO aprueba el proyecto sólo si es seguro que los beneficios de la PCEH se distribuirán entre la comunidad en su conjunto. Si esto no es seguro, la ATDO suspende la asistencia. Esta práctica promueve indirectamente la cooperación y comunicación en el seno de la comunidad.

Posteriormente se discute el proyecto con la comunidad. La ATDO no prepara planos ingenieriles porque la gente no los comprende. En cambio, usa pequeñas maquetas de madera para mostrar el diseño y el funcionamiento de los elementos con los cuales la gente no está familiarizada.

Para evitar malentendidos, la ATDO tiene la política de no manejar contribuciones monetarias de la comunidad. Es ésta la que se tiene que encargar de comprar los materiales.

La construcción suele durar entre 3 y 4 meses.

Una persona designada por la comunidad opera y mantiene la planta. Durante los primeros días es asistido por personal de la ATDO para que aprenda las diversas tareas que le corresponden. La tarea principal es la regulación de la velocidad, ya que los sistemas no incluyen un dispositivo automático para esto. Dado que la gente de la comunidad acostumbra prender y apagar sus focos en horas bastante determinadas, el trabajo del operador no es muy pesado. Después del atardecer, cuando la gente enciende las luces, el único cambio importante ocurre varias horas después, a la hora de dormir. El operador duerme en la central (durante la noche varias luces permanecen encendidas).

La tarifa suele ser por foco. Se pide a la gente que use focos de 40 ó 60 W. El gobierno no interviene ni cobra impuestos.

Estas PCEH han tenido costos sorprendentemente bajos, de entre \$350 y \$500/kW (dólares de 1981), incluyendo la distribución de la electricidad. Esto se ha logrado gracias a:

- el uso no convencional de los materiales disponibles,
- los diseños adecuados a las condiciones locales,
- el involucramiento total de la comunidad en la iniciación, construcción, gestión, operación y mantenimiento de las centrales,
- los costos administrativos bajos,
- la contribución de la gente en mano de obra,
- el uso máximo de materiales locales,
- la fabricación local de casi todo el equipo,
- el criterio de no buscar una eficiencia máxima del sistema,
- la carencia de regulador de velocidad,
- la ausencia de ganancias económicas y

- el uso mínimo de asistencia y supervisión especializada.

Cada comunidad es responsable de todos los aspectos de su central. Decisiones en cuestiones tales como tarifas, horas de operación y distribución de la energía se toman localmente, cuando surge la necesidad.

La iluminación es el uso principal, pero también hay ventiladores, planchas, plantas soldadoras, taladros y televisiones que se usan ocasionalmente.

En ciertos sitios hay molinos de harina, beneficiadoras de arroz, cierras de cinta, molinos de sal gruesa, hiladoras, esmeriles, etc.

En la comunidad donde se instaló la primera PCEH ya se construyeron otras tres, y en otra comunidad se añadieron dos.

La tecnología utilizada es muy sencilla. Los bordos de derivación son provisionales, hechos con piedras; se reconstruyen después de cada temporada de lluvias. El canal suele ser no revestido, excepto en suelos porosos, donde se reviste con mampostería o concreto. No hay tanques de sedimentación; por lo tanto, los canales deben ser limpiados cada mes por la comunidad (esto es así porque hay una mayor disponibilidad de mano de obra que de capital). El tanque de regulación es por lo general la única estructura en la que se usa concreto. Para disminuir al máximo la longitud de la tubería, el tanque se construye a veces prácticamente encima de la casa de máquinas, apoyado en una estructura de mampostería. La tubería de acero sólo se usa para cargas mayores de 6m; para cargas menores se usan a veces tambores de 200 litros soldados en pares en la ciudad y luego sujetados con abrazaderas; o bien tubería de madera de sección rectangular (opción aún más barata). Sólo se usa una válvula de compuerta en el caso de cargas mayores; para cargas menores se controla el gasto por medio de tablas de madera en la entrada de la tubería.

La casa de máquinas se hace con las técnicas locales. La turbina, que se fabrica en la uni-

versidad o en un taller local, suele colocarse uno o dos metros debajo del piso de ésta, para maximizar la carga sin aumentar demasiado la excavación. Las turbinas son del tipo Michell-Banki, con eficiencias de entre 50 y 60%. Los generadores son los elementos más caros (40% del costo, aproximadamente), pues son los únicos no fabricados localmente (son chinos, y tienen regulador manual de voltaje) (se están haciendo investigaciones para ver si vale la pena construirlos localmente). No hay control de velocidad. El operador controla el gasto por medio de compuertas en el tanque de regulación (tiene que estar subiendo y bajando, el pobre) o por medio de una válvula de compuerta. Ambos son medios ineficientes de controlar la velocidad, pero, dada la oferta de agua, eso no importa. En un sitio hay una alarma en caso de exceso de voltaje para despertar al operador.

La ATDO paga la mitad del costo del generador y el gobierno de la provincia la otra mitad. La ATDO cubre el costo de sus propios servicios técnicos. La comunidad paga toda la obra civil. La turbina y el cableado se pagan entre las tres partes.

Suponiendo una tasa de interés del 13%, una vida útil de 25 años, un factor de carga de 30% y pérdidas de distribución de 5%, el costo de la energía es de entre \$5 y \$10/GJ (\$0.02 y \$0.04/kWh; dólares de 1978).

2.3.4 OTRAS EXPERIENCIAS.

La experiencia (en Perú, Colombia, India, Nepal y Sri Lanka) es que, cuando a la gente se le pregunta para que quiere electricidad, responde que para iluminación y cocina, para desplazar el kerosén y la leña.

En particular en Colombia, aunque hay muy poca experiencia, se ha tratado de sustituir el uso de la leña para cocción con electricidad. La producción máxima de la PCEH de El Dormilón, Colombia no es suficiente para proporcionar energía a estufas eléctricas convencionales en cada

vivienda si cada familia quiere cocinar al mismo tiempo. Sin embargo, por medio de la instalación de estufas almacenadoras de calor de 400 W en cada casa, es posible suministrarles energía durante las 24 horas del día, almacenando suficiente calor como para permitir que se cocine de manera normal¹¹.

Las estufas almacenadoras de calor son una tecnología muy usada en Noruega, en lugares donde el suministro eléctrico viene de PCEH. El calor se almacena en un bloque de hierro fundido muy bien aislado a lo largo de las 24 horas del día. La demanda máxima se reduce entonces de aproximadamente 2 kW a aproximadamente 400 W por familia¹².

En Suiza en 1914 el tamaño promedio de las centrales hidroeléctricas era de 57 kW, y había una central cada 6 km². El 90% de estas PCEH estaba constituido por centrales que generaban menos de 15 kW.

2.4 PERSPECTIVAS DE LAS PCEH.

2.4.1 EN EL MUNDO.

Actualmente una cuarta parte de la energía eléctrica generada en el mundo proviene de la energía hidráulica.

El Banco Mundial regularmente publica estadísticas de la estimación total del potencial hidroeléctrico de cada país. Las cantidades están basadas en una gran variedad de fuentes. La situación varía de país en país, y, en muchos casos, el potencial hidroeléctrico de pequeñas centrales permanece sin identificar.

De acuerdo a estas estadísticas¹³, el potencial hidroeléctrico tecnológicamente explotable

¹¹ Intermediate Technology Development Group (1985).

¹² Holland (1983).

¹³ Citadas por C. I. Power Services Inc. (1984).

para los países en desarrollo es de alrededor de 1,537 GW. En 1980, la capacidad instalada de generación de energía a partir de estaciones hidroeléctricas era alrededor de 115 GW. Eso representa un porcentaje de desarrollo de recursos hidráulicos con respecto al potencial de un 7.5% para los países en desarrollo, comparado con el potencial aprovechado en el mundo que es del 15%.

El restante potencial eléctrico utilizable al alcance de los países en desarrollo es, por lo tanto, alrededor del 64% del total en el mundo, y la explotación futura de ese recurso renovable, como en el pasado, continúa siendo de fundamental importancia para lograr la meta de la autosuficiencia energética.

Se calcula que el potencial energético de las PCEH es el 10% del total del potencial hidráulico, pero como hay muy poca información hidrológica a nivel mundial respecto a los ríos y arroyos pequeños, hay buenas perspectivas de que se pueda identificar un potencial mayor, sobre todo en los países en desarrollo.

Como una generalización, es razonable suponer que una proporción significativa del potencial hidroeléctrico mundial está compuesto primordialmente por pequeños aprovechamientos. Su importancia en el futuro para el desarrollo mundial es por tanto considerable.

La distribución de los recursos hidroeléctricos en el mundo está más o menos concentrada en las áreas montañosas, que son por lo general las menos pobladas. Nepal por ejemplo, tiene un potencial de 18 GW para una población de 14.6 millones de habitantes, lo cual corresponde a un promedio de 1250 Watts por persona. En contraste, Túnez tiene un potencial de 65 MW para una población de 6.4 millones, lo que da un promedio de 10 W por persona¹⁴.

El pasado crecimiento de la generación de energía eléctrica ha tenido trayectorias distintas en los países en desarrollo. Países altamente

¹⁴ C. I. Power Services Inc. (1984).

te poblados como Brasil, India, Pakistán y Nigeria han invertido grandes esfuerzos en enormes proyectos hidroeléctricos para generar energía para su desarrollo industrial y la expansión de sus áreas urbanas. Las grandes presas han sido frecuentemente etiquetadas como símbolo de crecimiento económico. El precio de este crecimiento ha sido la dependencia en la ayuda y tecnología exterior y un déficit en la balanza de pagos que avanza rápidamente. Además, gran parte de las áreas rurales, extensas y pobladas, permanecen sin electricidad.

En nuestra opinión, la solución para el suministro de energía de los millones de habitantes de los países en desarrollo que viven en áreas rurales, pueden ser las PCEH. Como ya hemos dicho, es posible que esta no sea la solución del problema energético de ningún país, pero puede contribuir a elevar la calidad de vida de los pobladores rurales.

2.4.2 EN MEXICO.

2.4.2.1 Potencial de energía hidráulica a pequeña escala.

No se han hecho en México estimaciones confiables del potencial de las PCEH. Sin embargo, si nos basamos en la gran experiencia de China, donde se ha calculado que el potencial de energía hidráulica a pequeña escala es igual al 20% del potencial de los sitios mayores¹⁶, podemos suponer¹⁶ que el potencial de las pequeñas centrales en México es cercano a los 4 GW.

De acuerdo con el Instituto de Investigaciones Eléctricas, de las 20,000 comunidades aisladas del país con poblaciones de entre 100 y 500 habitantes, el 10% podrían contar con PCEH¹⁷. Q-

¹⁶ El potencial explotable en sitios grandes es de 378 GW, de acuerdo con C. I. Power Services Inc. (1984), y el potencial de las PCEH es de 70 GW, de acuerdo con Qian Zhengying (1985).

¹⁶ A partir del potencial estimado por la CFE, y que se muestra en la p. 27.

¹⁷ Valverde y Martínez (1981).

tro estudio del mismo Instituto detectó en distintos distritos de riego del país 2,225 sitios en los que se podrían construir pequeñas centrales, aprovechando los embalses y canales ya construidos¹⁸.

De ahí que el potencial de energía hidráulica del país sea considerable, no sólo a gran escala sino también a pequeña escala, lo cual permite altas posibilidades de desarrollo de las PCEH en México.

2.4.2.2 Requerimientos de energía.

Para tener una idea de cuanta energía se requiere en una comunidad rural se puede partir como una primera aproximación, de un requerimiento de energía total de 500 W de potencia media per cápita, lo que está bastante arriba del nivel básico de subsistencia, particularmente si se usa eficientemente.

La importancia de la participación de la electricidad en este contexto puede medirse mejor en términos cualitativos que cuantificándola en unidades energéticas: por ser una fuente de energía de alta calidad, realiza tareas que de otro modo requerirían un insumo de energía muchísimo mayor.

Meier¹⁹ propone suministrar inicialmente el 2% del total de la energía en forma de electricidad, lo cual significa una capacidad instalada de 25 W per cápita, (suponiendo un factor de carga de 0.4).

De acuerdo con esta propuesta, que nos parece razonable, hay que partir de este valor mínimo, que permite mejorar los estándares de vida y, dependiendo de la situación, un desarrollo agrícola rudimentario. A esto se puede añadir cualquier uso productivo, como un molino de nixtamal, hasta llegar a la capacidad máxima de la central. Llegado este momento, se buscaría hacer crecer el sistema por medio de una ampliación.

¹⁸ De acuerdo con Flavio Ferrán Riquelme.

¹⁹ Meier (1981).

En conclusión, si necesidades tan reducidas pueden ser satisfechas con los recursos hidráulicos locales, la central resultante será pequeña pero con un impacto sustancial en la vida de los pobladores rurales, además de que, partiendo de este enfoque, será posible multiplicar más rápidamente las experiencias de este tipo a lo largo del país.

Por esta razón, no es necesario preocuparse demasiado por construir PCEH que satisfagan completamente la demanda prevista a largo plazo, pues así no se llegaría muy lejos —nunca se conseguirían los recursos necesarios para proyectos tan pretensiosos—.

En Argentina (ver p. 17) la propuesta²⁰ es tener una capacidad instalada de 375 W por familia de bajos ingresos. Este es un valor alto, sobre todo porque consideran un factor de carga mucho menor (0.17), típico de un uso predominantemente doméstico (iluminación).

2.4.2.3 Comparación entre las pequeñas centrales y otras fuentes de energía.

Ahora bien, independientemente de que en una comunidad rural se den las condiciones para construir una PCEH, primero se debe demostrar que es la mejor opción para solucionar las necesidades energéticas del poblador rural.

Una PCEH se tiene que comparar normalmente con la opción térmica, que es la más frecuentemente utilizada en el campo. En realidad, cuando el consumo de energía es muy bajo, esta es la mejor opción energética para una comunidad rural. Una PCEH empieza a ser una buena opción a medida que el consumo de energía aumenta y se diversifican sus usos. Esto se debe a que la inversión inicial en una PCEH es mucho más alta y sólo se justifica en la medida en que la energía generada se utilice; en ese momento la opción térmica deja de ser buena porque su costo está directamente relacionado con su consumo, es de-

²⁰ Instituto de Economía Energética (1987).

cir, tiene costos de operación muy altos. La comparación se basa entonces en los costos fijos y de operación de la energía suministrada.

En virtud de que el costo inicial de una central térmica es reducido, la comparación se puede basar sólo en los costos de operación de ésta. Esto permite ver si la opción hidráulica es conveniente, aún cuando ya se cuenta con una central térmica (que puede mantenerse lista para funcionar para capacidad adicional en horas pico, para épocas de secas y para periodos de mantenimiento).

Otras fuentes de energía para las áreas rurales son la energía eólica y la solar. En comparación con las PCEH, sus tecnologías están en etapas experimentales. Ninguna de estas tecnologías pueden generar continuamente electricidad, ya que dependen de ciclos temporales y condiciones climáticas cambiantes. Las PCEH de derivación dependen de ciclos estacionales más largos, y por lo tanto su capacidad de generación es más predecible.

2.4.2.4 Comparación entre las pequeñas centrales y la conexión a la red eléctrica.

En otros países se ha visto que las PCEH sólo se justifican en sitios que no cuentan con conexión a la red eléctrica. Esto no quiere decir que ambas opciones sean incompatibles. Por el contrario, el mismo funcionamiento de una PCEH en una comunidad rural podrá acelerar de tal manera su desarrollo económico (a partir de la instalación de pequeños talleres), que se haga factible y hasta necesaria la conexión a la red eléctrica. En ese momento, la PCEH no dejaría de funcionar, sino que se conectaría ella misma a la red. De hecho, eso es lo que ya ha pasado en muchos países, como China, India y Nepal: PCEH que fueron en algún momento concebidas de manera aislada trabajan ahora en conjunto con la red eléctrica.

La Organización Latinoamericana de Energía sugiere que la construcción de una pequeña cen-

tral de energía hidráulica es viable cuando la conexión a la red está proyectada para un plazo mayor de diez años.

En el caso de México se suman a lo anterior la actual legislación eléctrica:

El artículo 36 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica dice: "La Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, oyendo a la Comisión Federal de Electricidad, otorgará permiso de autoabastecimiento de energía eléctrica destinada a la satisfacción de necesidades propias de personas físicas o morales individualmente consideradas. Para el otorgamiento de estos permisos será condición indispensable la imposibilidad o la inconveniencia del suministro del servicio de energía eléctrica por parte de la Comisión Federal de Electricidad [...]".

Tomando en cuenta que es difícil que la CFE quiera hacer suyo el proyecto de una PCEH, dado que sus prioridades actualmente son otras, y que una PCEH se tiene que construir en los términos del art. 36, es necesario justificar ante la SEMIP que la conexión a la red es inconveniente económicamente.

Si la CFE plantea construir una conexión a la red en el corto o mediano plazo, con lo cual la SEMIP no podría otorgar permiso de autoabastecimiento, habrá que demostrar ante ambas instituciones, con una argumentación económica, que, en las condiciones actuales, el autoabastecimiento es una mejor opción.

Si, ante tal argumentación, la CFE se interesara por asumir el proyecto, será necesario demostrar la necesidad de que modifique sus criterios de construcción y operación de centrales hidroeléctricas pues, dadas las características peculiares de las PCEH, su viabilidad económica entra en contradicción con el empleo de tecnología sofisticada en su construcción, y de personal calificado en su operación.

Como consecuencia del artículo 36, para poder construir una PCEH para autoabastecimiento, es necesario que exista en la comunidad rural una

gran capacidad organizativa, dado que, para poder abordar un proyecto de este tipo, es legalmente necesaria la constitución de una organización (persona moral), que podría adoptar la forma legal de cooperativa, ya que la electricidad producida no puede ser vendida por un particular, es decir no puede ser producida para fines lucrativos. De esta manera, las cuotas de consumo, por ejemplo, no serían venta de electricidad (lo cual está prohibido), sino un procedimiento interno de la cooperativa, y la energía eléctrica estaría destinada únicamente "a la satisfacción de necesidades propias" de la cooperativa. Sin embargo, manejar una cooperativa no es cosa fácil; requiere, como se dijo antes, capacidad organizativa por parte de la gente. Asimismo, en el marco de la legislación actual, resulta indispensable que los talleres o pequeñas industrias que se instalen tengan un esquema de propiedad colectiva.

Esta ley tiene la ventaja de que, en algunos casos, evita la exacerbación de las contradicciones internas de la comunidad (asegurando la propiedad colectiva), pero en muchos otros conduce a la imposibilidad práctica de construir sistemas aislados. Por esta razón, es necesaria una modificación de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, que abra el camino a la generación de energía por parte de productores independientes.

2.4.2.5 Aspectos organizativos.

Es algo reconocido que la utilidad de las PCEH radica más en su contribución al desarrollo rural que en su aporte al aumento de la capacidad energética nacional. Es por esto que, si el gobierno va a promover su construcción, sería tal vez preferible que en lugar de la agencia de energía (es decir la CFE), fuera una agencia del desarrollo rural la que se ocupara de esta labor²¹.

²¹ Por ejemplo en Burundi es el Ministerio del Desarrollo Rural el encargado, y en otros países se han seguido caminos similares. Inversin (1986).

Este enfoque tiene la ventaja de permitir un mayor interés por parte de la agencia gubernamental encargada de su promoción, pues la experiencia muestra que a las agencias de energía no les interesan mayormente las PCEH por su poca contribución energética a nivel nacional.

El Estado puede participar, además de en la promoción de las PCEH, en su financiamiento y su construcción, pero siempre se debe buscar la mayor participación posible a nivel local, sobre todo para la operación, el mantenimiento y la gestión.

Otra posibilidad es promover la participación del sector privado. En Nepal, por ejemplo, donde el gobierno ha sido incapaz de desarrollar y operar las PCEH de manera eficiente, varias compañías privadas han demostrado su capacidad para ello de manera económicamente efectiva (para maquinaria de procesamiento de productos agrícolas y generar un poco de electricidad). La participación del sector privado tiene la desventaja de que exacerba la polarización social, pero la excesiva concentración de los beneficios se puede limitar si el Estado regula de algún modo la generación de energía en sistemas independientes.

Lo ideal es que las comunidades en su conjunto sean apoyadas por el Estado, para que tengan la capacidad de asumir como propios los proyectos de electrificación. Sin embargo, en la mayoría de las comunidades rurales de nuestro país es utópico pensar en una organización social capaz de emprender un proyecto de esta naturaleza.

Así como en Nepal ha funcionado con éxito la participación privada, en otros países, como China y Pakistán, han sido las comunidades las principales responsables de la construcción y el funcionamiento de las PCEH. En el contexto de México ambas opciones tienen pros y contras. Lo que pensamos es que, si bien no se puede pretender que una pequeña central signifique una revolución social en una comunidad, sí se puede tratar de que no contribuya a agudizar las desigualdades sociales.

2.4.2.6 El uso de la energía.

Por último, un aspecto sumamente importante es el uso que se le va a dar a la energía, ya sea que esta sea mecánica o eléctrica. Ya hemos dicho antes que la factibilidad económica de una PCEH está íntimamente ligada con el factor de carga de la planta y, en general, para garantizar un factor de carga alto, es necesario que la energía se use con fines productivos, es decir en pequeños talleres.

Sin embargo, la razón más importante para la incorporación de usos productivos es que la importancia de incorporar una nueva fuente de energía como la electricidad en una comunidad rural radica en las posibilidades de desarrollo que implica. La experiencia ha mostrado que la electricidad en el campo tiende a ser usada principalmente para iluminación y sólo marginalmente para usos productivos, pero se debe promover la incorporación de actividades productivas que desemboquen en un desarrollo real de la comunidad rural (como en efecto sucede en otros países del mundo²²).

²² En Nepal por ejemplo hay PCEH construidas exclusivamente con este fin. Inversin (1986).

III TECNOLOGIA DE LOS PEQUEÑOS APROVECHAMIENTOS HIDRAULICOS.

3.1 INTRODUCCION.

Entendemos a la PCEH como uno de los elementos del sistema energético que relaciona a un río con unas necesidades sociales. El sistema tiene dos elementos "concretos": la central y los dispositivos de "consumo" de energía. El río y la PCEH se relacionan entre si en un sitio; la PCEH y los dispositivos por medio de la energía que aquella suministra a éstos, y, por último, los dispositivos y las necesidades a través de tareas. El sistema está simbolizado en la figura 2.

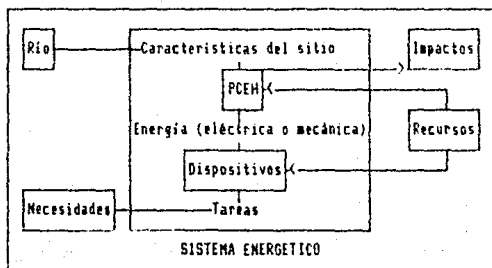


Fig 2. El sistema energético de una PCEH, sus interrelaciones y sus intrarelaciones.

El sistema tiene como objetivo minimizar, tanto los recursos necesarios como los impactos negativos y maximizar la satisfacción de necesidades y los impactos positivos.

Para ello, conviene buscar la mayor congruencia posible entre los patrones de oferta (sitio) y demanda (necesidades sociales) de energía.

Un ejemplo de esta manera globalizadora de ver las cosas es el siguiente: Se está planeando una PCEH para satisfacer las necesidades de molienda de nixtamal y de iluminación de una comunidad rural. La primera opción en que se pensó no satisface la demanda de energía de la molienda en las madrugadas; existen varias opciones:

- escoger un sitio con un mayor potencial energético,
- construir una cortina para almacenar agua y tener más energía disponible en las madrugadas,
- mejorar la eficiencia de la PCEH,
- almacenar energía en baterías (lo cual, de hecho, significa incorporar un elemento más en el sistema),
- mejorar la eficiencia del dispositivo molino de nixtamal, y/o
- cambiar el molino por uno de menor tamaño, aunque se tarde más en realizar su tarea (esto puede implicar para la gente un cambio de costumbres).

El diseño del sistema toma en cuenta, por lo tanto, las interrelaciones entre los siguientes elementos: el sitio, la PCEH, los dispositivos y las tareas.

Sin embargo, un análisis de las tareas encaminadas a la satisfacción de las necesidades humanas, así como de los dispositivos que transforman la energía en la realización de dichas tareas, daría lugar a un estudio de inimaginables dimensiones y escapa, por lo tanto, a los objetivos de este trabajo.

En este capítulo nos ocuparemos de la metodología para la selección del sitio y para el diseño de la pequeña central de energía hidráulica.

3.2 EL SITIO.

El potencial energético bruto de un sitio es proporcional al producto del desnivel y del gasto aprovechables:

$$P_b = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \quad [1]$$

donde:

P_b es la potencia disponible,
 ρ es la densidad del agua,
 g es la aceleración de la gravedad,
 Q es el gasto (volumetrico) aprovechable y
 H es el desnivel aprovechable.

De estas magnitudes, las que hay que determinar en un sitio son el desnivel y el gasto aprovechables. El primero se determina por medio de estudios topográficos.

3.2.1 TOPOGRAFIA.

Los estudios topográficos se dividen en dos etapas: la primera encaminada a determinar cuál o cuáles son los sitios más convenientes, y la segunda a establecer con mayor detalle las características de los sitios posibles.

La primera etapa consiste básicamente en un levantamiento del perfil del río. Los tramos más adecuados son aquéllos en los que la conducción de agua desde la toma hasta la turbina puede ser más corta, es decir aquéllos con una mayor pendiente.

Sin embargo, hay otros criterios importantes en la selección de los sitios posibles, tales como cercanía a los puntos de consumo de energía, facilidad de acceso, relieve amable desde el punto de vista de la construcción de los diferentes elementos de la PCEH y congruencia con otros usos del agua.

Este último criterio es particularmente importante en los ríos cuya agua se usa para riego (el riego tiene preferencia ante la generación

continuación revisaremos los métodos de levantamiento más apropiados para las PCEH:

La **cartografía**, es decir el uso de mapas topográficos, es apropiada sólo para los estudios previos, dado que la escala de los mapas disponibles no permite obtener la precisión necesaria para el levantamiento de detalle.

Con un **altímetro** (un altímetro de topógrafo, no uno de bolsillo) se puede obtener una precisión de un metro, satisfactoria para el levantamiento previo e inclusive, en algunos casos, para el de detalle. Es necesario tomar en cuenta los factores climáticos (temperatura, condiciones atmosféricas y humedad relativa) que afectan las lecturas. Si se dispone de dos instrumentos, lo mejor es dejar uno en un sitio y mover el otro. Si sólo se dispone de un altímetro y un termómetro para hacer correcciones por temperatura, conviene escoger un día con clima constante, por un lado, y regresar, después de la medición, al punto de partida, para corroborar que no ha habido cambios atmosféricos de consideración³. Un altímetro sin termómetro, o bien un altímetro de bolsillo, sólo pueden usarse para estudios previos.

Los métodos del nivel, del clinómetro y del nivel de manguera pueden dar mediciones precisas con la ayuda de un estatal (profesional o improvisado), siempre y cuando se usen con cuidado.

El método del tránsito es el más aconsejable. Si se usa con estatal puede conducir a pequeños errores en la determinación del desnivel aprovechable. Con un tránsito se puede, además, hacer muy fácilmente un levantamiento topográfico del área circundante.

3.2.2 EL GASTO APROVECHABLE.

Podemos estar bastante seguros de que el desnivel no variará sensiblemente a la largo de milenios. Sin embargo esto no sucede con el gasto,

³ Inversin (1986).

que varía no sólo día con día o mes con mes, sino también de año en año. Por esta razón, es necesario recurrir a información hidrológica.

3.2.2.1 Hidrología

En el diseño de las grandes centrales hidroeléctricas se suele requerir de un periodo mínimo de 25 años de mediciones hidrométricas ininterumpidas (10 si se trata de una central de tamaño medio) en el sitio previsto o en algún lugar muy cercano. El caso de las PCEN es diferente: son muy raros los casos en los que se dispone de dicha información hidrológica "deseable".

No obstante, dicha carencia, como hemos dicho antes, no debe significar un obstáculo. En su lugar se puede recurrir a datos de estaciones hidrométricas cercanas*, y en particular de aquellas cuyas áreas drenadas tengan condiciones climáticas, topográficas y de uso del suelo lo más parecidas a las de la cuenca del sitio propuesto. A partir de la información hidrométrica de las cuencas instrumentadas se puede prever el comportamiento del gasto en el sitio propuesto, a través de la comparación de las cuencas.

La comparación más importante es la de las áreas de las cuencas (la de la cuenca del sitio se puede determinar con un mapa topográfico). Asimismo, hay que comparar la precipitación (con el auxilio de mapas climatológicos o de la información de estaciones pluviométricas), así como, de manera cualitativa, el relieve (mapas topográficos) y el uso del suelo (mapas de uso del suelo).

De cualquier modo, algo que siempre conviene es hacer aforos directos en el sitio, de preferencia hacia el final de la época de secas. Después de realizar un aforo, hay que visitar las

* Si no hay estaciones hidrométricas cercanas lo que se puede hacer es aforos en el sitio, y luego comparar el año del aforo con los demás a partir de las estaciones pluviométricas más cercanas. Este método es poco exacto, pero, de cualquier modo, más exacto que el cálculo del escurrimiento a partir de precipitación, evapotranspiración e infiltración, que está sujeto a una infinidad de variables incontrolables.

estaciones hidrométricas cercanas, para averiguar el gasto que había en ellas en el momento del aforo, y así poder establecer relaciones entre las cuencas. Los métodos de aforo se abordarán con mayor detalle en el siguiente inciso.

A diferencia del diseño de las grandes centrales hidroeléctricas, en el cual el gasto máximo esperado es fundamental, el de las PCEH no necesita que esta magnitud sea determinada con demasiada precisión:

En primer lugar, las pequeñas centrales, como veremos más adelante, suelen carecer de cortinas, cuyo diseño se rige por el gasto máximo esperado. En caso de sí contar con una cortina, los daños que podría sufrir por culpa de una subestimación del gasto máximo son tan limitados que no justifican la inversión necesaria tanto para la realización de estudios detallados como para construir una cortina mayor.

En segundo lugar, para las estructuras de la PCEH que sí requieren de la determinación de un gasto máximo —la estructura de entrada y la casa de máquinas— no ocasiona mayores problemas el sobreestimarlos: la primera se localiza adecuadamente, y el nivel de la segunda se puede subir sin problema (siempre se puede usar un tubo de aspiración).

En cambio, los gastos menores sí son importantes: La ausencia de almacenamiento de régimen anual y la necesidad de utilizar al máximo la capacidad instalada (es decir de tener un alto factor de carga), que son características de las PCEH, hacen que el interés del estudio hidrológico se centre en ellos.

Es de interés para el diseño de la central, no un valor de gasto mínimo de diseño, sino la relación gastos-probabilidad de excedencia (ver fig. 3). Esta curva es, de hecho, el resultado de ordenar de mayor a menor los gastos registrados en una estación hidrométrica (multiplicados por el factor adecuado para "traducirlos" a la cuenca del sitio) a lo largo de los años. Al gasto menor le corresponde una probabilidad de excedencia de 1 (100%), y al mayor una de casi

cero (en rigor le corresponde el inverso del número total de mediciones).

A partir de la relación entre los gastos y su probabilidad de excedencia podremos ya sea escoger un gasto mínimo de diseño (a partir de la probabilidad de insuficiencia que queramos asumir) o bien encontrar una turbina o un conjunto de turbinas que se adapten a diferentes gastos, en caso de que se quiera que la capacidad de la PCEN sea bastante mayor que el gasto mínimo "normal", aunque la central trabaje a capacidad reducida una parte del año (ver p. 83).

3.2.2.2 Métodos de aforo.

Existen varios métodos para aforar pequeñas corrientes de agua. El método de la cubeta es el más sencillo y exacto de todos: consiste en medir el tiempo en que tarda en llenarse un recipiente de conocida capacidad. Sin embargo, este método es apropiado sólo cuando el gasto es sumamente pequeño y cuando existe una caída de agua bajo la cual colocar el recipiente.

Las mediciones obtenidas por medio de un vertedor son muy precisas y fáciles de realizar. Sin embargo, este método tiene serios inconvenientes: un vertedor permanente (que resista las crecientes de la temporada de lluvias) es una obra costosa que se justifica sólo si se considera necesario iniciar un largo periodo de registros diarios y si las condiciones de la corriente impiden la utilización de otro método de aforo. Un vertedor provisional, por otro lado, es una obra que suele no ser fácil, si se quiere obtener mediciones más o menos exactas (sobre todo por lo difícil que es impedir el paso del agua por debajo del vertedor en un lecho poroso).

El método de área-velocidad es el más usado para aforar corrientes relativamente grandes. Requiere de un tramo del río en el que el área transversal y la velocidad sean constantes. Dado que las lecturas son tediosas, normalmente se usa sólo para establecer la relación entre la al-

tura de la superficie del agua y el gasto, de tal manera que sólo sea necesario leer el nivel en una estaca. Este método resulta poco apropiado para ríos de montaña con velocidades difíciles de medir y/o con áreas transversales irregulares.

Con el método de área-pendiente se puede calcular el gasto, usando la ecuación de Manning, si se conoce el área transversal, el radio hidráulico, la pendiente media del cauce, y la rugosidad del lecho. Este método es tan inexacto que se utiliza sólo para estimar el gasto de las avenidas (aún después de la avenida, pues ésta deja marcas en los márgenes).

Por último, el método de dilución de sal es conveniente para aforar ríos de montaña turbulentos en los cuales es difícil tanto construir un vertedor como encontrar un tramo del río con sección transversal constante. Consiste en verter sal común (NaCl) en el río y en medir su concentración aguas abajo. La concentración de sal se puede determinar de manera precisa midiendo la conductividad eléctrica, que aumenta notablemente cuanto más concentrada está la sal en el agua.

El método tiene por lo general una precisión de ± 7 por ciento², lo cual es aceptable. Sin embargo, tiene dos limitantes: el conductímetro³ (instrumento que cuesta alrededor de US \$100) y la turbulencia del río (que debe ser suficiente para que la sal se diluya uniformemente). Dado que este método es poco conocido, lo describiremos a continuación con mayor detalle:

Para asegurar una dilución completa y uniforme, la sal debe diluirse previamente en un poco de agua, y las medidas deben hacerse a una dis-

-
- * Inversin (1986). Holland (1983) también lo menciona como muy útil para estudios de factibilidad de PCEH.
 - Alejandro Baeza, del Laboratorio de Electroquímica de la Facultad de Química de la UNAM recomienda acudir a Alvaro García Torres, del Instituto de Investigaciones Científicas de la Universidad de Guanajuato (L. de Retana N25/36000 Guanajuato, Gto.) o a José Luis Martínez, de la compañía VIMAR, en la Ciudad de México.

**ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA**

tancia suficiente aguas abajo (50 metros es suficiente si la turbulencia es grande).

Hay que tomar en cuenta que en los ríos siempre hay sales disueltas. Por lo tanto, para calcular la concentración de sal provocada por el experimento, deberemos restarle a la concentración medida durante el experimento la concentración natural determinada previamente:

$$\bar{n}_e = \bar{n} - \bar{n}_n \quad [2]$$

donde:

\bar{n}_e es la concentración [kg/m³] excedente producida por el experimento,
 \bar{n} es la concentración medida y
 \bar{n}_n es la concentración natural de NaCl más la concentración natural equivalente de otras sales.

Hay dos maneras de aplicar este método:

La primera es verter súbitamente una determinada cantidad de sal (aproximadamente 3 kg por cada m³/s de gasto). Aguas abajo se mide la concentración excedente de sal a intervalos constantes de tiempo, desde que se vierte la sal hasta que la concentración es de nuevo (prácticamente) igual a la natural.

Veamos qué pasa: Aguas abajo, el volumen de agua que pasa en cada intervalo de tiempo es:

$$V = Q \cdot \Delta t \quad [3]$$

donde:

V es el volumen de agua,
 Q es el gasto en el río y
 Δt es el intervalo de tiempo.

Si la concentración excedente de sal en ese volumen es \bar{n}_e , la masa de sal que pasa en ese punto durante el intervalo de tiempo será:

$$m = \bar{n}_e \cdot Q \cdot \Delta t \quad [4]$$

La cantidad de sal que añadimos al principio del experimento debe ser igual a la suma de las masas:

$$M_0 = \Sigma(Q \cdot \bar{n}_e \cdot \Delta t) \quad [5]$$

donde:

M_0 [kg] es la masa de sal vertida en el río.

Dado que podemos suponer que el gasto en el río permanece constante durante la medición, despejamos a Q de la ecuación [5], y obtenemos finalmente⁷:

$$Q = M_0 / \Sigma(\bar{n}_s \cdot \Delta t) \quad [6]$$

La segunda manera es verter un **gasto** constante de sal. El gasto en el río es entonces:

$$Q = Q_0 / \bar{n}_s \quad [7]$$

donde:

Q_0 [kg/s] es el gasto de sal vertida en el río.

Ahora bien, como dijimos antes, es midiendo la conductividad eléctrica como se determina la concentración de sal. A continuación veremos cómo:

La conductividad eléctrica que se registra en un instrumento depende de la conductancia del electrolito (en este caso agua con sal) y de una constante k del instrumento, que es igual al cociente de la distancia entre los electrodos y su área:

$$\mu = L_s / k \quad [8]$$

donde:

μ [ohm⁻¹] es la conductividad eléctrica,
 L_s [ohm⁻¹·cm⁻¹] es la conductancia del electrolito y
 k [cm⁻¹] es una constante de celda que depende del conductímetro.

La conductancia es a su vez función de la concentración de sal medida en gramos equivalentes y de la conductancia equivalente, que depende del tipo de sal:

$$L_s = c \cdot \lambda \quad [9]$$

⁷ La \bar{n}_s , por cierto, variará con el tiempo siguiendo una curva similar a una exponencial $y = xe^{-\mu t}$, mientras que la sumatoria $\Sigma(\bar{n}_s \cdot \Delta t)$ de la ecuación [5] se puede comparar a la integral de la curva en el tiempo.

donde:
 c [eq/cm³] es la concentración en gramos equivalentes por litro y
 λ [ohm⁻¹·cm²·eq⁻¹] es la conductancia equivalente de la sal.

La concentración en gramos equivalentes es igual a la concentración de sal dividida entre su peso equivalente (el peso equivalente es el peso molecular entre la valencia):

$$c = \tilde{n}/Cq \quad [10]$$

donde:
 \tilde{n} [g/cm³] es la concentración de sal y
 Cq [g/eq] es el peso equivalente del tipo de sal que se esté usando.

Resumiendo, tenemos:

$$\tilde{n} = \mu \cdot Cq \cdot k / \lambda \quad [11]$$

Ahora bien, para el cloruro de sodio, (que es la sal que se suele usar, ya que se encuentra en cualquier miscelánea bajo el nombre de sal de mesa,) tenemos que $Cq = 58.44$ g/eq. Desgraciadamente, la conductancia equivalente λ varía un poco con la concentración, de acuerdo con la siguiente ley:

$$\lambda = 126.4 - 2479 \cdot c^{1/2} \quad [12]$$

Es cierto que esa variación es muy pequeña en el rango que abarcará normalmente un aforo, de tal manera que podríamos considerar que la relación entre la concentración \tilde{n} y la conductividad μ es lineal. Sin embargo, si contamos con una calculadora programable, nada nos cuesta hacer los cálculos más exactos:

Para el caso del método número 1, en el que se hacen muchas mediciones de conductividad, lo que proponemos es calcular cada λ con la \tilde{n} de la medición anterior:

$$\lambda_i = 126.4 - 2479 \cdot (\tilde{n}_{i-1} / Cq)^{1/2} \quad [13]$$

$$\tilde{n}_i = \mu \cdot Cq \cdot k / \lambda_i \quad [14]$$

3.3 DISEÑO DE LA CENTRAL.

3.3.1 EL GASTO DE DISEÑO.

Cuando se dispone de la información básica de un sitio, es decir la topografía del área (incluyendo el desnivel aprovechable) y la relación gastos-probabilidad de excedencia, lo que sigue es determinar el gasto (o el rango de gastos) de diseño, que depende de la demanda de energía en el sistema. Existen dos alternativas:

La primera es diseñar para un gasto constante. Para maximizar el factor de carga de la central, es conveniente escoger un gasto de diseño cuya probabilidad de excedencia sea cercana a la unidad (nunca podrá ser igual), es decir que la mayoría de los años la central pueda funcionar continuamente en la época de secas.

La segunda es diseñar para un gasto variable. Esta opción permite generar más energía en la época de mayor disponibilidad de agua, por lo cual es particularmente adecuada cuando hay ciertas tareas (como el procesamiento de productos agrícolas) que se realizan o se pueden realizar precisamente en dicha época*. Es una opción más flexible, pero con un factor de carga necesariamente menor.

Hay dos variantes de esta segunda alternativa. La primera es con una turbina (o varias) de gasto variable, y la segunda es con varias turbinas de gasto fijo. La segunda variante puede ser más barata que la primera, por la mayor simplicidad de las turbinas, pero aprovecha menos la energía disponible. En la figura 3 aparece una gráfica de gastos-probabilidad de excedencia junto con las gráficas para diferentes opciones de turbinas. El área bajo la curva es proporcional a la energía aprovechada por cada opción.

* En ciertas PCEH chinas se utiliza esta energía excedente para cocinar con estufas eléctricas, y así disminuir el consumo de leña y carbón. En otras se aprovecha para procesar té o para industrias mineras que pueden extraer minerales en una época y procesarlos en otra (Li Ling, 1985).

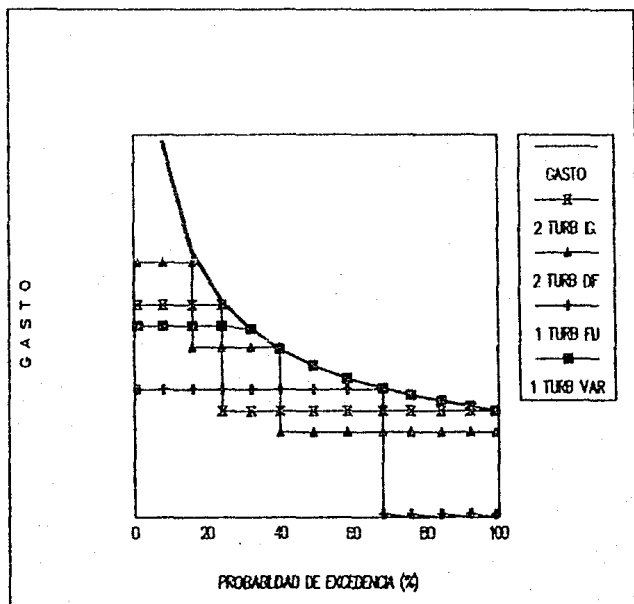


Fig. 3. Gráfica de gastos-probabilidad de excedencia, y del gasto aprovechado por diferentes combinaciones de turbinas.

Las alternativas de dos turbinas de gasto fijo que aparecen en la gráfica corresponden a dos turbinas de diferente tamaño (el gasto de la mayor es el doble de el de la menor) y a dos turbinas iguales. Esta última opción puede simplificar la operación de la central, al usar ambas turbinas las mismas refacciones. Sin embargo, el uso de turbinas diferentes permite que la PCEH se adapte mejor a las variaciones del gasto, ya que hay tres diferentes combinaciones: 1, 2 y 1+2, en lugar de dos, lo cual incrementa la energía aprovechable.

3.3.2 ENTRADA A LA CONDUCCION*.

3.3.2.1 Cortina o bordo.

Una cortina o bordo de una PCEH puede servir para almacenar agua, para aumentar el desnivel disponible, o simplemente para desviar el agua del río hacia la obra de toma.

En las grandes centrales hidroeléctricas es frecuente el almacenamiento de régimen anual, es decir que guardan agua en la temporada de lluvia para su uso en la de secas. En las pequeñas centrales, en cambio, es una regla general que, en caso de tener capacidad de almacenamiento, sólo es de régimen diario, es decir para poder enfrentar la demanda mayor de energía en las horas pico.

Sin embargo, como ya se dijo antes, el almacenamiento en el lecho del río, es decir detrás de una cortina, acarrea varios problemas: en primer lugar una cortina de este tipo es una obra cara, sobre todo porque tiene que resistir el paso de las destructivas crecientes; en segundo lugar, el depósito de sedimentos va reduciendo su capacidad de almacenamiento (la erosión, consecuencia de la deforestación de grandes regiones de México, acelera notablemente este proceso); en tercer lugar, puede tener impactos ambientales negativos sobre el ecosistema del río y, por último, en cuarto lugar, puede acarrear en regiones tropicales problemas de salud por la proliferación de insectos malignos.

Para evitar estos inconvenientes, en los casos en que es necesario almacenar agua en un régimen diario, se debe considerar la posibilidad de hacerlo fuera del lecho del río, es decir en un tanque de regulación (ver p. 94). Así se salvan todos los obstáculos (excepto el último), pero para esto es necesario además que la topografía del Área lo permita.

* La mayoría de la información referente a la conducción de agua y a su entrada fue tomada de Inversin (1986).

Por lo que se refiere a la elevación del desnivel disponible, que es también uno de los objetivos de las cortinas de las grandes centrales, en las PCEH esto sólo se justifica en los aprovechamientos de pequeño desnivel y gran gasto, en las cuales un pequeño aumento en el desnivel permite un aumento relativo considerable en la potencia. Sin embargo, éstos son muy raros, y no gratuitamente: el costo por unidad de potencia de una central de este tipo es casi sin excepción mayor que en una de gran desnivel, porque la turbomaquinaria es de mayor tamaño y porque la obra civil se hace más compleja al aumentar el gasto.

El tercer y último objetivo de una cortina o bordo es, como mencionamos antes, el desvío del agua hacia la obra de toma. Para esto tampoco es necesaria una cortina (obra siempre costosa). En la mayoría de los casos es suficiente un bordo provisional, construido con piedras al principio de la temporada de secas y que es destruido al final de ésta por las primeras crecientes. Este bordo sólo está en la temporada en que es necesario, y cuando se convierte en un estorbo, se marcha solo. Su reconstrucción cada año no representa mayor problema.

Cuando el lecho del río es erosionable, hay el peligro de que, al descender su nivel con el paso del tiempo, el agua ya no entre a la obra de toma (ver también pag. 87). Para estabilizar los lechos de río de este tipo se pueden usar gabiones, que son jaulas de acero llenas de piedras. Los gabiones se colocan enterrados, es decir que no oponen resistencia a las crecientes, sólo evitan la erosión del lecho.

Una cortina puede llegar a ser necesaria sólo si el lecho es muy ancho, porque permite que el agua llegue hasta una obra de toma situada en un margen, o si está constituido de materiales granulares, porque constituye un obstáculo al flujo subsuperficial del agua, relativamente importante en la época de secas. El diseño de una cortina convencional de concreto o mampostería debe contemplar la resistencia a los empujes horizontales hidrostáticos aguas arriba; la resistencia

a los empujes verticales inferiores por subpresión; el acabado de su superficie superior, para evitar que el agua la desgaste excesivamente¹⁰; la geometría de su cimentación, para evitar problemas de tubificación, y, por último, la disipación de la energía del agua vertida, para evitar que la erosión aguas abajo ponga en peligro la estabilidad de la estructura.

3.3.2.2 Toma de agua.

Es conveniente que la toma esté por arriba del lecho del río, para que la arena no entre en ella. Si la erosión del lecho del río es importante e inevitable (ver p. 86), hay que construir la toma de tal manera que el nivel de la entrada de agua se pueda ir bajando con el tiempo.

Por otro lado, para evitar que las basuras flotantes se metan en ella, la entrada de agua debe estar por debajo del nivel mínimo del agua. Si se pone en la entrada una rejilla -cosa frecuente-, la anterior recomendación mantiene su vigencia, ya que permite que ésta sea limpiada con menor frecuencia (ver p. 93).

Para impedir que las partículas sólidas arrastradas por las grandes avenidas se introduzcan en la toma, la entrada de agua debe ser perpendicular a la dirección del flujo de agua en el río, o bien estar protegida por algún peñasco.

Finalmente, se deben evitar las curvas de los ríos; su margen exterior está sujeto al azolve de los sólidos acarreados en las crecientes (y a la acción destructiva de rocas y otros objetos grandes), mientras que en el interior tienden a depositarse los sedimentos.

3.3.3 CONDUCCION ANTES DE LA TUBERIA DE PRESION.

Para conducir el agua desde el río hasta la turbina el elemento fundamental es una tubería

¹⁰ Una opción para los lugares donde abunda la madera es forrar con tablas.

de presión (p. 87). Sin embargo, dado que éste es también uno de los elementos más caros de una PCEH, conviene tratar de reducir su longitud.

En la mayoría de los sitios (la excepción son aquellos con una caída brusca, es decir una cascada o rápidas), el desnivel aprovechable se presenta entre dos puntos relativamente alejados (aun tomando en cuenta que normalmente se escogen como sitios los tramos de mayor pendiente). Lo que se puede hacer en estos casos es dividir la conducción en dos tramos, el primero de baja presión, con una pendiente muy pequeña, es decir siguiendo prácticamente una curva de nivel, y el segundo de alta presión. La transición entre ambos se hace en un punto situado lo más cerca posible de la casa de máquinas¹¹ (Ver fig. 4).

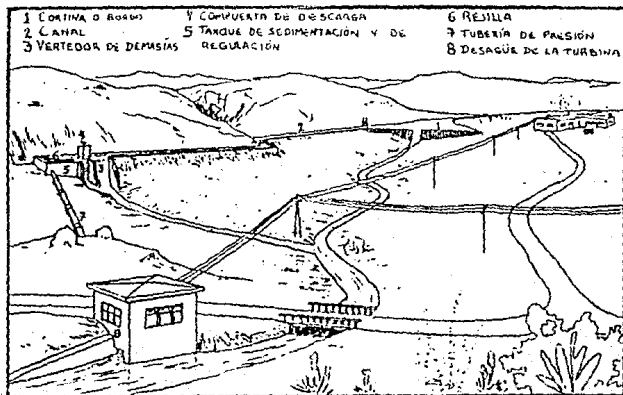


Fig. 4. Conducción por medio de dos tramos.

¹¹ En Pakistán llegan a veces al extremo de construir con mampostería un canal elevado que llega prácticamente arriba de la turbina. Así, se usan recursos y técnicas locales (mampostería) y se reducen los materiales comprados; la longitud de la tubería se acerca a la mínima posible, que es la de una trayectoria vertical (Inversin, 1986).

Para el primer tramo existen dos opciones: un canal (ver p. 96) o una tubería delgada. La ventaja del canal es que implica un uso más intensivo de los materiales y mano de obra locales, pero si el terreno es inestable o accidentado, si el suelo es muy permeable o difícil de excavar, o si hay obstáculos naturales difíciles de salvar, se debe considerar la opción de usar una tubería de baja presión (por ejemplo la de PVC de uso sanitario).

La conducción de agua suele incluir además otros elementos auxiliares, que sirven para controlar:

- su calidad o,
- su cantidad, o bien
- para permitir labores de mantenimiento:

1. Controlar la calidad del agua significa eliminar de ella las partículas y objetos que pueden afectar el funcionamiento de la turbina y de la misma conducción. Los elementos que realizan esta función son las rejillas (p. 93) y los tanques de sedimentación (p. 90). Ambos son innecesarios cuando el agua viene directamente de un manantial (cosa rara), y el segundo lo es cuando la sedimentación ocurre en el lecho del río (para lo cual es necesario un vaso natural o artificial, cosa también rara en las pequeñas centrales).

2. Para que exista congruencia entre el gasto admitido por la turbina y el suministrado por la conducción, puede ser necesario incluir en ésta un volumen de regulación (p. 94) y vertedores de demasías. Estos últimos se usan sobre todo cuando hay un canal (ver p. 96).

3. Para realizar labores de mantenimiento en la conducción, hay que poder vaciar el agua de todos sus elementos -tanques, tuberías y canales-. Esto se puede hacer por la compuerta de fondo de los tanques de sedimentación, por la tubería de presión y/o por compuertas previstas especialmente para tal fin. Para ello se debe además poder cerrar una válvula o compuerta junto a la toma de agua.

Los elementos que hemos mencionado suelen agruparse en dos estructuras: una de entrada y otra de transición entre los dos tramos de la conducción. Ambas varían mucho de una central a otra, y pueden incluir algunos o todos los siguientes elementos: una rejilla, un tanque de sedimentación, un tanque de regulación, un vertedor de demasias, una compuerta de control y una compuerta de desagüe.

3.3.3.1 Tanque de sedimentación.

Un tanque de sedimentación (T de S), como acabamos de ver, se construye en la entrada de la tubería¹² y sirve para eliminar una parte de las partículas que trae el agua en suspensión y reducir así el desgaste de la turbina. Cuando hay un canal, un T de S en su entrada reduce el azolve en él y así facilita su mantenimiento.

Para disminuir costos, se pueden hacer que el canal funja como tanque de sedimentación, pero será necesario limpiarlo periódicamente¹³.

El fundamento del funcionamiento de los T de S es que, cuando la velocidad del agua es menor de un cierto valor crítico, las partículas en suspensión empiezan a desplazarse hacia abajo.

A partir de la experiencia obtenida en pequeñas centrales, se ha visto que la sedimentación es satisfactoria cuando la velocidad del agua es 0.3 m/s, y la velocidad vertical de sedimentación es 0.03 m/s. Esta última corresponde a partículas con un diámetro aproximado de 0.3 mm. La eliminación de las partículas menores de ese diámetro no vale la pena.

Veamos qué pasa con una partícula, descomponiendo su movimiento en sus componentes vertical y horizontal:

¹² Cuando las condiciones así lo exigen, se puede poner también en un punto intermedio, por ejemplo en la transición entre tubería de baja presión y alta presión, pero en este caso la velocidad en el primer tramo deberá ser suficientemente grande para impedir la sedimentación.

¹³ Esta es la opción que se escogió en muchas PCEH de Pakistán.

Movimiento vertical:

$$v_s = z/t \quad [15]$$

donde:

v_s es la velocidad vertical de sedimentación,
 z es la altura original de la partícula con respecto al fondo y
 t es el tiempo de sedimentación.

Movimiento horizontal:

$$v = x/t \quad [16]$$

donde:

v es la velocidad del agua,
 x es la distancia horizontal recorrida y
 t es el tiempo de sedimentación.

Juntando las ecuaciones [15] y [16], tenemos:

$$x = z \cdot v/v_s \quad [17]$$

Para que se puedan sedimentar todas las partículas, inclusive las más alejadas del fondo, la ecuación anterior se debe cumplir para una partícula que está originalmente en la superficie, y la longitud del tanque debe ser igual a la distancia recorrida:

$$L = h \cdot v/v_s \quad [18]$$

donde:

L es la longitud del tanque y
 h es su profundidad.

Si la sección transversal del tanque es rectangular, tendremos que, por continuidad:

$$h \cdot b = Q/v \quad [19]$$

donde:

Q es el gasto y
 b es el ancho del tanque.

Juntando las ecuaciones [19] y [18] tenemos:

$$L \cdot b = Q/v_s \quad [20]$$

Nótese que el área horizontal ($L \cdot b$) del tanque es siempre la misma dados un gasto y una ve-

locidad de sedimentación¹⁴. Sin embargo, existen infinitas soluciones al sistema de las ecuaciones [19] y [20]. Si se quisiera diseñar el tanque buscando reducir sus dimensiones, se vería que tanto su volumen como la superficie de sus caras serán menores cuanto más ancho, menos profundo y menos largo sea el tanque, pero si éste es más ancho que largo (es decir que el agua fluye en la dirección de su arista horizontal más corta), será difícil distribuir uniformemente el gasto (hasta ahora hemos supuesto que la velocidad es igual en toda el área transversal del tanque, y esta es una condición que se debe cumplir). En conclusión, el tanque se diseña fijando una de sus dimensiones arbitrariamente o de acuerdo con las condiciones específicas del sitio, y calculando las demás.

Ecuaciones similares a las anteriores se pueden obtener para tanques de secciones transversales no rectangulares (circulares, por ejemplo).

Hasta ahora hemos supuesto que la sección transversal del tanque no varía a lo largo del mismo. En realidad el fondo, para facilitar la limpieza, debe tener una inclinación, pero esta es tan pequeña (de entre 3% y 10%) que prácticamente no cuenta.

Los T de S pueden limpiarse manualmente (vaciar el agua y paleando el sedimento), pero es mejor desalojar el tanque intermitentemente, abriendo durante unos segundos un desagüe situado en su fondo. La frecuencia de limpieza depende de la cantidad de partículas que trae el agua. No es necesario vaciar completamente el tanque, basta con que se vaya el lodo acumulado en el fondo. Este método es más efectivo y rápido cuando la velocidad del agua en el desagüe es mayor ("la succión es mayor"), es decir cuando el desnivel entre el tanque y el extremo final de la tubería de desagüe es grande.

¹⁴ Es curioso que la ecuación [20] es similar a la [19] (de continuidad), pero con el área horizontal en vez de transversal vertical, y la velocidad vertical de sedimentación en vez de la horizontal del flujo de agua.

3.3.3.2 Rejillas.

Casi siempre se coloca una rejilla en la entrada de la tubería, para evitar el paso de objetos sólidos que dañen la turbina. El tamaño de las ranuras o perforaciones de la rejilla depende del tipo de turbina. También conviene, si hay un canal, poner una rejilla en su entrada.

La rejilla puede ser plana o cilíndrica. Se puede hacer soldando soleras o varillas o bien perforando una placa o un tubo. También se puede usar un ademe de pozo (los hay de PVC). Cuando la rejilla es cilíndrica, conviene que el agua fluya de adentro hacia afuera, pues así, como la estructura trabaja sólo a tensión, sus dimensiones —y precio— se reducen.

Una velocidad de 0.5 m/s aguas arriba de la rejilla mantiene la pérdida de energía dentro de límites aceptables y facilita las labores de limpieza.

La limpieza de las rejillas es una labor de mantenimiento importante en las centrales de energía hidráulica. Dado que en las pequeñas centrales resulta incosteable el uso de los sistemas electromecánicos de limpieza propios de las grandes, es necesario buscar diseñar sus rejillas de tal manera que su limpieza no se convierta en una pesada carga en la operación de la central.

Un aspecto básico es eliminar previamente a las basuras flotantes. Cuando hay un excedente de agua, éstas se pueden desechar poniendo el vertedor (ya sea en la obra de toma o en el tanque de regulación) antes de la rejilla. Esto permite además reducir el gasto a través de ella, con lo cual su tamaño puede ser menor. Otra opción es poner ante la rejilla una barrera superficial (fija o flotante) que detenga las basuras.

Una rejilla se debe poder extraer para limpiarla. Si es muy grande, conviene dividirla en varios paneles, de manera que pueda ser desmontada por una persona. La rejilla se puede deslizar en ranuras ubicadas en sus extremos, lo cual

tiene la ventaja de que dichas ranuras pueden alojar también una barrera de madera o metal para evitar el paso del agua en labores de mantenimiento.

La limpieza se puede hacer también con un rastrillo cuyos dientes tengan la misma separación que la de las barras verticales de la rejilla.

Por último, existe la opción de limpiar la rejilla invirtiendo por un momento la dirección del flujo de agua, de manera que se suelten las basuras atoradas en la rejilla. Esto se puede lograr por medio de una tubería de succión (ver también p. 92) ubicada del lado de aguas arriba de la rejilla y que funcione como una aspiradora. El otro de la tubería de succión debe estar situado lo más abajo que sea posible, para aumentar el efecto de aspiradora. Si una compuerta o válvula en dicha tubería se abre durante unos instantes, el flujo cambiará de dirección, desprenderá la basura atorada, y ésta se irá por la tubería. Para esto se requiere que aguas abajo haya un volumen de agua que pueda satisfacer esa demanda momentánea sin afectar el funcionamiento correcto del sistema (ver fig 5).

3.3.3.3 Volumen de regulación.

Cuando la tubería de presión parte directamente de la toma, es necesario que haya en su inicio un volumen de agua suficiente para poder absorber las variaciones instantáneas del gasto cuando se abren o cierran las válvulas de la casa de máquinas. Si el volumen almacenado detrás del bordo o la cortina no es suficiente, es necesario construir entre la toma y la tubería un tanque para este fin.

Cuando la conducción está dividida en dos tramos, la capacidad de regulación del tanque puede ser instantánea o bien permitir el almacenamiento de agua con un régimen diario (ver p. 85), es decir permitiendo que en las horas de mayor demanda de energía se consuma el agua que no se consume en las otras horas. Sin embargo,

dada la magnitud de una obra de esta naturaleza, es más una excepción que una regla¹⁰.

Si el primer tramo de la conducción es un tubo, este tanque será de hecho un pozo de oscilación, que protegerá a la tubería delgada del golpe de ariete.

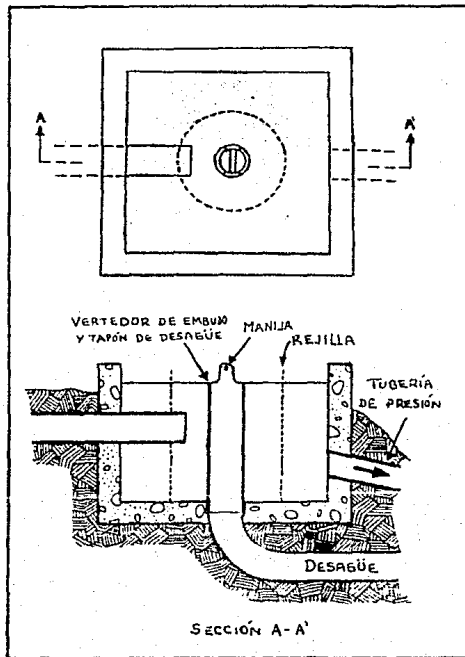


Fig. 5. Limpieza de la rejilla por succión.

¹⁰ Inversin muestra un ejemplo de esto en Nepal.

Si este tramo es un canal, debe haber en el tanque un vertedor que descargue cualquier gasto excedente, incluyendo el producido por la precipitación pluvial en el canal. En este caso el tanque absorberá también variaciones instantáneas: al cambiar el caudal requerido por la turbina, el nivel del agua en el tanque sube o baja un poco, permitiendo así que el canal se ajuste a las nuevas condiciones.

La trayectoria del agua vertida debe ser prevista, para evitar que erosione el terreno. Se puede hacer con mampostería una caída (es decir un canal de pendiente pronunciada) entre el tanque de regulación y el río, dejando una superficie irregular, para que se disipe la energía del agua.

3.3.3.4 Canal.¹⁶

Un canal puede ser revestido o sin revestir. El revestimiento (con concreto o con mampostería¹⁷) es necesario si el suelo es muy permeable o inestable. Como el revestimiento permite velocidades mayores y ofrece menor resistencia al paso del agua (tiene un menor coeficiente de rugosidad), el área del canal puede ser menor, pero de todos modos es más caro.

Los vertedores son necesarios para evitar que el agua en el canal se derrame sobre sus bordes y lo erosione: Uno de cresta rectangular (bastante larga) se pone en el inicio del canal para regresar al río el excedente de agua que entre a la toma (éste puede ser muy grande en época de lluvias). Un segundo vertedor de forma similar al anterior se incluye al final del canal (en la estructura de transición a la tubería de presión) para desalojar el agua que no use la turbina (este vertedor tiene que poder desalojar el gasto de diseño cuando la central deja de funcionar). Finalmente, a lo largo del canal se requiere una serie de vertedores que eviten el

¹⁶ Para el diseño de un canal (velocidades mínimas y máximas, secciones más eficientes, etcétera), véase Chow (1982).

¹⁷ El revestimiento con adobe sería un interesante tema de investigación.

desbordamiento del agua en caso de que un objeto -una rama caída, por ejemplo- obstruya el canal o en caso de una lluvia fuerte sobre éste. Los vertedores de embudo son adecuados para tal fin.

El drenaje del agua de lluvia que escurre transversalmente al canal es otro aspecto importante en el diseño de los canales. En efecto, se debe prever el paso de aquella, ya sea por abajo o por arriba de este.

Para salvar obstáculos, se pueden construir puentes, sifones invertidos o caídas (son una pérdida de energía, pero a veces son convenientes). En terrenos inestables y con topografía accidentada, o bien donde el ganado puede dañar el canal, este se puede techar. Con esta opción se soluciona además el drenaje, pues el agua de lluvia escurre por arriba.

El canal se puede techar con una bóveda de mampostería. En la PCEH de Las Gaviotas, en Colombia, inventaron otra opción: Se excava un tramo de unos 20 metros. Se coloca una cama de suelo-cemento o arcilla con cemento; encima se pone un tubo de polietileno, y se llena de agua; después se cubre el tubo con el mismo material (el tubo sirve de cimbra para la bóveda); cuando fragua se vacía el tubo y se saca para usarlo en otro tramo. Así queda un tubo de sección circular que puede funcionar como canal o inclusive como tubería con una presión pequeña¹⁰.

3.3.4 TUBERIA DE PRESION.

Los materiales que se pueden usar para la tubería de presión (T de P) son principalmente el

¹⁰ Meier (1981).

Se dice que un tubo funciona como canal, o "por gravedad", cuando en su parte superior hay aire, y la presión de dicho aire es la atmosférica; si está completamente lleno, funciona "a presión".

En las tiendas de plásticos se vende por metro el tubo de polietileno, que sirve para fabricar bolsas.

acero, el fierro fundido, el asbesto-cemento, el polietileno y el poli-cloruro de vinilo (PVC)".

Esta sección estará particularmente orientada al PVC, aunque muchos aspectos se pueden generalizar a tuberías de otros materiales.

Las tuberías de PVC tienen las siguientes ventajas: alta resistencia al envejecimiento, bajo coeficiente de elasticidad, poca rugosidad, bajo peso, facilidad de instalación, gran resistencia al golpe de ariete y bajo precio. También tienen una desventaja: "no deben quedar expuestas a los rayos solares por periodos prolongados, ya que estos pueden afectar ciertas propiedades mecánicas del tubo"¹⁹. Por eso deben ir enterradas o cubiertas con una pintura adecuada.

Dado que la desventaja no es seria, y que en México, gracias al gran desarrollo de la industria del PVC, hay una adecuada disponibilidad de tuberías de ese material, consideramos que el poli-cloruro de vinilo es la mejor opción para las T de P de las pequeñas centrales.

3.3.4.1 Disposición básica de la tubería y de sus accesorios.

Los datos básicos que se requieren para iniciar el diseño de la T de P son el gasto de diseño, la topografía y las características de las válvulas y las compuertas asociadas a ella para el desempeño de las siguientes funciones: apertura y cierre total del gasto, control del gasto en la turbina en su rango de funcionamiento, mantenimiento de la tubería y llenado de sifón:

¹⁹ En centrales con desniveles pequeños se pueden hacer tuberías con madera o con tambos.

El prefijo "poli" del PVC se aplica a cloruro de vinilo y no sólo a cloruro.

²⁰ Asociación Mexicana de Industrias de Tuberías Plásticas A. C. (1977).

La sensibilidad a los rayos solares es propia del PVC tipo I grado I, que es el que se utiliza para fabricar tuberías en México.

La Uni-Bell Plastic Pipe Association ("The Effects of Ultraviolet Aging on PVC Pipe", 1981), citada por Inversin (1986) hizo el experimento de dejar tubería de PVC a la intemperie durante 2 años, y la degradación fue mínima, pero, como todavía no se conoce bien su comportamiento a largo plazo, es mejor no exponerla.

La apertura y cierre total se puede lograr: a) con una válvula, b) con una compuerta en el extremo de aguas arriba, c) en una etapa previa de la conducción, d) dejando entrar aire al sifón (en caso de que lo haya). Cuando se usa una válvula se coloca por lo general junto a la turbina, ya sea antes o después de ella, en virtud de que ahí es más barata (el diámetro de la tubería es menor en esos puntos) y más fácil de operar. Las siguientes dos opciones pueden ser aún más baratas que la primera, pero en muchos casos tienen el inconveniente de que el tiempo de cierre (sobre todo si el operador tiene que subir corriendo) es demasiado largo en caso de cualquier problema en la central.

La última opción implica una válvula en algún lugar del sifón (de preferencia en su cima). Tiene dos inconvenientes: el primero es la dificultad de cierre (inconveniente que tienen también la segunda y la tercera opción), y el segundo es que para volver a echar a andar la central hay que llenar de nuevo el sifón. Por ambos motivos, esta opción es más adecuada para centrales de tamaño medio que funcionen continuamente durante periodos prolongados de tiempo, y en las cuales se justifique económicamente la instalación de un sistema automático de apertura de la válvula de admisión de aire.

Como veremos más adelante (ver p. 146), el control del gasto en la turbina en su rango de funcionamiento, cuando es necesario, se puede lograr con un dispositivo de control de la misma turbina, con una válvula en la tubería o con una compuerta en el extremo superior. Conviene tratar que esta función y la anterior se realicen con un mismo dispositivo.

Para realizar labores de mantenimiento o reparación de la tubería es necesario, en primer lugar, impedir la entrada de agua a ella por medio de una compuerta en el extremo superior de la tubería o en una etapa previa de la conducción y, en segundo lugar, vaciarla por medio de válvulas de desagüe ubicadas en cada cima de la tubería y en su extremo inferior. Dichas válvulas también podrán servir para desalojar el a-

zolve que se acumule en esos puntos. (En el extremo inferior normalmente se desagua la tubería a través de la turbina.)

Por último, si la T de P tiene en su parte inicial un sifón, para llenarla será necesario poder cerrar sus dos extremos, tener en la parte superior del sifón una válvula check o de no retorno para expulsar el aire²¹ y, finalmente, contar con un punto de abastecimiento de agua más elevado que la cima del sifón y conectado con la tubería por medio de un conducto y una válvula²².

3.3.4.2 Relación energía-costos.

El proceso de diseño de la T de P consiste en encontrar, entre varias configuraciones posibles de la tubería, aquella con una relación energía-costo más conveniente y que además tenga una respuesta aceptable desde el punto de vista de los estados límite de falla y de servicio.

Más adelante (p. 103) veremos cuáles son dichos estados límite.

Cada configuración tiene asociada una pérdida de energía y un costo. Si una de ellas es más cara y tiene una pérdida de energía mayor que otra, la primera queda inmediatamente eliminada. Así se obtiene una serie de configuraciones que forman una curva en el plano (pérdida de energía-costo). Cada una de ellas será más cara pero energéticamente más eficiente que la anterior.

La selección de la mejor configuración es un problema de economía. La metodología que proponemos busca optimizar la relación entre el costo

²¹ No confundir con las válvulas ordinarias de expulsión de aire que se describen más adelante (p. 106) y que en un sifón dejarían entrar el aire, recíprocamente. Las válvulas check no se pueden usar cuando la presión interna es mayor que la externa, porque dejarían salir el agua.

²² En centrales de tamaño medio (sobre todo si están conectadas a la red) se pueden justificar otras opciones de llenado del sifón más caras: la primera es una bomba de agua; la segunda es una bomba de vacío en la cima y la tercera, aplicable en centrales que tienen una bomba en funcionamiento inverso como turbina, es usar ésta como bomba para llenar el sifón usando el agua del tanque de descarga (Acres American Inc., 1984).

total y la potencia total del sistema; por eso la hemos denominado metodología C/P. Consiste en suponer cuánto va a costar el resto de los elementos de la central y así calcular, para cada configuración, el costo total (tubería más otros elementos) y la potencia generada (suponiendo una cierta eficiencia). La mejor configuración será aquella con una menor relación C/P. Cuando se avanza en el diseño de la central, se repite el cálculo con los nuevos costos, para revisar que la elección sigue siendo la correcta. Se trata entonces de un método iterativo de rápida convergencia (ver p. 181 y siguientes).

3.3.4.2.1 Pérdidas de energía.

La pérdida de energía es la suma de las pérdidas primarias, o de superficie, que tienen lugar en los tramos de tubería de sección constante, y las locales, o de forma, que ocurren en las transiciones, codos, válvulas y otros accesorios de la tubería²³.

Las pérdidas primarias se calculan con la ecuación de Darcy-Weisbach²⁴:

$$h_p = f \cdot L/D \cdot v^2 / (2 \cdot g) \quad [21]$$

Donde:

h_p [m] es la pérdida de carga primaria,
 f [] es el coeficiente de pérdida primaria de energía,
 L [m] es la longitud de la tubería,
 D [m] es su diámetro y
 $v^2 / (2 \cdot g)$ [m] es la carga de velocidad.

²³ Para los coeficientes de pérdidas locales, ver Sotelo (1974) y Mataix (1982).

²⁴ El uso de las ecuaciones aproximadas de Chezy, Hazen-Williams y Manning se justificaba hace décadas por su sencillez, porque el cálculo del coeficiente f de Darcy-Weisbach por medio de las ecuaciones de Kármán-Prandtl, Nikuradse y Clebrook-White era entonces demasiado laborioso. En la actualidad las calculadoras programables (aún las más sencillas) han cambiado el panorama, y, por lo que respecta al cálculo de las pérdidas primarias de energía en tuberías a presión, las ecuaciones aproximadas deben quedarse en los libros de historia. (No es el caso de los canales, donde Manning sigue siendo invaluable.)

Dado que el PVC es liso²⁶ (su rugosidad absoluta es igual a $1.1 \cdot 10^{-6} \text{ m}$ aproximadamente²⁶), y que en la tubería de cualquier central de energía el régimen es turbulento, el coeficiente de pérdida se calcula con la primera ecuación de Kármán-Prandtl²⁷:

$$1/f = 2 \cdot \log_{10}(\text{Re} \cdot f) - 0.8 \quad [22]$$

Donde:

$$\text{Re} = v \cdot D / \nu \quad [23]$$

Y:

Re [] es el número de Reynolds,
 v [m/s] es la velocidad del agua y
 ν [m²/s] es la viscosidad cinemática del agua.

La viscosidad cinemática del agua aumenta al disminuir su temperatura. Dado que la adopción de un valor conservador no tiene consecuencias significativas en el resultado del cálculo, proponemos usar una $\nu = 1.3 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$ (correspondiente a una temperatura de 10°C).

Esta ecuación se puede calcular por iteraciones (3 son más que suficientes), partiendo de un valor inicial obtenido a partir de la ecuación de Blasius:

$$f_0 = 0.3164 / \text{Re}^{1/4} \quad [24]$$

Y luego iterar con:

$$f_1 = \{2 \cdot \log_{10}(\text{Re} \cdot f_{i-1}) - 0.8\}^{-2} \quad [25]$$

3.3.4.2.2 Costos.

Por lo que se refiere al costo asociado a cada configuración de la tubería, es necesario tomar en cuenta no sólo el costo de adquisición de

²⁶ Para que esta suposición perdiera validez, sería necesario que el diámetro fuera muy pequeño y la velocidad muy grande, pero esto no sucede en las centrales de energía hidráulica: Aun cuando la velocidad fuera 5 m/s (que ya es excesiva) y el diámetro 1 cm (irridículo!), el error en que se incurriría por utilizar la ecuación de Kármán-Prandtl en lugar de la de Colebrook-White (que sí toma en cuenta la rugosidad) sería menor del 2 por ciento.

²⁶ Asociación Mexicana de Industrias de Tuberías Plásticas A. C. (1977).

²⁷ Mataix (1982). Sotelo (1974) la atribuye a Nikuradse.

tramos de tubos y accesorios, sino también su transporte. Este comentario viene al caso porque en algunos casos convendrá, sólo para disminuir el volumen del transporte necesario, y así abaratarlo, usar tubos de dos o más diámetros diferentes, que se puedan meter unos dentro de otros ("telescopiados").

3.3.4.3 Estados límite de falla y de servicio.

Como dijimos anteriormente, antes de que una configuración de la tubería sea analizada desde el punto de vista de su relación {perdida de energía-costo}, es necesario que satisfaga una serie de condiciones determinadas por los siguientes estados límite de falla (E. L. F.) y de servicio (E. L. S.):

3.3.4.3.1 E. L. F. por tensión de la tubería por presión hidrostática.

La presión hidrostática de cada punto de la tubería cuando la central no funciona (el gasto es nulo) es siempre mayor que la presión que hay cuando sí funciona. Por eso es aquélla la que rige el estado límite de falla por tensión provocada por presiones prolongadas. (La falla por tensión provocada por presiones de corta duración, es decir por golpe de ariete, se aborda en la p. 108.)

La tubería falla por tensión en el momento en que la diferencia entre la presión interna (mayor) y la externa (menor) alcanza el siguiente valor:

$$P = 2 \cdot S \cdot t / D_m \quad [26]$$

Donde:

P [Pa] es la presión máxima de trabajo,
 S [Pa] es la resistencia a la tensión,
 t [m] es el espesor de la tubería y
 D_m [m] es su diámetro medio.

La resistencia a la tensión del PVC varía de acuerdo con el tiempo de aplicación de la car-

ga²⁰. Para un periodo de 100 años el esfuerzo máximo es de 28 MPa. Para usar un factor de seguridad de dos, la norma es que el esfuerzo de diseño hidrostático sea de 14 MPa.

3.3.4.3.2 E. L. F. por pandeo de la tubería en funcionamiento normal.

Cuando la presión interna es menor que la externa, ya sea porque la presión del agua es menor que la atmosférica (cosa que sucede en los sifones), porque el peso del material de relleno sobre la tubería es muy grande²¹, o bien por ambas cosas, la tubería puede fallar por pandeo.

Como la presión del agua es menor cuando esta fluye que cuando no, la condición crítica es la de funcionamiento normal de la central.

De acuerdo con Timoshenko²², la presión crítica de pandeo es:

$$P_{cr} = 3 \cdot E \cdot I / R_m^3 \quad [27]$$

Donde:

$$I = t^3 / 12 \quad [28]$$

Y:

P_{cr} es la presión crítica de pandeo,
 E es el módulo de elasticidad = 2758 MPa en PVC,
 I es el momento de inercia de la sección transversal por unidad de longitud,
 R_m es el radio medio de la tubería.

Para tuberías largas sometidas a esfuerzos combinados, el módulo de elasticidad se reemplaza por $E/(1-\nu^2)$:

$$P_{cr} = 2 \cdot E \cdot t^3 / (1-\nu^2) / D_m^3 \quad [29]$$

²⁰ La relación entre el esfuerzo a la falla y el tiempo de aplicación es del tipo $S = at^b$. Para $t = 70s$, $S = 44.1$ MPa; para $t = 11.4$ años (10⁶ horas), $S = 29.9$ MPa (Asociación Mexicana de Industrias de Tuberías Plásticas A. C., 1977).

²¹ El peso del relleno es importante sólo cuando la tubería se entierra a gran profundidad. Para su cálculo, ver Asociación Mexicana de Industrias de Tuberías Plásticas A. C. (1977).

²² Citado por Uni-Bell Plastic Pipe Association (1977).

Donde:

ν es el módulo de Poisson = 0.38 en tuberías de PVC

Para quedar del lado de la seguridad, la diferencia entre la presión interna y la externa no debe alcanzar la tercera parte de la presión crítica de pandeo, es decir que el factor de seguridad es tres.

3.3.4.3.3 E. L. S. por vaporización del agua.

En tramos de tuberías donde la presión del agua es menor que la atmosférica (en particular los sifones), se puede alcanzar el estado límite de servicio de vaporización de agua, provocando la interrupción del flujo, cuando dicha presión desciende hasta el punto de saturación del vapor.

La presión absoluta de saturación de vapor depende de la temperatura, como se puede ver en la tabla 8.

temperatura del Agua [°C]	presión absoluta de sat. del vapor [Pa]
10	1227
15	1704
20	2337
25	3166
30	4241

Tabla 8. Presiones absolutas de saturación.

Dado que en hidráulica las presiones que se manejan son relativas y no absolutas, necesitamos conocer la presión atmosférica, de acuerdo con la siguiente fórmula³¹:

$$P_{ATM} = 101353 \cdot (1 - 2.26 \cdot 10^{-6} \cdot z)^{5.26} \quad [30]$$

Donde:

P_{ATM} [Pa] es la presión atmosférica y
 z [m] es la altura sobre el nivel del mar.

³¹ Sotelo (1974).

La presión relativa de vaporización es entonces:

$$P_{RV} = P_{VAP} - P_{ATM} \quad [31]$$

Donde:

P_{RV} es la presión relativa de saturación del vapor (es negativa) y

P_{VAP} es la presión absoluta de saturación del vapor.

3.3.4.3.4 E. L. S. por acumulación de aire en cimas.

El agua que fluye en una T de P siempre arrastra una cierta cantidad de aire disuelto, una parte del cual se acumula en las cimas de la tubería, obstaculizando el paso del agua.

Cuando la presión interna de la tubería es mayor que la externa, este problema se resuelve con una válvula ordinaria de expulsión de aire, que funciona con un flotador. En un sifón, en cambio, la situación es más grave:

En primer lugar, en un sifón se acumula un mayor volumen de aire:

- porque con una presión menor la misma masa de aire ocupa un volumen mayor;
- porque al disminuir la presión del agua se libera un poco más de aire³², y
- porque el aire que se disuelve en el agua en la entrada de la tubería o aguas arriba de ésta se libera en una mayor medida en el primer tramo de la tubería, es decir justamente en el sifón.

En segundo lugar el sifón es más delicado que una cima con presión relativa positiva, pues el aire acumulado puede llegar a romper el efecto de sifón, interrumpiendo totalmente el flujo.

En tercer lugar el desalojo de aire del sifón es más difícil: una alternativa es suspender por un momento el funcionamiento de la central, y seguir el mismo procedimiento de llenado inicial

³² La relación mínima de aire disuelto depende de la presión del agua, pero, de acuerdo con Acres American Inc. (1984), el aire disuelto suele ser mucho mayor del mínimo, de tal manera que esta contribución no es significativa.

del sifón: cerrar sus dos extremos, abastecer agua a partir de una fuente más elevada que la cima y expulsar el aire por medio de una válvula check.

Si no se quiere suspender el funcionamiento de la central, es indispensable una bomba de vacío, que puede ser manual o mecánica.

De cualquier modo, es necesario que el operador de la central conozca el volumen de aire acumulado por medio de un transductor (o una ventana) para que pueda desalojar el aire en el momento adecuado. Cuando se usa una bomba mecánica de vacío, esta puede estar directamente conectada al transductor.

Sea cual sea la alternativa seleccionada, se puede reducir la frecuencia de desalojo de aire colocando arriba de la cima del sifón un tanque en el cual se acumule el aire sin interferir con el funcionamiento de la tubería.

Para reducir la acumulación de aire, un aspecto fundamental en el diseño de las tuberías con sifón inicial es evitar la formación de vórtices en la entrada de la tubería. Este aspecto se abordará en seguida.

3.3.4.3.5 E. L. S. por vórtices en la entrada.

La formación de vórtices en la entrada de la tubería puede provocar:

- un aumento en el aire disuelto, que se acumula en las cimas;
- un aumento en las partículas suspendidas, que desgastan la turbina;
- mayores pérdidas de energía por reducción del gasto, así como por turbulencias en la tubería y en la turbina, y,
- en circunstancias extremas, la falla de la tubería por golpe de ariete.

La ingeniería hidráulica tiene todavía muchas dudas respecto a este fenómeno. Sin embargo, si se conocen varias recetas para evitarlo: la primera es que la entrada a la tubería sea horizontal y no vertical; la segunda es que el flujo previo a la tubería sea simétrico con respecto a

un plano vertical, y la tercera, la más importante, es que la entrada este suficientemente sumergida. Al respecto se ha encontrado³³ que las entradas que no tienen problemas de formación de vórtices son aquellas que satisfacen las siguientes dos relaciones adimensionales.

$$S/D > 0.6 \quad [32]$$

Y:

$$v/(g \cdot D)^{1/2} < 0.45 \quad [33]$$

Donde:

S es la sumergencia, es decir la distancia vertical entre la superficie libre del agua y la parte superior de la tubería,

D es el diámetro de la tubería,

v es la velocidad del agua en la tubería y

g es la aceleración de la gravedad.

3.3.4.3.6 E. L. F. por tensión, por pandeo o por cavitación por golpe de ariete.

Descripción del fenómeno. El golpe de ariete ocurre cuando el gasto en la tubería aumenta o disminuye, es decir cuando su régimen deja de ser permanente y se vuelve variable.

El gasto puede variar en las siguientes circunstancias: movimiento de la compuerta de aguas arriba; movimiento de la válvula de aguas abajo; movimiento del dispositivo de control de gasto de la turbina, y aceleración o desaceleración de la turbina. La primera circunstancia, por ocurrir aguas arriba, tiene características distintas, y será abordada más adelante (p. 114).

Quando el gasto disminuye, la energía cinética del agua se transforma en un trabajo de compresión del fluido y en un trabajo de dilatación de la tubería que se desplazan bajo la forma de ondas elásticas que se propagan por la tubería reflejándose sucesivamente aguas arriba en la superficie abierta a la presión atmosférica y a

³³ J. S. Gulliver y A. J. Rindels. "Guidelines for Hydroplant Intake Design Without Free Surface Vortices", artículo presentado en Waterpower '83, EUA, septiembre de 1983, citado por Inversin (1986).

guas abajo en la válvula. Dichas ondas de sobre-presión se convierten después en ondas de depresión y después vuelven a ser de sobre-presión. Es el golpe de ariete un fenómeno cíclico que se va debilitando al disiparse la energía por la fricción.

Cuando el gasto aumenta ocurre un fenómeno similar, pero la primera onda es de depresión.

Después veremos cómo evitar un golpe de ariete excesivo. Por lo pronto abordaremos el cálculo de las presiones producidas por el golpe de ariete.

El método de cálculo que proponemos es el de las características³⁴, que consiste en dividir a la tubería de presión en n tramos ($n+1$ puntos, desde el 0 hasta el n). El tramo i ésimo estará justo antes del punto i ésimo, tal como se muestra en la figura 6:

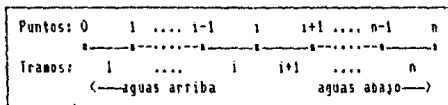


Fig. 6. División de la tubería para el método de las características.

El método permite calcular la carga piezométrica y el gasto en cada uno de los puntos de la tubería, a partir de las condiciones iniciales y tomando en cuenta las condiciones de frontera de ambos extremos, a través de iteraciones, es decir que a partir de la situación de un momento se calcula la de un momento posterior:

Primero se calcula la carga:

$$H_i^* = (H_{i-1}^* + H_{i+1}^* - K_{2,i} \cdot Q_{i-1}^* - K_{2,i+1} \cdot Q_{i+1}^* - K_{3,i} \cdot Q_{i-1}^* \cdot |Q_{i-1}^*| \dots \\ \dots + K_{3,i+1} \cdot Q_{i+1}^* \cdot |Q_{i+1}^*| + K_{1,i} \cdot Q_{i-1}^* - K_{1,i+1} \cdot Q_{i+1}^*) / 2 \quad [34]$$

Y luego el gasto:

$$Q_i^* = Q_{i-1}^* + (H_i^* - H_{i-1}^* + K_{2,i+1} \cdot Q_{i+1}^* \dots \\ \dots - K_{3,i+1} \cdot Q_{i+1}^* \cdot |Q_{i+1}^*|) / K_{1,i+1} \quad [35]$$

³⁴ Aprendido en la clase de Arsel Friedmann, y modificado para que se pueda trabajar con tramos de diferentes características.

Donde:

el superíndice indica el momento (a es el anterior y p es el posterior),
 el subíndice indica el punto o el tramo,
 $H_i = z_i + p_i / (\rho \cdot g)$ es la carga piezométrica en el punto i, medida con respecto a un plano arbitrario de referencia,
 Q_i es el gasto en el punto i,
 z_i es la cota del punto i,
 p_i es la presión en el punto i, y
 K_{1i}, K_{2i}, K_{3i} son constantes asociadas al tramo i:

$$K_{1i} = c_i / (g \cdot A_i) \quad [36]$$

$$K_{2i} = \Delta z_i / (c_i \cdot A_i) \quad [37]$$

$$K_{3i} = c_i \cdot f_i \cdot \Delta t / (2 \cdot g \cdot D_i \cdot A_i^2) \quad [38]$$

Donde:

$$c_i = \{ (K/P) / (1 + (K/E) \cdot (D_i/t_i)) \}^{1/2} \quad [39]$$

Y, para cada tramo i:

c es la celeridad de la onda,
 g es la aceleración de la gravedad,
 A es el área transversal de la tubería,
 Δz es el desnivel entre los dos extremos del tramo (positivo si la tubería desciende),
 f es el coeficiente de pérdida primaria,
 Δt es el intervalo de tiempo entre el momento previo y el actual,
 D es el diámetro de la tubería,
 P es la elasticidad del agua,
 ρ es la densidad del agua,
 E es la elasticidad de la tubería y
 t es el espesor de la tubería.

El método parte de la situación que hay antes de la variación del gasto: éste es constante en toda la tubería, y la carga piezométrica varía de acuerdo con las pérdidas de energía.

Con las ecuaciones que hemos visto, se puede calcular Q y H después de un Δt , para todos los puntos entre el 1 y el n-1 inclusive, pero faltan los puntos extremos, es decir el 0 y el n:

En el punto O, es decir el extremo de aguas arriba, la carga piezométrica H^0 se puede conocer a partir de las condiciones de frontera del sistema. Si la carga es constante, el gasto se obtiene con la siguiente ecuación:

$$Q^0 = Q^1 + (H^0 - H^1 + K2_1 \cdot Q^1 - K3_1 \cdot Q^1 \cdot |Q^1|) / K1_1 \quad [40]$$

En el punto n, las condiciones de frontera están dadas por la variación del gasto a través de la válvula de aguas abajo o de la turbina. Cuando es una válvula la que hace variar el gasto, éste y la carga se calculan con las siguientes fórmulas:

$$Q^n = -K1_n \cdot \alpha^n / 2 + (K1_n^2 \cdot (\alpha^n)^2 / 4 + \alpha^n \cdot \beta^n) \quad [41]$$

$$H^n = \beta^n - K1_n \cdot Q^n \quad [42]$$

Donde:

$$\alpha^n = (Q^0 \cdot \tau^n)^2 / H^0 \quad [43]$$

$$\beta^n = H^{n-1} + Q^{n-1} \cdot (K1_n - K2_n - K3_n \cdot |Q^{n-1}|) \quad [44]$$

$$\tau^n = (Cd \cdot Av)^n / (Cd \cdot Av)^0 \quad [45]$$

Donde:

los superíndices a, p y O (no son exponentes) indican, respectivamente, el momento anterior, el posterior y el inicial, Cd es el coeficiente de descarga de la válvula, Av es el área transversal de flujo en la válvula, Q^0 es el gasto en el momento inicial y H^0 es la carga en el momento inicial en el punto n.

Con el punto n se acaba el cálculo de las cargas y los gastos en toda la tubería en un momento, a partir de las condiciones del momento anterior. Esto se repite para muchos momentos, hasta que las presiones empiecen a disminuir. Por último se determina cuáles fueron las presiones máxima y mínima para cada punto de la tubería a lo largo del tiempo.

Dichas presiones pueden provocar los siguientes estados límite de falla: falla por tensión.

(la presión máxima) y falla por pandeo o por cavitación (la presión mínima).

La determinación del espesor necesario para que la tubería resista las presiones más grandes fue explicada antes (p. 103). Sin embargo, aquí usaremos un esfuerzo máximo admisible diferente, pues la resistencia de la tubería a la tensión varía de acuerdo con el tiempo de aplicación de la carga, y este tiempo es muy corto en el caso de un golpe de ariete. Para un tiempo de diez segundos, el esfuerzo de falla es de 46 MPa cuando menos; para seguir dejando un factor de seguridad de dos, el esfuerzo permisible será de 23 MPa.

Por lo que se refiere a la falla por pandeo, la obtención del espesor necesario para que la tubería resista presiones internas menores que las externas fue descrita con anterioridad (p. 104).

Por último, la cavitación es un fenómeno que tiene lugar cuando cavidades de vapor —que se forman cuando se llega a la presión de saturación del vapor— se condensan violentamente provocando altas presiones. Dependiendo del tamaño que lleguen a tener dichas cavidades, la cavitación puede ser inofensiva, carcomer poco a poco la tubería hasta hacerla fallar, o bien provocar la falla instantánea por tensión. Para estar del lado de la seguridad, lo que hay que hacer es evitar que la presión del agua baje hasta el punto de saturación del vapor, cuya obtención fue descrita en la p. 105. Esto se puede lograr disminuyendo la velocidad del agua en la tubería (aumentando su diámetro), disminuyendo la velocidad de variación del gasto³³, y/o disminuyendo la celeridad de propagación de la onda (aumentando la relación diámetro-espesor de la tubería).

Aunque no haya peligro de cavitación, siempre conviene disminuir tanto la velocidad del agua como la velocidad de variación del gasto, pues

³³ Es decir haciendo que la válvula no se pueda abrir ni cerrar muy rápido, o bien poniendo un volante de inercia en la turbina, de manera que ésta no se pueda acelerar o desacelerar velozmente.

así se puede reducir el espesor necesario para evitar la falla por tensión o por pandeo de la tubería.

Para reducir la longitud del tramo de la tubería de presión expuesto al golpe de ariete, se puede construir en un punto intermedio de la tubería un pozo de oscilación (P de O).

En una PCEH, la construcción de un P de O se justifica solo cuando el primer tramo de la conducción es un tubo de baja presión (ver p. 95), o bien cuando hay un sifón en la parte inicial de la tubería de presión. De otro modo saldría más cara la solución que el problema (porque el pozo tendría que ser muy alto).

Si el P de O es de tipo vertedor, el agua vertida debe ser conducida adecuadamente de regreso al río, sin provocar erosión alrededor del pozo ni en su camino. De otro modo, el pozo tendrá que ser suficientemente alto para que no vierta.

La variación del nivel del agua en el pozo se calcula con las siguientes ecuaciones iterativas:

$$v' = v^* - \Delta t \cdot g/L \cdot [z^* + z^0 \cdot v^* \cdot |v^*| / (v^0)^2] \quad [46]$$

$$z' = z^* + \Delta t \cdot v_p \cdot A_t / A_p \quad [47]$$

Donde:

el superíndice indica el momento (O es el inicial, a el anterior y p el posterior),
v es la velocidad del agua en el primer tramo de la tubería,

Δt es el intervalo de tiempo escogido para el análisis,

L es la longitud del primer tramo de la tubería,
z es el nivel de la superficie libre del pozo, medida con respecto al nivel del agua, aguas arriba del primer tramo de la tubería (z^0 es negativo),

A_t es el área transversal del primer tramo de la tubería y

A_p es el área transversal del pozo.

Cuando hablamos de las condiciones de frontera en el cálculo del golpe de ariete, dijimos que ecuación usar cuando la carga del extremo de aguas arriba de la tubería es constante. Esto se puede considerar cierto cuando la tubería parte de un tanque o de un embalse con un volumen suficientemente grande, de manera que las variaciones en el nivel de la superficie del agua al variar el gasto en la tubería sean despreciables. En cambio, cuando hay un P de Q, conviene hacer un análisis conjunto de pozo de oscilación y golpe de ariete:

Para satisfacer a la vez las ecuaciones del pozo de oscilación y las del golpe de ariete, es necesario resolver un sistema de ecuaciones que nos lleva a lo siguiente:

$$v^* = v^* - \Delta t \cdot g/L \cdot [z^* + z^0 \cdot v^* \cdot |v^*| / (v^0)^2] \quad [48]$$

$$Q^*_0 = [Q^*_0 + (z^* + \Delta t \cdot v^* \cdot At / Ap + \Delta z - H^*_1 + K_2 \cdot Q^*_1 \dots \\ \dots - K_3 \cdot Q^*_1 \cdot |Q^*_1|) / K_1] / (1 + \Delta t / Ap / K_1) \quad [49]$$

$$z^* = z^* + \Delta t \cdot v^* \cdot At / Ap - Q^*_0 \cdot \Delta t / Ap \quad [50]$$

$$H^*_0 = z^* + \Delta z \quad [51]$$

Donde, como hemos visto:

z es el nivel de la superficie libre del pozo, medida con respecto al nivel del agua, aguas arriba del primer tramo de la tubería y H_0 es la carga piezométrica en el punto O, es decir en el pozo, medida con respecto a un plano arbitrario de referencia.

Ambas magnitudes miden lo mismo, pero con planos de referencia distintos. Por eso: Δz es la distancia entre el nivel del agua en el inicio del primer tramo de la tubería, que sirve de referencia para el pozo de oscilación, y el plano arbitrario de referencia escogido para el cálculo del golpe de ariete.

3.3.4.3.7 E. L. F. por pandeo por cierre de la compuerta de aguas arriba.

Como dijimos antes (p. 98), en el extremo superior de una T de P puede haber una compuerta

que sirva para vaciar la tubería, para controlar el gasto en la turbina, para llenar un sifón o para alguna combinación de estas funciones. Cuando dicha compuerta se cierra, la disminución de la velocidad del agua podría provocar un golpe de ariete y, por lo tanto, la falla por pandeo de la tubería.

Este golpe de ariete, a diferencia del relacionado con la válvula de aguas abajo que acabamos de ver, si se puede evitar totalmente (o hacerlo inofensivo) haciendo que el agua no reduzca su velocidad, es decir dejando que entre a través de una tubería de ventilación (T de V) ubicada aguas abajo de la compuerta un gasto volumétrico de aire igual al gasto máximo de agua en la tubería de presión.

El diseño de la T de V se rige por el momento crítico en el cual la tubería de presión está todavía llena de agua³⁰. A partir de entonces la presión en los diferentes puntos de la tubería empieza a acercarse a la atmosférica.

Como se trata de un sistema con dos fluidos diferentes, el análisis consta de dos partes:

En primer lugar se determina cuál es la mínima presión que puede haber en la conexión entre las tuberías de presión y de ventilación (es decir en la frontera entre los dos fluidos, agua y aire) de tal manera que se evite el pandeo del tramo más crítico (que es el que tiene la menor presión en funcionamiento normal, por ejemplo la cima de un sifón o la entrada de la tubería). La presión crítica de pandeo fue descrita antes (p. 104).

En segundo lugar se calcula el diámetro de la T de V, de tal manera que la diferencia de presiones entre sus extremos (provocada por pérdi-

³⁰ Suponemos que en ese momento la T de V está llena de aire, es decir que el agua que estaba originalmente en ella se vació completamente en el periodo de tiempo que transcurrió entre el inicio y el fin del cierre de la compuerta (aunque éste sea muy rápido). Esto es cierto en la mayoría de los casos, pero habrá que confirmarlo al final del diseño de la T de V, suponiendo el mínimo tiempo de cierre posible. En caso contrario habrá que revisar su diseño para evitar que esto suceda o bien tomando en cuenta que en el momento crítico la tubería de ventilación está todavía semi-llena de agua.

das de energía) sea menor que la diferencia entre la presión atmosférica (de su extremo abierto) y la presión mínima admisible determinada antes (de su extremo conectado a la T de P).

Dicha pérdida de energía es la suma de la pérdida primaria (ecuación de Darcy-Weisbach, p. 101) y las pérdidas secundarias:

$$\Delta p / (\rho_A \cdot g) = h_p + h_s \quad [52]$$

$$\Delta p / (\rho_A \cdot g) = (f \cdot L / D + k_s) \cdot v^2 / (2 \cdot g) \quad [53]$$

$$\Delta p = (f \cdot L / D + k_s) \cdot \rho_A \cdot v^2 / 2 \quad [54]$$

Donde:

Δp [Pa] es la diferencia de presiones entre los dos extremos de la T de V,

ρ_A [kg/m³] es la densidad del aire y

k_s [] es el coeficiente de pérdidas secundarias.

La densidad del aire depende, al igual que la presión atmosférica, de la altura sobre el nivel del mar:

$$P_A = 1.1866 \cdot (1 - 2.26 \cdot 10^{-5} \cdot z)^{5.256} \quad [55]$$

Donde:

z [m] es la altura sobre el nivel del mar.

Si la tubería de ventilación es de PVC o de polietileno, el coeficiente de pérdida primaria de energía se puede calcular con la primera ecuación de Kármán-Prandtl para tuberías lisas vista antes (p. 102), calculando el número de Reynolds con la viscosidad del aire.

La viscosidad cinemática del aire aumenta con su temperatura. Dado que la adopción de un valor conservador no tiene consecuencias significativas en el resultado del cálculo, proponemos usar una $\nu = 2 \cdot 10^{-5}$ m²/s (correspondiente a una temperatura de 48°C).

Por último, si la T de V no tiene codos, Creager³⁷ recomienda un coeficiente de pérdidas secundarias de 1.5.

³⁷ De acuerdo con William Creager y Joel Justin, *Hydroelectric Handbook*, John Wiley & Sons, EUA, 1950, citado por Inversin (1986).

3.3.4.3.8 E. L. F. por desplazamiento de la tubería.

Cuando una tubería no está apoyada adecuadamente, se mueve y falla.

En primer lugar, los apoyos deben resistir el peso de la tubería y del agua. Cuando se usa una tubería de PVC enterrada, el suelo subyacente resiste por lo general este peso. Sin embargo, si está muy inclinada (45° o más), tiende a deslizarse y requiere, por lo tanto, que se acostille en toda su longitud con pequeños apoyos en cada acoplamiento:

Estos apoyos se hacen "a plomo con la terminación de la campana de cada tubo o conexión; se excava el piso en dirección horizontal creando un asiento abajo de la campana para recibir el concreto, que al colarse debe abrazar parte de la campana."³⁰

Los siguientes esfuerzos que deben ser resistidos por lo apoyos son los provocados por la dilatación de la tubería. Sin embargo, dado que los cambios de temperatura en una tubería enterrada son mínimos (en contraste con los que se dan en una superficial), estos esfuerzos suelen no ser tomados en cuenta en el diseño de una tubería de PVC. De cualquier modo, los acoplamientos espiga-campana con anillo de hule absorben las dilataciones térmicas.

Por último, los esfuerzos hidrostáticos e hidrodinámicos en codos y en reducciones (o ampliaciones) deben poder ser transmitidos de la tubería al suelo. Esto se hace en las tuberías de PVC por medio de atraques.

Para el cálculo de los empujes hidrostáticos hay que tomar en cuenta la presión máxima esperada, es decir con el golpe de ariete. Para que las ecuaciones siguientes sean adimensionales, las unidades deben ser coherentes; en el sistema internacional, las presiones en Pascales y las fuerzas en Newtons.

³⁰ Asociación Mexicana de Industrias de Tuberías Plásticas A. C. (1977).

En una reducción o ampliación:

$$F_{ER} = p \cdot \Delta A \quad [56]$$

Donde:

F_{ER} es la fuerza, que actúa hacia aguas abajo en una reducción, y viceversa en una ampliación, p es la presión hidrostática del lado de aguas arriba en una reducción, y viceversa en una ampliación y ΔA es la diferencia de áreas.

En un codo:

$$F_{EC} = 2 \cdot p \cdot A \cdot \text{sen}(\theta/2) \quad [57]$$

Donde:

F_{EC} es la fuerza, que actúa en el eje de la bisectriz hacia afuera del codo (hacia adentro cuando la presión relativa es negativa), p es la presión relativa del agua, A es el área transversal de la tubería y θ es el ángulo del codo.

Los empujes hidrodinámicos se calculan con las siguientes ecuaciones, aunque suelen ser tan pequeños que se pueden despreciar:

En una reducción o ampliación:

$$F_{DR} = \rho \cdot Q \cdot \Delta v \quad [58]$$

Donde:

F_{DR} es la fuerza, que actúa en la misma dirección que la fuerza hidrostática F_{ER} y Δv es la diferencia de velocidades.

En un codo:

$$F_{DC} = 2 \cdot \rho \cdot Q \cdot v \cdot \text{sen}(\theta/2) \quad [59]$$

Donde:

F_{DC} es la fuerza, que actúa hacia afuera del codo en el eje de su bisectriz.

La suma de las fuerzas hidrostáticas e hidrodinámicas en un codo o cambio de sección debe ser resistida por un atraque, que se apoya en el suelo. No vale la pena hacer un estudio de mecánica de suelos para determinar su capacidad de carga, pues sale más barato sobredimensionar los

atraques considerando las siguientes resistencias del suelo: 50 kPa para arcilla; 100 kPa para arena; 200 kPa para arena con grava; 400 kPa para un suelo duro (arena, grava y arcilla) y 1 MPa para roca.

3.3.4.3.9 E. L. F. por mala construcción.

El último estado límite de falla es el que se puede presentar cuando, por culpa de un procedimiento constructivo defectuoso, se mueve o se rompe la tubería. Para evitar esto, hay que seguir las siguientes recomendaciones³⁹:

En terrenos inclinados, la profundidad de la zanja debe ser de un metro o más (para evitar que los arrastres de tierra dejen el tubo al descubierto). El ancho, por su parte, varía entre 50 cm, para un diámetro de 10 cm, y 65 cm, para un diámetro de 32 cm.

El acoplamiento de los tubos se puede hacer dentro o fuera de la zanja. La segunda opción, que es más recomendable, consiste en unir varios tramos, y bajarlos después con cuerdas (una persona por cuerda y una cuerda por tramo), teniendo cuidado de verificar el acoplamiento (revisando la posición de la marca de entrada de cada espiga con respecto a la campana correspondiente).

El tubo debe descansar siempre sobre una plantilla de tierra o arena cribada. Los atraques en codos horizontales deben construirse de manera que la altura de su superficie de apoyo sea menor de la mitad de la profundidad de la zanja. La tubería debe ser cubierta después de su instalación por material cribado, apisonándolo cuidadosamente. Esto es para evitar objetos que la dañen.

Cuando ya se ha cubierto toda la tubería excepto los acoplamientos se hace una prueba hidráulica de la instalación. Estos deben quedar visibles para verificar que no tienen fugas. La prueba consiste en llenar la tubería y luego e-

³⁹ Tomadas en gran parte de Instituto Nacional de Tuberías Plásticas (s/f).

levar la presión hasta 1.5 veces la presión de trabajo. Esto último se puede lograr por medio de una manguera con un extremo conectado a la tubería y el otro a una altura tal que se logre la presión necesaria. En los primeros minutos el nivel del agua descenderá por la elasticidad de los tubos y el acomodamiento de los anillos de hule, y habrá que añadir más agua a la manguera. Si después de unas horas el nivel de agua vuelve a disminuir notablemente, esto se deberá probablemente a una fuga en un acoplamiento.

Una vez probada la tubería, se cubren los acoplamientos con material cribado y apisonado y, por último, se rellena el resto de la zanja por volteo.

Un detalle final es que, como el PVC y el concreto no forman unión, en los puntos en que la tubería se acopla con una estructura de concreto, hay que sellar el paso con un material elástico⁴⁰.

3.3.5 CONDUCCION DESPUES DE LA TURBINA.

Antes de ocuparnos de la turbina, vamos a revisar un último aspecto de la conducción de agua: la salida de la turbina. El agua se conduce de la turbina al río por medio de un tubo, primero, y de un canal, después.

El tubo, que se denomina tubo de aspiración, es de hecho una prolongación de la tubería de presión: la carga bruta aprovechable por una central de energía hidráulica se mide desde el nivel del agua aguas arriba de la tubería hasta la salida del tubo de aspiración.

El tubo de aspiración recibe este nombre porque en él la presión es menor de la atmosférica, es decir que permite un efecto de "succión" (presión relativa negativa) a la salida de la turbina. Como dicha presión negativa no puede llegar al punto en el que se provoca la vaporización,

⁴⁰ El ITP recomienda el Bostik tipo 30-30, clave A.

zación del agua, la longitud que puede tener dicho tubo es limitada (ver p. 141).

La turbina siempre se coloca lo más abajo que se puede, pero, como es necesario evitar que se inunde en las crecientes extraordinarias, se tiene que poner unos metros por arriba del nivel que tiene casi siempre el río. Es para aprovechar este pequeño desnivel que se puede usar un tubo de aspiración.

Además de recuperar la energía derivada del desnivel entre la turbina y el nivel del agua bajo ella (función aspiradora), el tubo de aspiración recupera parte de la energía cinética a la salida de la turbina, disminuyendo la velocidad a la salida (función difusora).

Para realizar la segunda función, el tubo de aspiración debe tener una forma de cono truncado, es decir con el área mayor a la salida que a la entrada. El ángulo de abertura del cono no puede ser mayor de 15° , para que el flujo no se separe de las paredes⁴¹.

Es necesario que la descarga del tubo de aspiración esté sumergida. Esto se puede lograr poniendo aguas abajo de ésta un vertedor.

Por lo que se refiere al canal de salida que conduce el agua de la casa de máquinas al río, la recomendación más pertinente es que debe estar orientado hacia aguas abajo del río, para evitar que en las crecientes se introduzcan objetos en él.

3.3.6 TURBINAS.

3.3.6.1 Tipos de turbinas

Entendemos por turbina el conjunto formado por el rodete, la carcasa, el eje, los rodamientos y otros elementos auxiliares como válvulas. El rodete es el dispositivo que transforma la energía del agua en energía mecánica de giro en

⁴¹ Acres American Inc. (1984).

el eje. De acuerdo a la manera en que el rodete hace esto, las turbinas se clasifican en dos tipos: las de reacción y las de impulso.

En las turbinas de reacción la presión del agua ejerce una fuerza directamente en la superficie del rodete, y pierde tanto presión como velocidad entre la entrada y la salida de la turbina. Dado que el rodete está completamente sumergido en agua (no así la turbina), la carcasa de una turbina de reacción debe resistir la diferencia de presiones entre su interior y su exterior.

A la salida de una turbina de reacción suele haber un tubo de aspiración, que sirve para aumentar la energía disponible (ver p. 120), pero el peligro de cavitación de la turbina limita su altura (ver p. 141).

Las turbinas de reacción Francis y Kaplan son las más usadas en grandes centrales hidroeléctricas. El gasto a la entrada de los rodetes de ambas es dirigido y controlado por medio de un distribuidor con álabes orientables; en la Kaplan también se pueden orientar los álabes del rodete (hélice). En ambas se pueden lograr eficiencias de hasta 90%, pero la fabricación del rodete (con fundición) y de los mecanismos de orientación de los álabes es excesivamente sofisticada para las pequeñas centrales.

Las turbinas de reacción más apropiadas para las PCEH carecen de mecanismos para control del gasto: son la turbina de hélice de álabes fijos y las bombas usadas como turbinas (Butu). Estas últimas se verán con mayor detalle más adelante (p. 127).

En las turbinas de impulso o de acción la presión del agua se transforma previamente en energía cinética por medio de un inyector. El agua que sale de éste en forma de un chiflón golpea la turbina, le transmite su energía y cae. En este caso el rodete está rodeado de aire.

Normalmente la presión del aire en la turbina es la atmosférica, pero puede ser menor si se usa un tubo de aspiración, que, al igual que en

las turbinas de reacción, se puede usar en las de impulso para recuperar la energía que representa el desnivel entre el rodete y el nivel inferior del agua. El tubo de aspiración de una turbina de impulso está lleno de agua, pero el rodete está rodeado de aire. El peso del agua en el tubo crea una presión negativa, incrementando la diferencia de presiones entre ambos extremos del inyector y aumentando, por lo tanto, la energía disponible (es decir la velocidad del agua). Dado que el aire que está en la turbina tiende a disolverse en el agua, es necesario que haya una entrada de aire que evite que el rodete se sumerja. Dicha entrada de aire se hace a través de una válvula de resorte calibrada de manera que se abra sólo cuando la presión interna de la turbina disminuya demasiado (es decir cuando el nivel del agua se esté acercando al impulsor). El problema de usar un tubo de aspiración en una turbina de impulso es que los costos suben, no sólo por el tubo en sí, sino también porque la carcasa debe resistir una presión diferencial y tanto ésta como los rodamientos del eje deben ser herméticos.

Las turbinas de impulso son de fabricación más sencilla, y por eso se han usado con éxito en pequeñas centrales de muchos países. Son más tolerantes que las de reacción a la presencia de arena y otras partículas en el agua, su mantenimiento es más fácil y no tienen peligro de cavitación. Cuando no tienen tubo de aspiración, no requieren de retenes y su carcasa, que sólo sirve para conducir el agua y para evitar accidentes, es muy sencilla.

Los diferentes tipos de turbinas de impulso son la Pelton, la Turgo y la Michell-Banki.

La turbina Pelton es un disco con los álabes en la periferia. Los álabes de una turbina Pelton tienen forma de cucharas, y así se llaman. Las cucharas están colocadas en pares de manera que el chiflón incide en medio de cada par, se divide en dos y sale en sentido casi contrario (no puede dar una vuelta en U completa porque interferiría con las cucharas adyacentes). La eficiencia de las turbinas Pelton fabricadas con

alta tecnología (para grandes centrales) puede llegar al 94%, mientras que la de las destinadas a PCEH varía entre 70 y 85 por ciento.

La turbina Turgo es similar a la Pelton, pero sus álabes tienen una forma diferente y el chiflón golpea el plano del rodete con una inclinación de 20° aproximadamente. Mientras que en un rodete Pelton la necesidad de evitar que el agua que sale de una cuchara interfiera con el chiflón y con las cucharas adyacentes limita el gasto aceptable, el rodete Turgo no tiene este problema. El agua entra por un lado del rodete y sale por el otro. Por lo tanto para condiciones similares un rodete Turgo será de menor tamaño que uno Pelton.

Por último, la turbina Micheli-Banki (MB) consiste en dos discos paralelos montados en un eje horizontal y conectados por una serie de álabes (o aspas). El chiflón de agua sale a través de una tobera rectangular del mismo ancho que el rodete, entra dentro de él a través de las aberturas rectangulares entre los álabes transfiriendo ahí al rodete la mayor parte de su energía, atraviesa el centro del rodete y sale volviendo a golpear a los álabes y transfiriendo otra porción de su energía. Estas turbinas también se llaman de flujo cruzado, porque el agua cruza a través del rodete.

La turbina MB se considera normalmente como de impulso. Sin embargo, si la tobera o boquilla está situada muy cerca del rodete, el chiflón entra a este a una presión mayor que la que tiene al salir de él, en cuyo caso hay una pequeña componente de reacción en el funcionamiento de la turbina.

Las turbinas MB, por ser de flujo bidimensional, se pueden adaptar sin pérdida de eficiencia a diferentes gastos modificando sólo el ancho: se puede dividir el rodete en dos partes, una de ellas con el doble de ancho que la otra, y permitir la entrada de agua a una parte, a la otra o a ambas.

La construcción del rodete MB se puede hacer en un taller mecánico normal. Los álabes o aspas

se puede obtener muy sencillamente, sin fundición, cortando longitudinalmente tubos de acero⁴².

3.3.6.2 Velocidades específicas.

La velocidad específica es un parámetro que mide la relación entre la carga, la potencia y la velocidad de una turbina en su punto de máxima eficiencia:

$$w_{97} = w \cdot (P/\rho)^{1/2} \cdot (g \cdot H)^{-3/4} \quad [60]$$

Donde:

w_{97} es la velocidad específica adimensional de la turbina,

w [rad/s] es la velocidad angular,

P [W] es la potencia en el eje,

ρ [kg/m³] es la densidad del fluido y

$(g \cdot H)$ [m²/s²] es la energía específica por unidad de masa.

Los equivalentes entre las velocidades específicas usadas en los diferentes sistemas de medida (n_B) y la velocidad específica adimensional se muestran en la tabla 9.

Unidades			Fórmulas	Equivalente en n_B para $w_{97} = 1$
velocidad	potencia	carga		
RPM	HP	ft	$n_B = n \cdot P/H^{3/4}$	43.46
RPM	HP	m	$n_B = n \cdot P/H^{3/4}$	191.9
RPM	CV	m	$n_B = n \cdot P/H^{3/4}$	193.2

Tabla 9. Equivalencia entre velocidades específicas de turbinas.

Las turbinas de impulso tienen velocidades específicas bajas: Las Pelton de un chiflón de entre 0.06 y 0.16, pero con cuatro chiflones

⁴² Un proyecto de una asociación civil mexicana desarrolló hace tiempo un modelo de turbina Mitchell-Banki de PVC. Los álabes, hechos de tubo de PVC de 4.5" cortado longitudinalmente, estaban ensamblados en sus extremos en secciones de tubo de 200 mm montadas sobre poleas de aluminio. Los álabes estaban reforzados con hilos de nylon. La turbina fue probada en la ESIME del IPN y desarrolló en su primera prueba una eficiencia de 60 por ciento, que hubiera podido ser mejorada. Desgraciadamente, el desarrollo de este modelo fue abandonado.

llegan hasta 0.3. Las Turgo de un chiflón de entre 0.1 y 0.4, pudiendo llegar a 0.5 con dos chiflones. Las Michell-Banki tienen una w_p de entre 0.1 y 0.4 .

Las velocidades específicas adimensionales de las turbinas de reacción, en cambio, son más altas: Las Francis de entre 0.4 y 2 y las Kaplan o de hélice entre 2 y 5. Las bombas usadas como turbinas pueden abarcar el rango de ambas.

La velocidad específica está asociada con la geometría de la turbina: Una turbina tiene siempre la misma velocidad específica, independientemente de la carga en que opere, y dos turbinas de diferente tamaño pero geoméricamente similares tienen la misma velocidad específica.

La velocidad específica de una turbina nos permite saber para qué condiciones es adecuada o no lo es: Si, por ejemplo, se quiere generar 20 kW en una carga de 30 metros, una turbina Pelton podría girar cuando mucho a 80 radianes por segundo, lo cual es demasiado lento para la mayoría de los usos (en particular los generadores de corriente alterna), mientras que una Kaplan lo haría a 450 rad/s cuando menos, que es demasiado rápido. En este caso una turbina tipo Francis sería más adecuada. En cambio, si se quisieran generar 2 kW en el mismo sitio, la Pelton sí sería una buena opción.

Es por eso que se dice que las turbinas "lentas" (de baja velocidad específica) son apropiadas para sitios con cargas altas, mientras que las "rápidas" lo son para cargas pequeñas.

De cualquier modo, estas no son reglas generales. En las PCEH, para reducir costos, en muchas ocasiones conviene que una turbina barata se adapte a diferentes condiciones, lo cual se puede lograr de diferentes maneras:

En primer lugar se pueden usar varias turbinas en serie o en paralelo. Esta última opción (que es frecuente en las grandes hidroeléctricas) presenta además una mayor capacidad de adaptación a diferentes gastos disponibles o potencias requeridas (ver también p. 83).

En segundo lugar, se puede cambiar la velocidad requerida en la turbina aumentando o disminuyendo su velocidad por medio de poleas y bandas (rara vez se usan cadenas y catarinas, o engranes); o bien variando la velocidad requerida por el dispositivo conectado a la turbina (por ejemplo escogiendo un generador con diferente número de polos).

3.3.6.3 Bombas usadas como turbinas.

3.3.6.3.1 Ventajas y desventajas.

El funcionamiento de las bombas hidráulicas dinámicas o rotodinámicas (no de desplazamiento positivo) se rige por los mismos principios que las turbinas de reacción, pero al revés. Gracias a esto, una bomba girando en sentido inverso funciona como turbina.

Este principio rige el funcionamiento de las grandes centrales de almacenamiento de energía por bombeo que hay en algunos países. En dichas centrales las mismas máquinas sirven como turbinas en las horas de mayor demanda de energía, y como bombas cuando hay excedentes de energía⁴³. Estas máquinas se denominan bombas-turbinas, y están diseñadas para funcionar eficientemente en ambas direcciones.

El caso de las bombas usadas como turbinas (Butu) es diferente: son máquinas diseñadas para trabajar como bombas, pero que se hacen girar al revés. Para hacer esto sólo hay que verificar que no haya piezas que se puedan desatornillar por el cambio en la dirección de giro (cosa rara) y que la flecha resista el momento mayor que se da en la operación como turbina.

Las turbinas Butu han encontrado desde hace mucho tiempo aplicaciones, sobre todo industria-

⁴³ Tales centrales se justifican en sistemas eléctricos con una alta proporción de centrales térmicas cuyo funcionamiento no se puede interrumpir. En México, las hidroeléctricas y las centrales con turbinas de gas permiten ajustar la oferta a la demanda.

les⁴⁴. Su uso en pequeñas centrales de energía hidráulica trae consigo las siguientes ventajas:

Las bombas hidráulicas, al igual que sus re-facciones, son fabricadas en una multitud de modelos y tamaños diferentes por un gran número de industrias en México. Por eso son más baratas que una máquina hecha sobre pedido (este suele ser el caso de las turbinas) y están disponibles en cualquier ciudad pequeña.

Por otro lado, las bombas, en todo el rango de velocidades específicas, pueden lograr como turbinas eficiencias prácticamente iguales a las que tienen como bombas⁴⁵. Esto quiere decir que en muchos casos una turbina Butu tendrá una eficiencia mayor que las turbinas que se suelen usar en pequeñas centrales.

Finalmente, por no tener mecanismos de control de gasto, las turbinas Butu son dispositivos más sencillos, baratos y fáciles de operar y mantener que las turbinas con regulación.

Su mayor desventaja es justamente esta última: que no tienen ninguna manera eficiente de adaptarse a diferentes gastos disponibles o potencias requeridas. Sin embargo esta desventaja, como se verá a continuación, no es grave:

En primer lugar, para lograr un factor de carga alto, el gasto de diseño de las PCEH debe tener una alta probabilidad de excedencia —es decir que debe ser cercano al gasto mínimo—, de manera que las pérdidas de energía provocadas por la imposibilidad de controlar el gasto resultan relativamente insignificantes. De cualquier modo, siempre se puede lograr un cierto

⁴⁴ Donsky (1961); Childs (1962); Kittredge (1976); Buse (1981) y Evans et al. (1984) abordan el tema con una orientación industrial. Espinoza (s/f); Ham (1967); Butler (1982); Urquía (1984) e Inversin (1966) mencionan a las bombas como una buena alternativa para PCEH. La tesis de Pati Avila y Pepe Garza (1986) hecha en la Facultad de Ingeniería presenta evidencias experimentales. Por último, Cooper y Worthen (1981) y Acres American (1984) abordan con mayor detalle el uso de turbinas Butu en pequeñas centrales y presentan más datos experimentales.

⁴⁵ Se pueden lograr eficiencias iguales o ligeramente mayores si se fabrica un impulsor especial. Pero en una PCEH no vale la pena hacer tal esfuerzo para aumentar la eficiencia en un 2 por ciento.

control del gasto (menos eficiente que el de una turbina convencional) usando varias turbinas Buttu, de preferencia de diferentes capacidades (ver la p. 83).

En segundo lugar, los controles de carga electrónicos se están convirtiendo actualmente en una mejor opción para controlar la velocidad de las turbinas de las PCEH que los controles de gasto usados en las turbinas convencionales, por ser más baratos de adquirir y mantener. Dichos controles, como se verá más adelante (p. 148) mantienen la carga eléctrica constante conectando cargas de respaldo. Dado que, de cualquier modo, la mayoría de las pequeñas centrales no tienen capacidad de almacenamiento (p. 85), es prácticamente equivalente desperdiciar energía que dejar correr el agua por el río.

3.3.6.3.2 Tipos de bombas y leyes de semejanza.

Las bombas dinámicas se clasifican de acuerdo a la geometría de su impulsor en: radiales⁴⁶, de flujo mixto y axiales. En realidad la frontera entre las dos primeras categorías es poco definida, pues a partir de la bomba más radial se sigue un camino sin obstáculos en el que se van modificando poco a poco los álabes haciendo que el flujo sea cada vez menos radial y más axial.

Las bombas pueden ser de un paso o de varios. Éstas resultan por lo general menos adecuadas que aquellas (por caras) en el ámbito de las PCEH.

Las bombas axiales suelen ser de eje vertical, y su impulsor o hélice puede ser de paso fijo o variable, siendo el primero el más adecuado para una pequeña central.

Las bombas radiales y de flujo mixto pueden ser de succión simple o de doble succión. Estas últimas constan de dos impulsores colocados simétricamente sobre un eje horizontal, y tienen la ventaja de que, como los empujes axiales de

⁴⁶ Las bombas radiales se llaman a veces centrifugas, pero el término de bomba centrífuga se presta a confusiones, pues ciertas personas lo usan como sinónimo de bomba rotodinámica.

ambos impulsores se contrarrestan, el esfuerzo axial resultante sobre el eje y sobre sus rodamientos es reducido. Las bombas de succión simple, a su vez, pueden ser de eje horizontal o vertical.

Su carcasa puede tener o no álabes para dirigir el flujo. Su impulsor, por otro lado, puede ser abierto, semi-abierto o cerrado. Los primeros dos son usados primordialmente para bombear líquidos viscosos o sucios, mientras que el último, por permitir un menor intersticio entre el y la carcasa, es más eficiente y, por lo tanto, más adecuado para las PCEH.

Al igual que en las turbinas, la velocidad específica de las bombas mide la relación entre la carga, el gasto y la velocidad en el punto de máxima eficiencia:

$$w_{sp} = w \cdot Q^{1/2} \cdot (g \cdot H)^{-3/4} \quad [61]$$

Donde:

w_{sp} es la velocidad específica adimensional de la bomba,

w [rad/s] es la velocidad angular,

Q [m³/s] es el gasto y

$(g \cdot H)$ [m²/s²] es la energía específica por unidad de masa.

Los equivalentes entre las velocidades específicas (n_s) usadas en los diferentes sistemas de medida y la velocidad específica adimensional se muestran en la tabla 10.

Unidades			Fórmulas	Equivalente en n_s para $w_{sp} = 1$
velocidad	gasto	carga		
RPM	GPM	ft	$n_s = n \cdot \sqrt{Q} / H^{3/4}$	2733.
RPM	m ³ /s	m	$n_s = n \cdot \sqrt{Q} / H^{3/4}$	52.92

Tabla 10. Equivalencia entre velocidades específicas de bombas.

Las bombas radiales tienen velocidades específicas de entre 0.2 y 1.8; las de flujo mixto de entre 1.8 y 3.3, y las axiales de entre 3.3 y 5.5.

Al igual que en el caso de las turbinas, una bomba tiene siempre la misma velocidad específica, independientemente de sus condiciones de operación. Por eso es posible, a partir de la información referente a ciertas condiciones, conocer el comportamiento de la bomba en condiciones diferentes, de acuerdo con las siguientes leyes de semejanza:

$$Q \propto w \quad [62]$$

$$H \propto w^2 \quad [63]$$

$$P \propto w^3 \quad [64]$$

Donde:

\propto significa "es proporcional a".

Asimismo, las bombas con geometrías similares tienen la misma velocidad específica. Eso nos permite conocer el comportamiento de un prototipo a partir de la información de un modelo de geometría similar. Cuando la velocidad del modelo y del prototipo son iguales, se siguen las siguientes leyes de semejanza:

$$Q \propto D^3 \quad [65]$$

$$H \propto D^2 \quad [66]$$

$$P \propto D^5 \quad [67]$$

Donde:

D es el diámetro del impulsor.

Juntando las ecuaciones [65] a [67] con las tres anteriores ([62] a [64]), podemos variar a la vez el tamaño de la bomba y su velocidad:

$$Q \propto w \cdot D^3 \quad [68]$$

$$H \propto w^2 \cdot D^2 \quad [69]$$

$$P \propto w^3 \cdot D^5 \quad [70]$$

Las bombas radiales tienen además una característica particular: Cada una puede funcionar con impulsores de distintos tamaños. Esto permite que un mismo modelo de bomba se adapte a con-

diciones diferentes, es decir que sea "muchos modelos en uno". Las bombas se fabrican con el impulsor de mayor tamaño que pueden alojar, y posteriormente la tienda que vende las bombas lo torneá para lograr el diámetro apropiado a las condiciones de operación requeridas por el cliente.

Los fabricantes de bombas proporcionan las curvas características de sus bombas para distintos diámetros del impulsor, especifican el diámetro máximo que se puede alojar en la bomba, y recomiendan un diámetro mínimo.

En este caso no se siguen las leyes de semejanza mencionadas antes, ya que se pierde la similitud geométrica: Al reducir el diámetro del impulsor no se reducen concomitantemente todas las demás dimensiones de la bomba (en particular el ancho del impulsor). A partir de distintas curvas características de bombas, vimos que en este caso las relaciones entre el diámetro del impulsor y las demás variables de operación son, en promedio, las siguientes⁴⁷:

$$Q \propto D \quad [71]$$

$$H \propto D^{2.5} \quad [72]$$

3.3.6.3.3 Curvas características de las turbinas Butu.

En virtud de que los fabricantes de bombas en México no tienen información sobre las características de operación de sus bombas como turbinas, hemos desarrollado un método para su obtención indirecta.

Lo que hicimos fue deducir, a partir de la información experimental disponible⁴⁸, fórmulas empíricas que relacionan la operación de una

⁴⁷ Kittredge (1976) dice que en estos casos $Q \propto D$, y $H \propto D^2$, es decir que un cambio en el diámetro del impulsor produce el mismo efecto que un cambio en la velocidad de giro. Acres American Inc. (1984), en cambio, dice sólo que en este caso las relaciones son complejas.

⁴⁸ Evans et al. (1984) y Butler (1982) dan información experimental, pero inútil, la información que hemos usado es la de Donsky (1961); Buse (1981); Cooper y Warthen (1981), y, sobre todo, Kittredge (1976).

bomba como bomba y como turbina. Estas fórmulas permiten calcular las curvas características de una turbina Butu conociendo sólo ciertos datos de la operación normal de la bomba correspondiente, que si proporcionan los fabricantes.

Este método tiene un pequeño margen de error⁴⁹, pero esto se puede paliar, en el caso de las bombas radiales (las más adecuadas para la mayoría de los sitios en comunidades aisladas), a través de la reducción del diámetro del impulsor: la bomba se adquiere con el impulsor completo; se instala; se prueba en el sitio; se determina la reducción necesaria del impulsor (viendo cuál es el gasto y carga real aprovechados, luego se ve cuánto se le debe recortar al impulsor para que se cumplan las condiciones de gasto y carga del lugar), y, por último, se desmonta éste y se lleva al torno mas cercano para su maquinado.

De este modo se logra que la bomba se adapte excelentemente a las condiciones de carga y gasto del sitio.

La obtención de las curvas características de una turbina Butu a partir de las curvas normales de la bomba correspondiente consta de dos partes: la primera es la determinación del punto de máxima eficiencia de la turbina Butu y la segunda es el cálculo de las características de operación de la turbina fuera de este punto.

1. Para relacionar los puntos de máxima eficiencia de la turbina Butu y de la bomba, usaremos los siguientes símbolos:

$$q' = Q' / Q'_{\theta} \quad [73]$$

$$h' = H' / H'_{\theta} \quad [74]$$

$$\Omega = \omega / \omega_{\theta} \quad [75]$$

Donde:

' significa el punto de máxima eficiencia, para una determinada ω ,

⁴⁹ Su precisión es, a nuestro juicio, mayor que la del complejo método propuesto por Acres American Inc. (1984).

el subíndice significa el modo de operación (bomba o turbina),
 Q es el gasto y
 H es la carga.

La w_p no lleva apóstrofe porque es un valor fijo en la información que proporcionan los fabricantes: se habla entonces del gasto y la carga del punto de máxima eficiencia, para una determinada velocidad. La w_t tampoco lleva asterisco porque está determinada por el dispositivo conectado a la turbina: las demás variables dependen de ella.

De acuerdo con las leyes de semejanza, q es proporcional a Ω , y tanto h como m son proporcionales a Ω^2 . Como se verá, las leyes de semejanza están tomadas en cuenta de manera que las fórmulas encontradas se puedan aplicar a velocidades diferentes fácilmente.

Encontramos que la relación entre los puntos de máxima eficiencia de la turbina Butu y de la bomba depende exclusivamente de la eficiencia de ésta⁹⁰:

En primer lugar, la potencia hidráulica ($Q \cdot H \cdot \rho \cdot g$) de una turbina Butu es siempre mayor que la de la bomba correspondiente (a velocidad constante), y la diferencia aumenta cuando disminuye la eficiencia de la bomba.

Dado que ρ y g son constantes, las potencias hidráulicas de la bomba y la turbina Butu se comparan con el producto $q \cdot h'$. Para incorporar las leyes de semejanza, usaremos el parámetro $q \cdot h' / \Omega^3$. Sin embargo, al buscar un modelo matemático para relacionar la eficiencia y la razón de potencias hidráulicas, vimos que era más conveniente usar el inverso de $q \cdot h' / \Omega^3$, o sea $\Omega^3 / (q \cdot h')$.

En la figura 7 se muestra la relación entre $\Omega^3 / (q \cdot h')$ y la eficiencia de la bomba para los puntos experimentales, así como la fórmula mate-

⁹⁰ Buse (1981) dice que depende de la velocidad específica, pero esto es absolutamente falso.

mática obtenida a partir de ellos, que es la siguiente:

$$\Omega^3 / (q^3 \cdot h^3) = 2 \cdot \eta^3 \cdot \eta^{*3} + 0.205 \quad [76]$$

$$\Rightarrow q^3 \cdot h^3 / \Omega^3 = 1 / (2 \cdot \eta^3 \cdot \eta^{*3} + 0.205) \quad [77]$$

Donde:

η es la eficiencia.

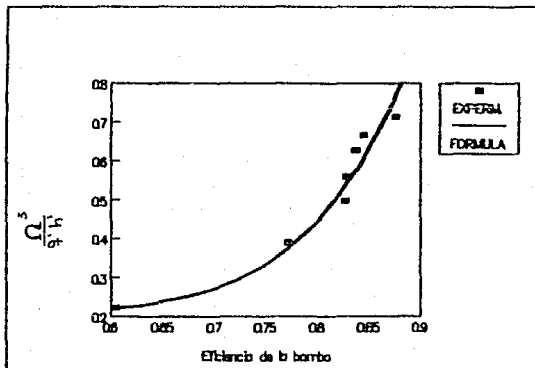


Fig. 7. El inverso de la potencia relativa de la turbina Butu (en relación con la potencia de la bomba correspondiente), en función de la eficiencia de la bomba (velocidad constante).

Se puede observar que el punto de máxima eficiencia como turbina de una bomba ineficiente corresponde a una potencia (tanto hidráulica como mecánica) mucho mayor que la de la bomba en funcionamiento normal (si la velocidad es igual). Esto puede implicar un problema de resistencia de la flecha.

Ahora falta ver qué parte del incremento de potencia hidráulica se debe al gasto y qué a la carga. la figura 8 muestra la relación entre la carga y la eficiencia de la bomba, así como el modelo matemático correspondiente, que es el siguiente:

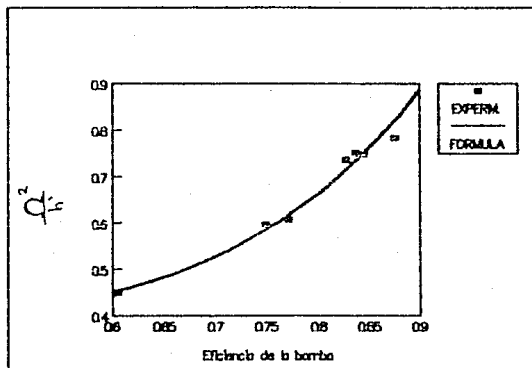


Fig. 8. El inverso de la carga hidráulica relativa de la turbina Butu (en relación con la carga de la bomba correspondiente), en función de la eficiencia de la bomba (velocidad constante).

$$\Omega^2/h^3 = \eta^3 + 0.385 \quad [78]$$

$$\Rightarrow h^3/\Omega^2 = 1/(\eta^3 + 0.385) \quad [79]$$

Para acabar de definir el punto de máxima eficiencia de la turbina Butu con respecto al de la bomba, lo único que falta es determinar cuál es la eficiencia máxima de la turbina Butu. De acuerdo con la información experimental disponible, se puede suponer sin error significativo que esta eficiencia es en promedio igual a la eficiencia de la bomba menos tres puntos porcentuales:

$$\eta_t = \eta_b - 0.03 \quad [80]$$

Con esto ya podemos conocer la potencia en el eje de la turbina Butu, en el punto de máxima eficiencia:

$$P_t = Q_t \cdot H_t \cdot \rho \cdot g \cdot \eta_t \quad [81]$$

Donde:

P es la potencia en el eje.

El momento en el eje -que nos va a servir más adelante- es:

$$M'_{\tau} = P'_{\tau}/\omega_{\tau} \quad [82]$$

Donde:

M es el momento o par en el eje.

Ahora sabemos ya en qué condiciones la turbina Butu operará en su máxima eficiencia. Sin embargo, es muy poco probable que éstas coincidan justamente con las condiciones del sitio. Lo más posible es que el punto de operación no sea el de máxima eficiencia⁹¹. Por eso necesitamos conocer las características de operación de la turbina Butu fuera del punto de máxima eficiencia.

En este caso el modelo matemático conduce, no a la obtención de un punto, como antes, sino de una serie de puntos de operación, es decir una curva característica. La simbología será entonces la siguiente:

$$q = Q/Q'_{\tau} \quad [83]$$

$$h = H/H'_{\tau} \quad [84]$$

$$m = M/M'_{\tau} \quad [85]$$

$$\Omega = \omega/\omega_{\tau} \quad [86]$$

Donde:

Q, H y M son los valores del gasto, la carga y el momento para cada punto de la curva característica de la turbina Butu, para una determinada ω .

($\omega = \omega_{\tau}$ si se quiere obtener una curva a velocidad constante.)

En primer lugar, encontramos que hay una relación lineal entre el momento en el eje y la velocidad de giro, con gasto constante. Esto se muestra en la figura 9.

⁹¹ Inclusive en algunos casos podrá suceder que, para abaratar costos, se seleccione una bomba más chica de la óptima, aunque su eficiencia baja.

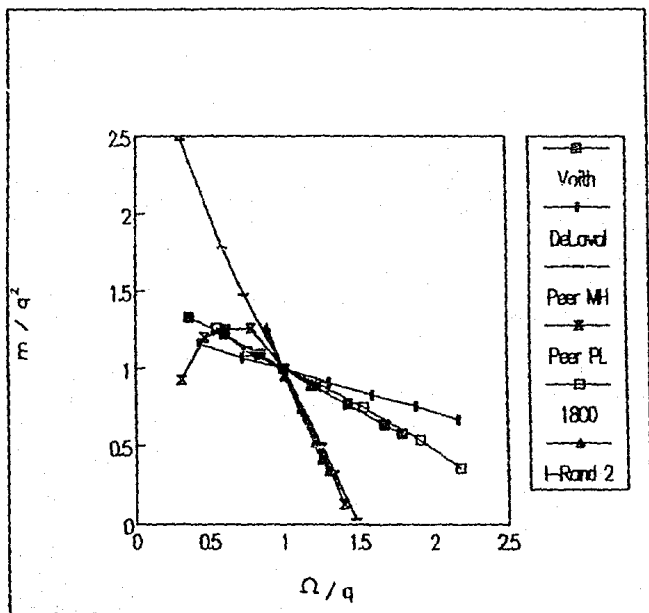


fig. 9. Curvas características experimentales de las turbinas Buter: el ascenso en el eje en función de la velocidad, para diferentes turbinas (gasto constante).

La única bomba que no sigue este comportamiento es la Peerless PL, una bomba axial de muy alta velocidad específica ($w_a = 5$). Es decir que el modelo será válido para las bombas radiales y de flujo mixto⁸².

La ecuación lineal es la siguiente:

$$m/q^2 = 1+k \cdot (\Omega/q-1) \quad [87]$$

⁸² De cualquier modo, es muy raro que una PCEH tenga una carga tan pequeña como para requerir una turbina axial (sobre todo porque las centrales de baja carga son muy caras).

Donde:

k es la pendiente de la recta, y depende de la velocidad específica de la turbina Butu, que ya conocemos (porque ya está definido el punto de máxima eficiencia de la Butu). Esta relación se muestra en la figura 10, junto con el modelo matemático obtenido, que es el siguiente:

$$1/k = -0.96 \cdot (w_{st} - 0.2)^{-0.72} - 0.13 \quad [88]$$

$$\Rightarrow k = -1 / [0.96 \cdot (w_{st} - 0.2)^{-0.72} - 0.13] \quad [89]$$

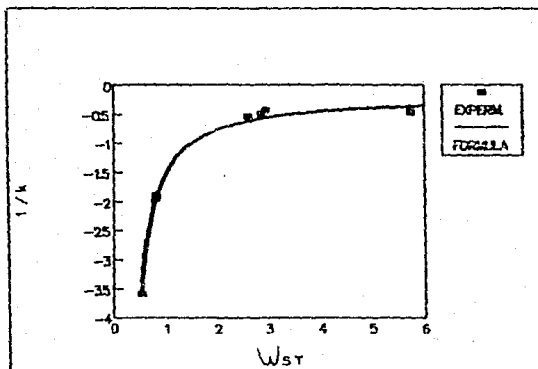


Fig. 10. La pendiente de las rectas de la figura 9, en función de la velocidad específica adimensional de las turbinas Butu.

Resulta más cómodo transformar la relación encontrada, a partir de las leyes de semejanza, para llegar a:

$$m/\Omega^2 = (1-k) \cdot (q/\Omega)^2 + k \cdot (q/\Omega) \quad [90]$$

Por último, vimos que la relación entre la potencia en el eje y la potencia hidráulica es igual para todas las turbinas Butu, como se muestra en la figura 11. Después de mucho buscar, encontramos que los puntos experimentales se ajustan a la siguiente curva:

$$\frac{q \cdot h}{\Omega^2} = \frac{e^{0.37 \cdot (m/\Omega^2 - 1)}}{0.37} + 1 \quad [91]$$

Donde:

$e \approx 2.718281828$ es la base de los logaritmos naturales.

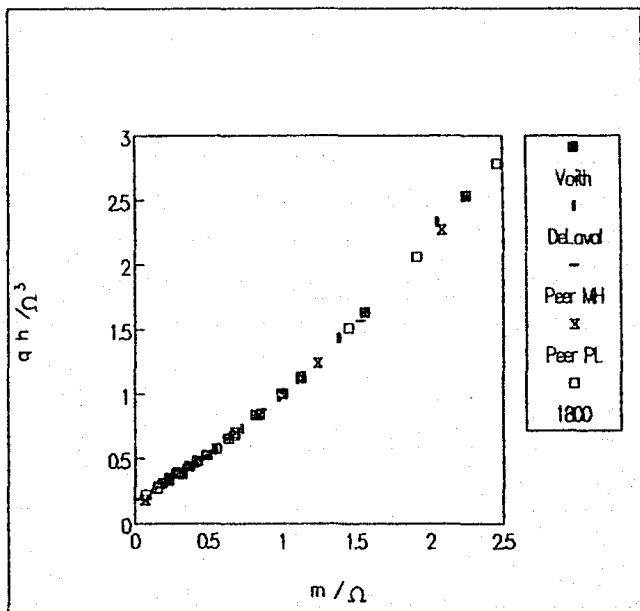


Fig. 11. Curvas características experimentales de las turbinas Butu: la potencia hidráulica en función de la potencia en el eje (velocidad constante).

3.3.6.3.4 Velocidad de desbocamiento.

Cuando la carga en el eje de la turbina desaparece (cosa que sucede en las centrales eléctricas cuando el generador se desconecta de la línea, por la acción de un breaker, por ejemplo), la turbina se acelera hasta llegar a su velocidad de desbocamiento.

La turbina y, sobre todo, el generador deben poder resistir sin daños esa velocidad, por esta razón conviene conocerla.

A partir de los modelos matemáticos obtenidos antes se puede deducir la velocidad de desbocamiento:

$$\Omega_D = [0.16 \cdot (1 - 1/k) / h_0]^{1/2} \quad [92]$$

Donde:

$$\Omega_D = \omega_D / \omega_T \quad [93]$$

$$h_0 = H_D / H^3, \quad [94]$$

Y donde:

el subíndice $_D$ se refiere a la condición de desbocamiento y

k es la misma constante vista antes.

La carga de desbocamiento debe considerarse igual a la máxima carga hidrostática (el desnivel entre el nivel de agua máximo en la toma y la salida del tubo de aspiración), para estar del lado de la seguridad⁹³.

3.3.6.3.5 Cavitación.

Como dijimos antes, la cavitación ocurre cuando el agua se vaporiza y se vuelve a condensar. Este fenómeno puede destruir el rodete de la turbina en meses, si no se toman las medidas adecuadas para evitarlo.

La presión mínima dentro de una turbina se calcula de la siguiente manera:

$$P_{MIN} = P_s - \sigma_v - \Delta P \quad [95]$$

Donde:

P_{MIN} es la presión mínima en la turbina,

⁹³ Se puede demostrar, a partir de las fórmulas empíricas antes vistas, que en las turbinas Butu con velocidades específicas menores de 1.2 (bombas radiales), el gasto de desbocamiento es menor que el gasto del punto de eficiencia máxima (y al disminuir el gasto aumenta la carga, porque disminuyen las pérdidas de energía en la conducción). En las turbinas de flujo mixto o axial el gasto aumenta (y, por lo tanto, la carga disminuye). En un caso así, conviene revisar si el método aquí propuesto no resulta excesivamente conservador.

P_s es la presión a la salida de la turbina (normalmente negativa, porque la descarga suele estar abajo),

ΔP es la diferencia de presiones entre la entrada y la salida de la turbina y

σ_T es un parámetro llamado sigma de Thoma, que depende de la bomba, de acuerdo con la siguiente fórmula⁸⁴:

$$\sigma_T = 0.128 \cdot (u_{m1}/v_T)^{1.053} \quad [96]$$

La presión relativa mínima debe ser mayor que la presión relativa de saturación del vapor, cuya obtención se describió antes (p. 105):

$$P_{MIN} \geq P_{RV} \quad [97]$$

Donde:

P_{RV} es la presión relativa de saturación del vapor (negativa), que se obtiene por medio de la ecuación [31].

El cálculo de la cavitación se hace para ver qué altura debe tener el tubo de aspiración (si lo hay). Por eso es más cómodo usar la ecuación anterior en términos de dicha altura:

$$z_{TA} \leq -P_{RV}/(\rho \cdot g) - \sigma_T \cdot H \quad [98]$$

Donde:

z_{TA} es la altura del tubo de aspiración, desde la descarga hasta la turbina⁸⁵ y

H es la carga hidráulica neta en la turbina.

3.3.7 ASPECTOS ELECTRICOS.

3.3.7.1 Energía eléctrica o mecánica.

Con la energía mecánica de la turbina se puede generar energía eléctrica, mover directamente

⁸⁴ Determinada a partir de una gráfica de Buse (1961).

⁸⁵ En una turbina de eje horizontal, la cota de la turbina es el eje. Cuando el eje es vertical y la descarga es por abajo, la cota es la parte inferior del impulsor. Si el eje es vertical y la descarga es doble, superior e inferior, la cota es el centro del impulsor.

otra máquina (un molino, una bomba, un torno, una sierra, etc.), o bien ambas cosas.

Los usos mecánicos tienen la ventaja de ser siempre productivos, y éstos, como vimos antes (p. 69), deben ser prioritarios. Si se usan motores eléctricos para mover estos dispositivos, las pérdidas de energía en el generador, la transmisión y el motor suman una pérdida total de entre 30 y 60 por ciento. Por otro lado, en su arranque, un motor puede requerir una potencia hasta 4 veces mayor de la normal; en un sistema eléctrico pequeño en el que el motor de mayor potencia constituya una gran proporción de la demanda total, esto puede implicar la necesidad de sobredimensionar el sistema (o desconectar por un momento otras cargas eléctricas) sólo para permitir el arranque de dicho motor**.

Por otro lado, la generación de energía eléctrica alterna requiere de una buena regulación de velocidad. Por esto y por el equipo eléctrico en sí, una PCEH que genera electricidad es más cara y difícil de mantener y operar que una que sólo genera energía mecánica.

Sin embargo, la electricidad tiene una enorme ventaja, su versatilidad: puede ser transportada fácilmente y se puede transformar en cualquier tipo de energía. No se necesita decir más.

3.3.7.2 Equipo eléctrico.

Si se genera electricidad en una PCEH, la corriente puede ser alterna o directa. La generación de corriente directa es más barata (se pueden usar generadores de coches o camiones viejos) y menos sofisticada que la otra (no requiere control de velocidad). La corriente directa se puede almacenar en baterías (aunque éstas deben ser manejadas y desechadas con mucho cuidado). Sin embargo, la C. D. no se puede transmitir a grandes distancias porque es muy difícil subir y bajar su voltaje (sobre todo si se generan 12 V con un generador de automóvil), además

** En este caso puede ayudar un volante de inercia en la turbina.

de que los generadores de corriente directa son pequeños (sólo hasta pocos kW).

Por esta razón la corriente directa es apropiada para sistemas pequeños en los que la energía se consume muy cerca de la central (por ejemplo en la iluminación de la misma central, sobre todo si hay en ella maquinaria productiva), o para áreas rurales con casas dispersas, en donde es más barato transportar la energía en forma de baterías⁹⁷.

De otro modo, la energía alterna suele resultar una mejor opción: la mayoría de los aparatos funciona con este tipo de corriente (con la corriente directa hay que recurrir a focos y accesorios de coches y casas móviles) y ésta, sobre todo, se puede transmitir fácilmente a lo largo de distancias cortas o largas.

La potencia aparente (que se mide en KVA) es casi siempre mayor que la potencia real (que se mide en kW) para un sistema de corriente alterna. Esto es así porque las cargas inductivas y capacitivas (no las resistivas) regresan a la red una parte de la energía, pero con un cierto retraso, provocando un desfase entre las curvas sinusoidales de voltaje y de corriente. Por eso cuanto mayor es la participación de las cargas inductivas y capacitivas en un circuito, mayor es la corriente en él, aunque el voltaje y la potencia real permanezcan iguales. Si no se conocen bien las características de las cargas eléctricas en un sistema eléctrico, se puede suponer un factor de potencia de 0.8, es decir que la potencia aparente es 1.25 veces mayor que la real.

Si se genera corriente alterna, puede ser de una o de tres fases. Los sistemas trifásicos permiten el uso de motores grandes, pero el equipo eléctrico y de control es más caro y el balance de fases significa un problema adicional. Por eso en sistemas pequeños (de menos de 10 ó 15 kW), la mejor alternativa suele ser la

⁹⁷ Dado que en las áreas rurales la energía se suele usar sobre todo para iluminación, esta opción tiene la ventaja adicional de aumentar el factor de carga, es decir que la central puede ser más pequeña.

monofásica, sobre todo si las cargas monofásicas individuales representan una proporción significativa de la capacidad total del generador (en cuyo caso el balance de fases es imposible).

Si se genera corriente alterna de una fase, se puede escoger entre un generador de 120 V o uno de 120/240 V, dependiendo de los usos de la energía. En un sistema trifásico el voltaje más conveniente es 120/208 V, pero si se instala un transformador (que es necesario cuando la transmisión es de alto voltaje), se pueden escoger otras opciones, como 277/480 V.

El generador puede ser sincrónico o de inducción. Los generadores sincrónicos son los que se usan casi siempre en sistemas aislados. Los de inducción, como requieren de excitación externa, se usan en centrales conectadas a redes, porque en este caso la red proporciona la excitación y la regulación de frecuencia necesarias. Esto se puede hacer sólo si la potencia de las centrales con generadores de inducción representa una proporción pequeña de la potencia global de la red.

Sin embargo, recientemente se han hecho intentos para diseñar dispositivos electrónicos para la excitación y el control de los generadores de inducción en sistemas aislados⁸⁸, dado que son más sencillos y baratos (un motor se puede usar como generador) que los sincrónicos. Tienen la ventaja adicional de que la conexión de la central a la red (cosa que tarde o temprano ocurre⁸⁹) es más fácil. Por todas estas razones creemos que los generadores de inducción pueden ser en el futuro la mejor opción para sistemas aislados.

La velocidad de un generador de corriente alterna depende de la frecuencia y del número de polos. Como en México la frecuencia tiene de ser forzosamente de 60 ciclos por segundo, la

⁸⁸ Es el caso de Argentina (Barney, 1984) y de Nueva Zelanda (Elder, Roys y Woodward, "Self Excited Induction Machine as a Small Low-Cost Generator", IEEE Proceedings Vol. 131, Pt. C, pp. 33-41, 1984, citado por Inversin, 1986).

⁸⁹ Ese es el futuro "inevitable" de todas las centrales aisladas, como dice Deng (1985), refiriéndose a China.

velocidad de un generador sincrónico es igual a 3600 RPM entre el número de pares de polos. Los generadores de dos polos, como son muy rápidos, pueden tener problemas con la velocidad de desbocamiento; por eso son más frecuentes los de 4 polos. Los de 6 polos son más caros y se usan sobre todo en centrales con potencias mayores de 100 kW. Los generadores de inducción giran a velocidades ligeramente superiores que la sincrónica.

Los generadores sincrónicos pueden ser con o sin escobillas. Los últimos, aunque son más sofisticados, se han vuelto populares por su facilidad de mantenimiento. Por último, en la selección de un generador hay que tomar la velocidad de desbocamiento de la turbina, cuyo cálculo fue descrito antes (p. 140).

El equipo de medición y control de una PCEH mide voltaje y corriente, principalmente. En los sistemas trifásicos se necesitan tres amperímetros, pero se puede usar sólo un voltímetro con una llave de cambio. El equipo de protección está encaminado principalmente a evitar corrientes excesivas, por medio de fusibles o interruptores. También puede haber sistemas de protección contra el desbalance excesivo de fases o contra el desbocamiento (por medio de una válvula automática que cierre o desvie el gasto).

3.3.7.3 Regulación de la velocidad.

La generación de corriente alterna (y en menor medida algunos otros usos) requiere que la velocidad de la turbina se mantenga dentro de ciertos márgenes. Normalmente se pueden permitir variaciones del voltaje de $\pm 10\%$ y de la frecuencia de $\pm 0.5\%$, pero la amplitud de las variaciones permisibles depende en última instancia de la sensibilidad del uso final:

Así, a las resistencias (de calefacción e iluminación incandescente) no les importa la variación de la frecuencia; la disminución del voltaje disminuye la luz o el calor pero aumenta la vida de la resistencia, mientras que un au-

mento de voltaje produce un efecto contrario⁶⁰, pudiendo llegar a quemar la resistencia.

Las lámparas fluorescentes, que tampoco se ven afectadas por las variaciones de frecuencia, se encienden difícilmente cuando la disminución de voltaje es mayor de un 10 ó un 15%, hasta llegar al punto en el que simplemente no encienden.

Cuando la frecuencia no varía, un aumento mayor de 5% en el voltaje produce calentamiento en un transformador. Cuando la frecuencia disminuye hay también calor y pérdidas de energía.

Por lo que se refiere a los motores, éstos y los transformadores se ven afectados de manera similar. Los fabricantes especifican normalmente que los motores pueden operar satisfactoriamente con variaciones de voltaje de ± 10 por ciento⁶¹.

La regulación de la velocidad de un generador se puede hacer básicamente de dos maneras:

La primera, que es la usada en las grandes hidroeléctricas, es controlar el gasto que entra a la turbina; cuando se detecta un cambio en la velocidad se opera una válvula. Este sistema puede ser mecánico, electromecánico o manual. La válvula puede ser parte de la turbina o bien, en el caso de una turbina de admisión constante, como una Butu, estar en la tubería.

Si la válvula está en la tubería, lo mejor es que esté justamente antes de la turbina, ya que es en ese punto donde el diámetro de tubería es

⁶⁰ Las resistencias que calientan agua son menos sensibles al aumento de voltaje.

¡Un aumento de 5% en el voltaje reduce la vida de un foco incandescente a la mitad! (Inversin, 1986).

⁶¹ "Sin embargo, hay motores de talleres rurales que han funcionado con turbinas sin regulación de velocidad; el voltaje cae significativamente por un momento cuando un motor se enciende. Durante el encendido, el motor debe tener una carga mínima, de manera que pueda acelerarse rápidamente. Si un motor se enciende con una carga pesada, tal como sucede en un refrigerador, el período largo de baja velocidad y alta corriente puede provocar que el bobinado del motor se caliente y falle. Las fluctuaciones muy altas en la frecuencia y el voltaje pueden dañar a los motores, pero resulta difícil especificar cuantitativamente de qué manera la naturaleza de una carga afecta la vida de un motor". (Inversin, 1986).

menor (ver también p. 99). Sin embargo, en centrales de desnivel pequeño, en las cuales el precio de la válvula con relación a la potencia de la central aumenta, el control del gasto se puede hacer aguas arriba de la tubería con una compuerta, ya que el operador de la central puede subir rápidamente a abrirla o cerrarla (la distancia es corta)⁴².

La segunda manera es mantener la carga eléctrica en el generador constante; esto se logra conectando cargas de respaldo cada vez que la carga del sistema disminuye (es decir cuando la velocidad tiende a aumentar), y viceversa. Esto respaldos pueden, por ejemplo, calentar agua que se pueda usar de alguna manera útil. Esto se puede hacer manual o electrónicamente, pero la segunda opción, dada la pequeña inversión que implica, así como su comodidad, es sin duda más conveniente.

Un control electrónico de carga puede estar conectado en cualquier punto de la red (de manera que las cargas de respaldo puedan tener una utilidad). Lo que detecta es los pequeños cambios en la frecuencia. Su uso no es incompatible con una central en la que parte de la energía de la turbina se usa directamente en una máquina.

Tiene la gran ventaja de que es más barato y de que es compatible con una turbina Butu. Por todas esas razones creemos que es la mejor opción para las pequeñas centrales de energía hidráulica.

⁴² Así se hace en algunas centrales de Pakistán donde la carga es más o menos constante. Inversin (1986).

IV LA COMUNIDAD DE TICUAHUTIPAN, VERACRUZ.

4.1 CARACTERISTICAS GENERALES.

La comunidad de Ticuahutipan está ubicada en el estado de Veracruz, al suroeste de Xalapa, en las faldas del Cofre de Perote. Perteneció al municipio de Xico y tiene una población de aproximadamente 300 habitantes. Cuenta con servicio de agua potable pero no con energía eléctrica. Su principal actividad es la agricultura, aunque por lo general la producción alcanza únicamente para el consumo familiar.

La ciudad más cercana a Ticuahutipan es Xico, que se encuentra a aproximadamente 5 km (entre 1½ y 2 horas caminando), y que representa una fuente de trabajo y de ingresos para una parte importante de la comunidad. La población más cercana a Ticuahutipan que cuenta con servicio de energía eléctrica es Tlacuilolán, que se encuentra a aproximadamente 1 km. Sin embargo, hasta donde sabemos, su sistema es monofásico, y probablemente se requeriría reforzarlo para poder prolongarlo..

En las visitas que realizamos a la comunidad, algunos de sus habitantes comentaron su deseo de contar con energía para usarla en un molino de nixtamal comunitario, en incubadoras para la cría de gallinas y en iluminación.

La comunidad de Ticuahutipan tiene una gran capacidad organizativa gracias a la cual ha logrado, entre otras cosas, construir un camino a Xico, contando únicamente con sus propios recursos y mano de obra.

150 La comunidad de Ticuahutipan

Lo más notable de esta obra es un gran puente¹ de concreto que salva una barranca con un claro de aproximadamente 12 m. Al recorrer el camino resulta admirable ver este puente en medio de una zona en la que la "civilización" parecería no haber llegado.

El camino tiene todavía tramos difíciles, sobre todo en época de lluvias, y se recorre en más de media hora (con un vehículo apropiado), pero pronto acabarán de empedrarlo en su totalidad.

En 1980 el municipio de Xico tenía 18,169 habitantes repartidos en 38 poblaciones, de las cuales sólo tres tienen más de 500 habitantes². Cerca del 30% de la población del municipio carece de agua potable en su vivienda y casi la tercera parte no cuenta con servicio de energía eléctrica. El combustible que usan para cocinar es principalmente la leña (59%), seguida por el gas (31%) y el petróleo (10% de las casas).

De acuerdo con el censo, las mujeres constituyen el 25% de la población económicamente activa del municipio. Cerca del 70% de los habitantes de más de 15 años sabe leer. Xico es, por último, un municipio predominantemente mestizo (sólo 402 personas hablan alguna lengua indígena y, de éstas, sólo 47 no hablan además el español).

4.2 TOPOGRAFIA: LOS SITIOS POSIBLES.

La comunidad de Ticuahutipan está situada en medio de dos ríos: el Petlacalapan o La Paililla y el Tepetlayo o Pextlán. El primero es más conveniente para una PCEH, porque cuenta con sitios de gran pendiente y, sobre todo, porque su área drenada es mayor.

¹ Diseñado por el ingeniero veracruzano Franklin Rendón.

² Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática, 1984.

De hecho el 25% de la población del estado de Veracruz vive en comunidades menores de 500 habitantes.

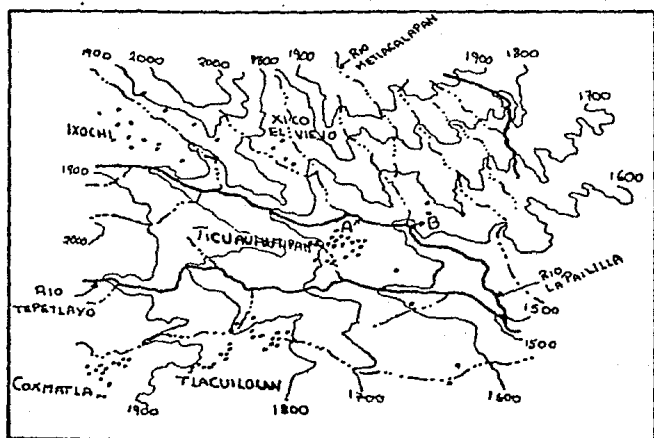


fig. 12. La comunidad de Ticuahutipan y los sitios posibles.³

En La Paililla hay dos sitios aptos para aprovechamientos de energía hidráulica (figura 12). El primero está situado enfrente del centro del pueblo, y el segundo aguas abajo de la afluencia del río Metlacalapan o Caracol por su margen izquierdo. Las características principales de ambos sitios se muestran en la tabla 11.

Sitio	A	B
Desnivel	10 m	34 m
Área drenada	36 km ²	60 km ²
Distancia al centro del pueblo	350 m	650 m

Tabla 11. Datos básicos de los dos sitios posibles.

El sitio A está más cerca del pueblo, pero la energía aprovechable en él es cerca de seis veces menor que en el B.

Aun en el caso de que dicha energía fuera suficiente en el corto plazo, consideramos que

³ Fuente: Instituto Nacional de Geografía, Estadística e Informática (1983).

valdría la pena hacer una inversión adicional relativamente pequeña en transmisión de electricidad para tener la posibilidad de ampliar la central en el futuro, dado que es más fácil ampliar una central que construir una nueva (porque se aprovecha parte de la infraestructura existente).

De cualquier modo, aunque la energía aprovechable fuera igual en ambos sitios, se ha visto que el costo por unidad de potencia de una PCEH se reduce al aumentar la carga (y disminuir por lo tanto el gasto), porque, aunque la tubería tiene que ser más larga, su diámetro y el tamaño de la turbina son menores.

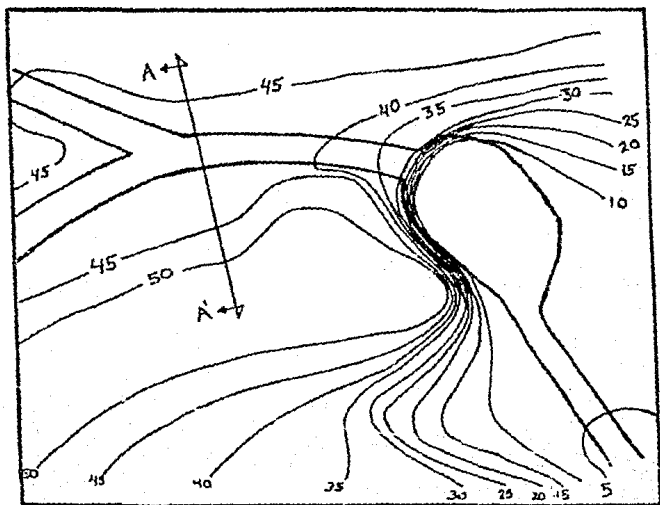


Fig. 13a. Topografía de detalle del sitio B.

* Neier (1981) e Inversin (1986).

En la figura 13a se muestra la topografía de detalle del sitio B, obtenida a partir de un levantamiento realizado por nosotros con tránsito y estadal. Dado que la tubería no puede seguir la trayectoria del río, porque éste corre en un cañón labrado en basalto donde no habría manera de colocarla, se muestran por separado los perfiles del río (fig. 13b) y de su margen derecho (fig. 13c), que es donde se podría construir la tubería.

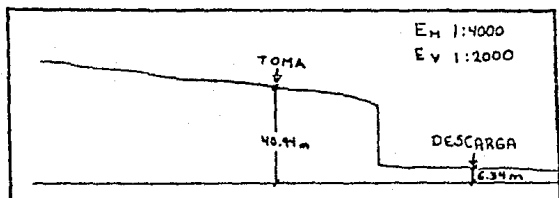


Fig. 13b. Perfil del río en el sitio B.

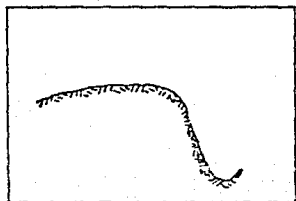


Fig. 13c. Perfil del margen derecho del río.

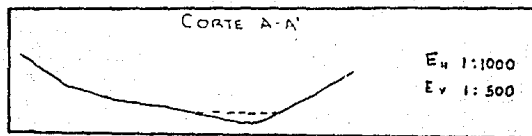


Fig. 13d. Corte transversal A-A'.

4.3 HIDROLOGIA.

4.3.1 CARACTERISTICAS DE LA CUENCA.

El sitio B, que de ahora en adelante llamaremos simplemente "el sitio", está a una altura de 1,570 msnm. Su cuenca tiene un área de 60 km² y se extiende hasta la cima del Cofre de Perote, a una altura de 4,200 msnm.

La precipitación varía de acuerdo con la altura, desde 1,100 mm en la cima del Cofre hasta 2,000 mm en Ticuahutipan*, con un promedio de 1,600 mm. El régimen de precipitación tiene una concentración muy marcada de lluvia en verano, por los ciclones tropicales.

La lluvia ha disminuido notablemente en los últimos tiempos: a finales del siglo pasado era de 2,500 mm (promediando 5 años), y entre 1970 y 1976 el promedio en el mismo sitio fue de 1430 mm. Esto sólo puede explicarse por "la alteración que ha sufrido el ciclo hidrológico regional por la deforestación intensa a que ha sido sometida la región y, en particular, el Cofre de Perote".*

La temperatura media anual también depende de la altura: en el Cofre es de 4°C y en Ticuahutipan es de 17°C.

La evapotranspiración, de acuerdo con la fórmula de Turk⁷, es de 380 mm en el Cofre y de 880 mm en Ticuahutipan, con un promedio de 650 mm.

4.3.2 DETERMINACION DEL GASTO MINIMO.⁸

La curva de gastos-probabilidad de excedencia es, como dijimos antes (p. 77), la información

* Instituto Nacional de Geografía, Estadística e Informática (1984a).

4 Capallera (1978).

7 Secretaría de Recursos Hidráulicos, Atlas del agua de la República Mexicana, México, 1976, citado por Capallera (1976).

8 Para la determinación del gasto de diseño, ver la p. 161.

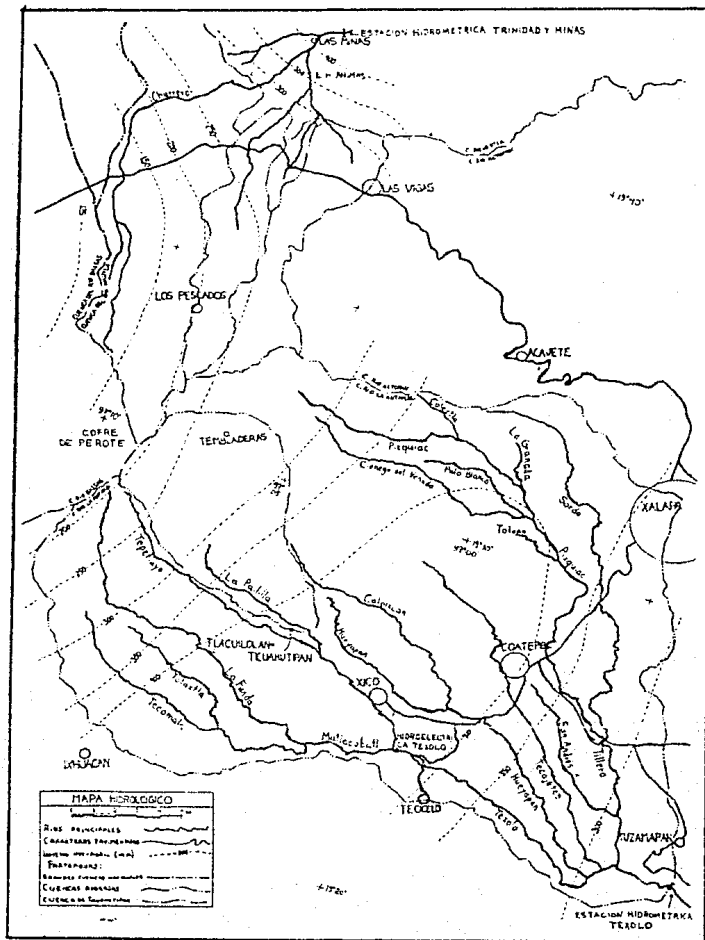


Fig. 14. Mapa hidrológico de la cuenca de La Paililla y cuencas vecinas.*

* Fuente: INEGI (1984a) e INEGI (1984b).

hidrológica fundamental en el diseño de una pequeña central. Dado que en Ticuahutipan no hay ninguna estación hidrométrica, usamos la información¹⁰ de la estación Texolo, cuya ubicación se muestra en la figura 14.

Para determinar, a partir de dicha información hidrométrica, la curva de gastos-probabilidad de excedencia para el río La Paililla, multiplicamos los gastos aforados en la estación de Texolo por un factor que toma en cuenta las diferencias de área drenada y de precipitación entre su cuenca y la de La Paililla.

En este caso, usamos la precipitación entre noviembre y abril, ya que consideramos que es ésta la que más influye en el gasto mínimo de la época de secas¹¹.

En la tabla 12 se muestran los datos básicos para comparar las cuencas de La Paililla y de la estación hidrométrica de Texolo.

Cuenca	Texolo	La Paililla
Área drenada [km ²]	538	59.7
Precip. media nov-abril [mm]	358	306
Volumen precipitado [a-km ³]	193	18.3

Tabla 12. Comparación entre la cuenca de la estación hidrométrica de Texolo y la cuenca de La Paililla.¹²

De acuerdo con los datos de la tabla, los gastos mínimos de Texolo se deben multiplicar por un factor de corrección de $18.3/193 = 0.095$. Como lo que nos interesa son los gastos mínimos, nos ocuparemos sólo de la parte inferior de la curva de gastos-probabilidad de excedencia, es decir sólo de los gastos con una probabilidad de excedencia mayor de 95 por ciento. Esto se puede ver en la figura 15.

En la figura 16 se muestran las curvas de gastos-probabilidad de excedencia para La Paili-

¹⁰ Información obtenida directamente en la Comisión Federal de Electricidad.

¹¹ Este método tiene la ventaja de que dicha precipitación se puede calcular fácilmente con ayuda de la Carta de efectos climáticos regionales noviem-bre-abril que publica el INEGI.

¹² La precipitación fue calculada a partir del mapa de INEGI (1984b).

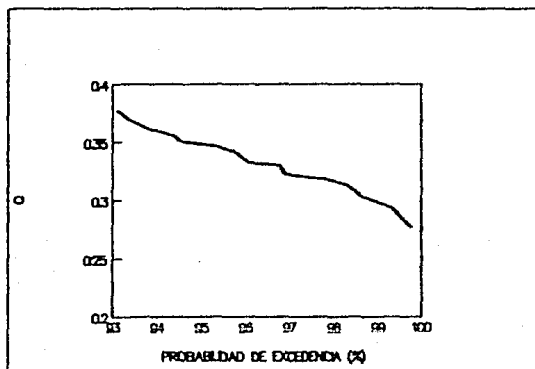


Fig. 15. Curva de gastos-excedencias para La Paililla, obtenida a partir de la estación hidrométrica de Texelo.

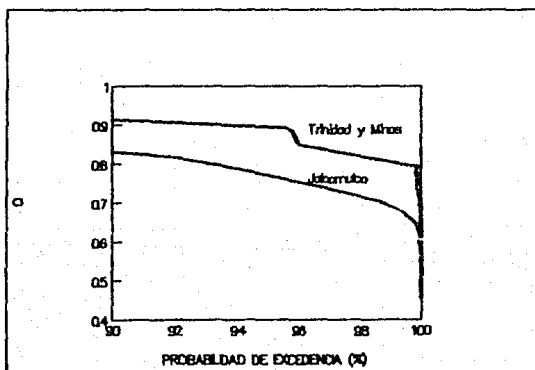


Fig. 16. Curvas de gastos-excedencias para La Paililla, obtenidas a partir de las estaciones hidrométricas de Trinidad y Minas y de Jalcomulco.

lla deducidas a partir de la información hidrométrica¹³ de otras dos estaciones -Trinidad y Minas y Jalcomulco-, ubicadas aguas abajo de Texolo. En este caso, no nos esmeramos en tomar en cuenta la precipitación, y sólo comparamos las áreas drenadas.

En el mapa de la figura 14 se pueden ver otras estaciones hidrométricas cercanas a Ticuahutipan. Son estaciones que instaló la CFE en diferentes ríos y arroyos que abastecen de agua a la central hidroeléctrica de Las Minas, de 16 MW. Dado que las áreas de sus cuencas son pequeñas (en su mayoría incluso más pequeñas que la de La Paililla), hubieran sido ideales para este estudio hidrológico, si no fuera por la gran imprecisión¹⁴ de la información: nunca pudimos averiguar con certeza ni su ubicación ni mucho menos sus áreas drenadas. La SARH dice una cosa, la CFE dice otra cosa y los mapas de INEGI otra más.

Por último, para establecer de manera más precisa la correlación entre Texolo y La Paililla, intentamos aforar este río. Como es un río bastante turbulento, no encontramos ningún tramo del río con sección y velocidad constantes, por lo cual decidimos usar el método de dilución de sal (ver p. 79). Sin embargo, al calibrar el método en el Laboratorio de Hidráulica de la Facultad de Ingeniería obtuvimos errores del 100%, y nos dimos cuenta de que se debían a que no estábamos usando el instrumento adecuado¹⁵. El problema fue que, en lugar de un conductímetro de corriente alterna, lo que usamos fue un vil ohmetro de corriente directa conectado a unos electrodos de alambre de fierro galvanizado. La corriente directa provoca electrólisis en los electrodos, reduciendo notablemente la precisión de las medidas.

¹³ Secretaría de Recursos Hidráulicos (1971a), *idem* (1971b), Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos (1981), e información obtenida directamente en la Comisión Federal de Electricidad.

¹⁴ Imprecisión que caracteriza, por cierto, a toda la información hidrométrica de la Comisión Federal de Electricidad.

¹⁵ Desgraciadamente nos dimos cuenta de eso después de realizar un par de aforos inútiles en La Paililla.

4.3.3 DETERMINACION DEL GASTO Y DE LOS NIVELES MAXIMOS.

4.3.3.1 Gasto máximo.

Ya vimos (p. 77) que en el diseño de una PCEH no se requiere que el gasto máximo sea determinado con gran precisión. Por eso lo que hicimos fue transponer directamente a La Paililla los gastos máximos aforados en la estación hidrométrica Texolo durante seis años, usando el factor de ajuste de áreas y precipitación explicado antes. En la tabla 13 se muestran los gastos máximos (ordenados de mayor a menor) de seis años de aforos en Texolo, así como los calculados para La Paililla.

En Texolo	En La Paililla	En Naolinco	En La Paililla
520	50	26	55
380	36	18	38
360	34	16	35
350	33	14	30
270	26	14	30
211	20	12	26
		6.8	14
		4.7	10

Tablas 13 y 14. Gastos máximos aforados en Texolo y en Naolinco y calculados para La Paililla [m³/s].

El problema con los gastos máximos es que, cuanto más pequeña es una cuenca, más grande es la importancia relativa de las grandes avenidas. Por eso recurrimos a la estación hidrométrica de Naolinco, situada al Norte de Xalapa, cuya cuenca tiene un área de 28 km² y condiciones topográficas y de precipitación similares a las de la cuenca de La Paililla. En la tabla 14 se muestran los gastos máximos aforados en Naolinco¹⁰ en 8 años, así como los calculados para La Paililla utilizando la relación de áreas.

¹⁰ Secretaría de Recursos Hidráulicos (1971b).

4.3.3.2 Niveles máximos.

La determinación de los gastos máximos de diseño para los diferentes elementos de la PCEH se abordará en el siguiente capítulo. Lo único que nos resta tratar aquí es la relación entre el gasto y el nivel del agua en el río, para poder saber hasta qué altura llega éste en las avenidas.

Con el fin de obtener esa relación para el tramo del río donde estará la toma de agua, calculamos, a partir del levantamiento de la sección transversal del río en ese punto, que se muestra en la figura 13d, y utilizando la ecuación de Manning, los gastos correspondientes a diferentes tirantes en el río. La pendiente del río es, de acuerdo con el levantamiento, de 0.05, y el coeficiente n de Manning para un lecho como el de La Paililla es, de acuerdo con Chow¹⁷, de 0.05 (coincidencia casual).

La relación entre el tirante y el gasto se ajusta casi perfectamente (con un coeficiente de correlación de 0.99996) a la siguiente ecuación:

$$H = 0.15 \cdot Q^{0.47} \quad [99]$$

Donde:

H [m] es el tirante máximo y
Q [m³/s] es el gasto.

¹⁷ Chow (1982).

V EL DISEÑO DE LA MICROCENTRAL.

5.1 EL GASTO DE DISEÑO.

De acuerdo con el enfoque explicado en el capítulo 2 (p. 63), consistente en suministrar energía en una primera instancia a un nivel mínimo (con posibilidades de ampliación en el futuro), proponemos en este caso una capacidad instalada de 40 W por persona, es decir de 12 kW. Dado que la carga es de aproximadamente 30 metros, y suponiendo que la eficiencia del sistema será de alrededor del 55%, el gasto de diseño requerido sería de:

$$Q = P / (H \cdot g \cdot \rho \cdot \eta) \approx 0.075 \text{ m}^3/\text{s}$$

Veamos ahora si el río puede satisfacer esta necesidad. En la figura 15 se puede ver que un gasto de diseño de 200 litros por segundo tiene una probabilidad de excedencia cercana al 100 por ciento. Dicho gasto fue calculado por medios poco precisos, por lo que existe una probabilidad bastante grande de que en realidad sean frecuentes los gastos menores.

De cualquier modo, un gasto de 75 litros por segundo permite dejar un amplio margen de seguridad para absorber esta incertidumbre hidrológica.

En el resto de este capítulo Q será siempre igual a 0.075 m³/s.

Ahora bien, para establecer con mayor precisión el potencial energético, ya sea para futuras ampliaciones de la central o para otras centrales aguas arriba o aguas abajo, proponemos que se emprenda en el sitio un programa de afloros regulares.

5.2 ENTRADA A LA CONDUCCION.

Normalmente la obra de entrada en las grandes presas cuenta con una cortina, que almacena el agua para época de secas.

De acuerdo con lo expuesto en la p. 86, la regla es que las pequeñas centrales (y Ticuahutipan no tiene motivo para ser una excepción) no tengan una cortina permanente, sino sólo un bordo provisional, construido con piedras al principio de la temporada de secas, y que es destruido al final de ésta por las primeras crecientes.

El bordo de la PCEH de Ticuahutipan estará ubicado en un punto del río donde hay unas grandes rocas (que hacen que la longitud del bordo sea menor), y que se puede ver en la figura 13a.

5.3 CONDUCCION.

5.3.1 DISPOSICION BASICA.

Como se puede apreciar en la figura 13c, en el margen derecho del río, que es el que puede alojar a la tubería, hay un obstáculo que se puede vencer con cualquiera de las siguientes alternativas, que se muestran gráficamente en la figura 17:

1. Poner la toma en el punto T y un sifón en la parte inicial de la tubería de presión.
2. Poner la toma en el punto M, 150 m río arriba, captando sólo el río La Paililla (con un área drenada de 36 km²).
3. Poner la toma en el punto T y hacer una (gigantesca) excavación de por lo menos 100 m³ en roca extrusiva del cuaternario.

Consideramos que, si bien la construcción y la operación de un sifón plantea problemas adicionales, es la mejor alternativa para la PCEH de Ticuahutipan.

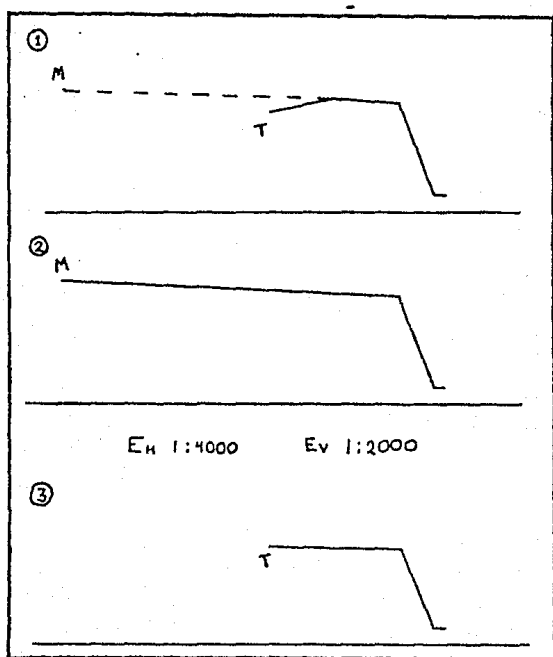


Fig. 17. Alternativas para la tubería de presión

Para llenar el sifón se usará una manguera entre la tubería y el punto M, que está ubicado por arriba de la cima del sifón. Nótese que el costo de este sistema con manguera de llenado es menor que el de la alternativa 2, porque la manguera de llenado puede ser de un diámetro mucho menor que el de la tubería de presión (aunque tarde horas en llenar el sifón, porque esta es una operación que se realiza sólo ocasionalmente).

5.3.2 TOMA DE AGUA.

La toma de agua (figuras 18a, 18b y 18c) será una caja de concreto bien anclada para que resista la fuerza de las crecientes y la subpresión. Su forma será hidrodinámica, como pila de puente, para que oponga la menor resistencia al paso del agua en las crecientes.

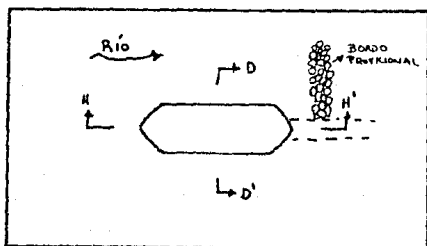


Fig. 18a. Toma de agua en planta.

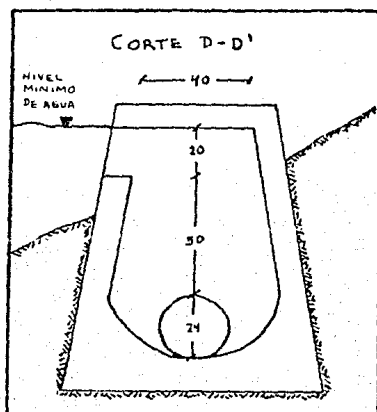


Fig. 18b. Corte de la obra de toma.

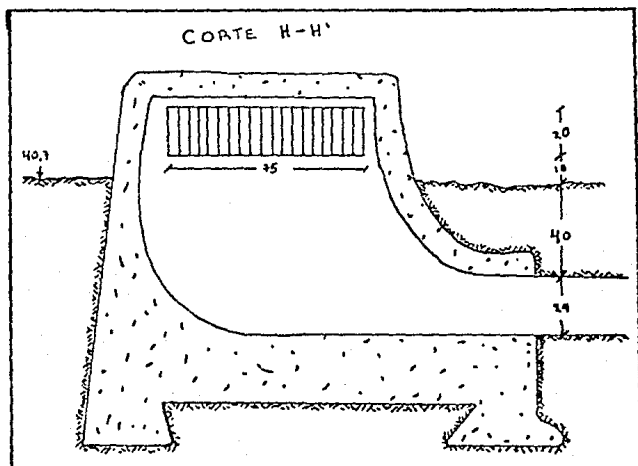


Fig. 18c. Corte de la obra de tona.

De acuerdo con la recomendación¹ de mantener la velocidad de acercamiento a la rejilla en 0.5 m/s, tenemos que su área bruta transversal será:

$$A = Q/v = 0.15\text{m}^2$$

Las dimensiones de la rejilla deben ser tales que permitan el paso de una persona al interior de la caja por cuestiones constructivas y de mantenimiento. Por otro lado, su altura debe ser la menor posible, para que el agua pueda entrar aun cuando su superficie esté a un nivel muy bajo (en época de secas), sin que haya necesidad de que el bordo sea muy alto.

Es por eso que escogimos las siguientes dimensiones: 20 cm de alto y 75 cm de ancho.

¹ Inversin (1986).

De acuerdo con las recomendaciones de la p. 87, la parte inferior de la rejilla debe estar por arriba del lecho del río y la parte superior por abajo de la superficie del agua en época de secas.

El tamaño máximo de objetos que pueden entrar a la turbina Butu seleccionada (ver p. 202) es, de acuerdo con los fabricantes de la turbina, de 0.8", es decir 2 cm. Por eso la separación entre las barras de la rejilla (b) será justamente de 2 cm.

Las barras serán de sección rectangular para aumentar su momento de inercia con respecto al plano transversal al flujo del agua. El espesor (t) de las barras será de 3/16", es decir 0.48 cm.

Las pérdidas de energía en la rejilla son entonces²:

$$h_r = \mu \cdot (t/b)^{4/3} \cdot v^2 / (2 \cdot g) = 0.005 \text{ m}$$

donde:

μ es un coeficiente que depende de la sección transversal de las barras de la rejilla: 2.4 para una rectangular y $g = 9.79 \text{ m/s}^2$ en Ticuahutipan.

La limpieza de la rejilla será realizada por el operador de la central desde arriba de la caja, con un rastrillo. Las dimensiones del espesor y la separación de las barras de la rejilla se pueden modificar ligeramente (sin aumentar la separación, por supuesto), para que ésta se pueda limpiar con algún rastrillo disponible en el mercado.

Sin embargo, hay que hacer notar que durante las grandes avenidas la caja de concreto va a quedar completamente sumergida y no será posible limpiar las rejillas. De otro modo la toma tendría que ser una obra de enormes dimensiones. Esta limitación, sin embargo, no es grave, gracias a que:

² En esta fórmula coinciden todos los libros de hidráulica consultados.

- las grandes avenidas de la época de lluvias duran pocas horas,
- en una avenida la velocidad del agua hace difícil que se atore basura en la rejilla y
- la pérdida de carga ocasionada por la basura atorada en la rejilla se compensa con el hecho de que el nivel del agua sube (permitiendo una mayor disponibilidad de energía).

A continuación expondremos la selección de un gasto máximo de diseño para la limpieza de las rejillas, es decir un gasto más allá del cual va a ser imposible (o muy difícil!) realizar esta labor, porque la caja va a quedar completamente sumergida. De acuerdo con las tablas 13 y 14 un gasto máximo de 20 m³/s es razonable; este tiene un periodo de retorno de alrededor de un año.

De acuerdo con la ecuación [99], esto implica que el techo de la caja debe estar a una altura de 0.61 m sobre el lecho del río, lo que significa que esté en la cota 41.35. Para permitir el acceso del operador aun cuando el agua está a ese nivel, podrá ser necesario colocar alguna piedra grande entre el margen del río y la caja.

Para cumplir con la ecuación [33] de la p. 108 y evitar así la formación de vórtices en la entrada de la tubería, el diámetro de entrada debe ser de por lo menos 0.35 m, que es mayor del diámetro de la tubería (ver p. 190). Por eso será necesaria una reducción. La opción más conveniente es hacer la reducción con concreto, es decir dentro de la misma toma de agua, tal como se muestra en la figura. De esta manera se puede hacer además una entrada redondeada, con lo cual se reducen notablemente las pérdidas por entrada.

La unión entre la caja y la tubería de presión debe hacerse con un empaque de masticque, tal como el que se recomienda en la p. 120.

La rejilla debe ser desmontable (se puede fijar con tornillos) para labores de mantenimiento.

5.3.3 TANQUE DE SEDIMENTACION.

Dado que en la PCEH de Ticuahutipan la conducción de agua desde el río hasta la turbina se hace por medio de una tubería de presión, vimos que es difícil y costoso hacer un tanque de sedimentación (T de S) convencional a cielo abierto, y que una mejor opción, desde el punto de vista hidráulico y constructivo, es que sea un tanque a presión, es decir un tramo de la tubería de presión con área transversal mayor, para que la velocidad del agua en él disminuya a 0.3 m/s (ver p. 90).

Ahora bien, para que las paredes del tanque puedan ser lo más delgadas que sea posible (y se reduzcan por lo tanto los costos), es necesario ponerlo en un punto en el que la presión del agua sea lo más cercana a la atmosférica. Hay dos puntos en la tubería de presión donde ocurre esto: en su inicio y después del sifón.

Normalmente los tanques de sedimentación se ponen en el inicio de la tubería de presión. Sin embargo, en las condiciones del sitio de Ticuahutipan esto implicaría una obra de grandes dimensiones (una gran excavación). Por eso decidimos ponerlo después del sifón.

Por cuestiones constructivas lo más sencillo es que el tanque de sedimentación sea de sección transversal circular (tubo de PVC). Se puede hacer con un tubo o con varios en paralelo. Desechamos la primera opción por cara y escogimos la siguiente: 6 tubos de 24 cm de diámetro.

Dado que el terreno es inclinado, la inclinación de los tubos será de 30° con respecto a la horizontal. Usando la ecuación [18], tomando en cuenta que la sección transversal es circular con diámetro D y con una inclinación θ , tenemos que la longitud de cada tubo será:

$$L = D/\cos\theta \cdot (v/v_s) = 3 \text{ m}$$

Para facilitar la recolección de los sedimentos y para impedir el vaciado accidental del sifón, tal como se explica más adelante (p. 180), el flujo en el tanque de sedimentación es hacia

arriba. Es decir que la tubería de presión y el tanque de sedimentación forman una letra "Z", como puede verse en la figura 19.

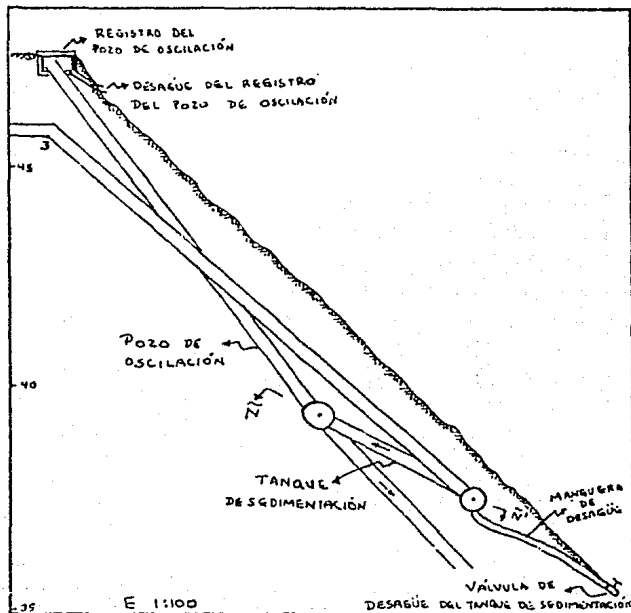


Fig. 19. Tanque de sedimentación y pozo de oscilación (elevación).

Las transiciones entre la tubería de presión y ambos extremos de los tubos de sedimentación se harán en sendos tubos de concreto fabricados in situ. Cada uno de estos tubos de concreto tendrá en uno de sus extremos una tapa de placa metálica con un empaque de hule, por cuestiones constructivas y de mantenimiento.

170 El diseño de la microcentral

La unión entre concreto y PVC debe hacerse con mastique (ver p. 120).

El desagüe del tanque, como se puede ver en la figura 20, se hará con un manguera ubicada en la parte inferior. El tubo de concreto deberá estar acabado de manera que todos los sedimentos se dirijan por gravedad hacia ella. Su diámetro será 2 pulgadas, para que se puedan desalojar sin problema objetos de 2 cm que pueden haber pasado a través de la rejilla.

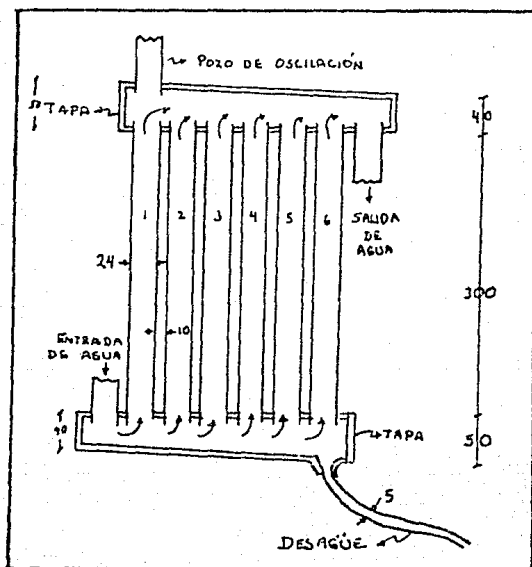


Fig. 20. Tanque de sedimentación (corte inclinado).

5.3.4 POZO DE ENTRADA AL SIFON.

En virtud de que el tanque de sedimentación está después del sifón, las partículas más pesadas (sobre todo arena gruesa y gravitas), que pueden entrar por la toma (particularmente en época de lluvias, cuando el río viene "revuelto") y ser arrastradas por el agua en el primer tramo de la tubería, que es descendente, tenderían a quedarse acumuladas antes del tramo inclinado ascendente de entrada al sifón, porque ahí el agua ya no podría seguir arrastrándolas.

Por eso se hace necesario colocar en este punto un pequeño tanque de sedimentación donde se puedan acumular, y luego desalojar, dichas partículas.

El diseño de este pequeño tanque se muestra en la figura 21. Como se puede ver, más que un tanque parece un pozo, y por eso le hemos denominado "pozo de entrada al sifón".

Su diseño obedece a las necesidades de que la válvula de desagüe se pueda operar desde la parte superior del pozo y no desde el extremo de salida de la manguera de desagüe, porque éste estará ubicado en un punto inaccesible en época de lluvias. Por eso se escogió una bola de contrapeso³ que se jala desde arriba por medio de una varilla.

Gracias a su diseño, este pozo puede también desempeñar los siguientes papeles:

1. Remoción de algunas basuras flotantes (que se acumularán en la superficie del agua en el pozo). Para realizar esta labor hay dos rejillas circulares fijas a la varilla de la bola de contrapeso, de manera que, al ser ésta extraída completamente, se sale con las basuras atoradas entre ambas rejillas. De otro modo, estas basuras se acumularían en la cima del sifón, obstaculizando la extracción de aire en ella. Esto sólo puede hacerse cuando la central no está funcionando.

³ Fabricada por MYMACO.

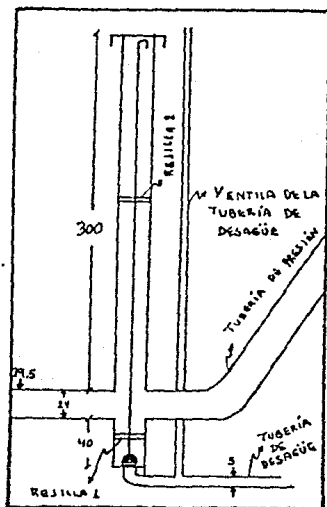


Fig. 21. Pozo de entrada al sifón.

2. Eliminación de aire. La pequeña cantidad de aire acumulado en la parte superior de la tubería en el primer tramo de ésta y arrastrado por el agua se irá a la atmósfera en este pozo. De este modo se reduce, aunque sea mínimamente, la acumulación de aire en la cima del sifón.

3. Ventilación. El pozo puede fungir como tubería de ventilación para permitir la entrada de aire al sifón en caso de cualquier obstrucción violenta de la rejilla (ver p. 114 y p. 180). Para ello es necesario que en su parte superior haya unas perforaciones que permitan la ventilación.

El desagüe de este pozo puede hacerse cuando la central está funcionando, pero sólo durante unos segundos, teniendo cuidado de que el nivel de la superficie del agua en el pozo no baje

hasta la tubería de presión, pues entraría aire al sifón.

En la figura se puede observar la ventila de la tubería de desagüe. Esta ventila desempeña el papel descrito en la p. 114, pero para la tubería de desagüe en vez de la de presión: evita su falla por pandeo cuando se cierra la válvula, gracias a que permite la entrada de aire.

La tubería de desagüe tiene un diámetro de 2" (5 cm), para que se puedan desalojar sin problema objetos de 2 cm que pueden haber pasado a través de la rejilla.

Es necesario hacer notar que este pozo debe estar hecho a prueba de "sabotajes" (sobre todo los inocentes juegos de los niños), pues un objeto ahí arrojado podría dañar la turbina. Por eso su tapa estará asegurada con un candado.

5.3.5 SIFÓN.

5.3.5.1 Extracción de aire acumulado en la cima.

Como dijimos antes (p. 106), el agua siempre arrastra una cierta cantidad de aire disuelto, una parte del cual se acumulará en la cima del sifón.

Para extraerlo se usará una bomba de vacío* manual (ver rig 22). Bajo reserva de verificación por parte de sus fabricantes, consideramos que se puede usar para este fin la bomba de prueba de MYMACO.

Para reducir la frecuencia de desalojo de aire se colocará en la cima del sifón un tanque de acumulación de aire, hecho con un tramo de tubo

* Una alternativa sería extraer el aire por medio de un tubo capilar, es decir un tubo muy delgado (digamos de 3 mm de diámetro) conectado entre la cima del sifón y un punto situado, por ejemplo, al lado de la casa de máquinas (podría ser un poco más arriba). En virtud del pequeño diámetro, las burbujas de aire serían arrastradas por el flujo de agua en ese tubo. Sin embargo, no proponemos esa opción porque subiría los costos y porque la bomba de vacío es de cualquier modo necesaria, como se verá más adelante (p. 177).

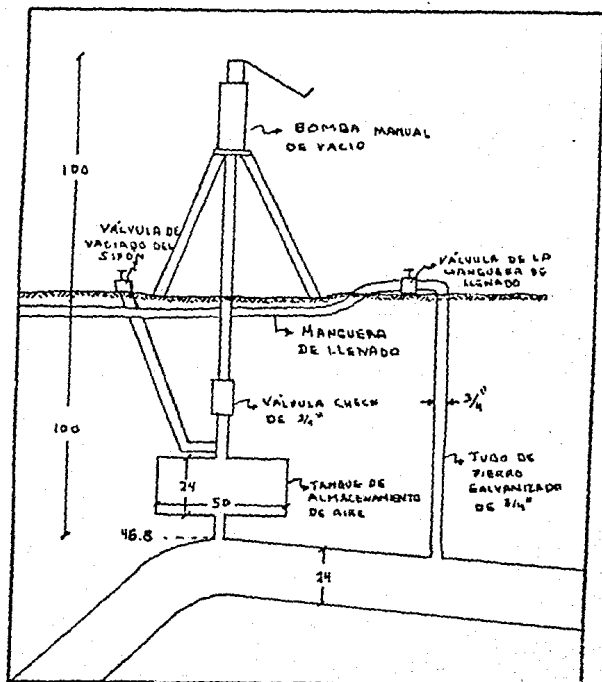


Fig. 22. Cima del sifón.

de PVC del mismo diámetro de la tubería y de 50 cm de largo^o.

Para que el operador de la central pueda saber en qué momento el aire llena el tanque de almacenamiento y debe ser extraído por medio de la bomba, hemos pensado que se puede poner den-

^o Es muy difícil prever cuánto aire se va a acumular. Por eso el tamaño del tanque de acumulación de aire nos lo sacamos de la manga.

tro del tanque unos electrodos como los que se colocan en los tinacos de casas para controlar (por medio de un dispositivo electrónico) el funcionamiento de una bomba. El punto en el que el alambre atraviesa el tanque deberá estar perfectamente sellado con plastilina epóxica.

Para que el operador pueda vigilar desde la casa de máquinas la acumulación de aire se podría unir por medio de un cable eléctrico (metido dentro de un ducto enterrado junto con la tubería de presión) la cima del sifón y una señal luminosa en la casa de máquinas. Sin embargo, una opción más barata es que el operador se traslade a la cima del sifón con una pila y un foco y los conecte en un par de terminales para enterarse del nivel del aire en el tanque de acumulación.

5.3.5.2 Llenado.

Mencionamos antes (p. 163) que el sifón se llenará por medio de una manguera que traerá el agua de un punto del mismo río aguas arriba (punto M en la fig 17).

Si quisiéramos llenar toda la tubería por medio de este sistema necesitaríamos cerrar válvulas en ambos extremos de la tubería, verter agua por la manguera de llenado y permitir que el aire se salga por algún lugar. En el extremo de aguas abajo hay una válvula* pero en el extremo de aguas arriba sería muy caro poner otra.

Para resolver este problema el llenado de la tubería se hará en dos etapas, ilustradas en la figura 23. En la etapa I se llenará el tramo desde la turbina hasta la cima del sifón, por medio de la manguera (Ia, inicio; Ib, se llena el tanque de sedimentación y se empieza a llenar la tubería de presión desde la turbina; Ic, se acaba de llenar la tubería entre la cima del sifón y la turbina y se vierte agua por el pozo de oscilación), y la etapa II corresponderá a la

* Ya dijimos (p. 99) que la válvula de control del gasto se coloca por lo general junto a la turbina, ya que ahí es más barata (el diámetro de la tubería es menor) y fácil de operar.

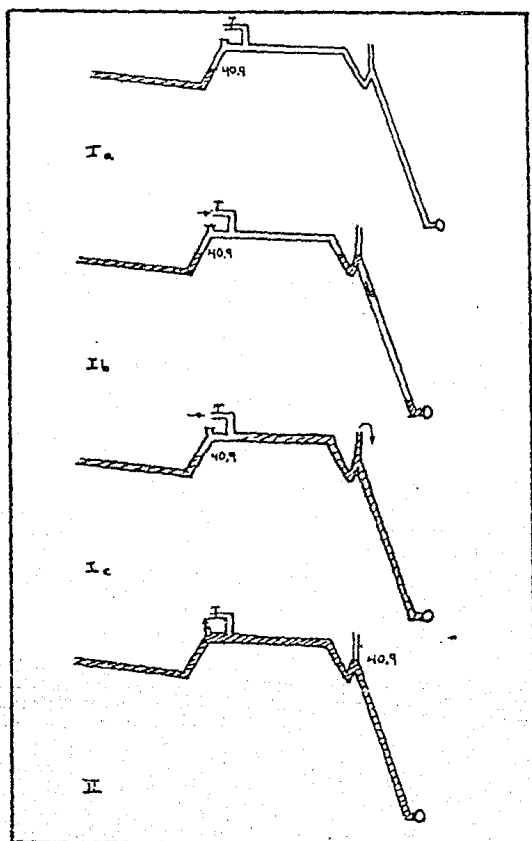


Fig. 23. Etapas del llenado del sifón.

parte inicial del sifón, y consistirá en extraer aire por medio de la misma bomba manual de vacío antes mencionada.

Para el correcto funcionamiento de este método se deben seguir las siguientes recomendaciones:

1. La entrada de agua de la manguera de llenado a la tubería deberá estar ubicada unos metros aguas abajo de la cima del sifón, de manera que se garantice que el agua se deslice hacia aguas abajo (por la pendiente de la tubería).

2. La parte superior del pozo de oscilación (ver p. 192) debe estar unos centímetros por debajo del lecho de la tubería en la cima del sifón. Así, cuando el agua se empieza a derramar por esta, el operador sabrá que se terminó la etapa I y empieza la etapa II.

3. El tramo inicial del sifón (desde el pozo de entrada al sifón hasta la cima) debe ser lo más corto posible, para reducir el volumen de aire que habrá que extraerse por medio de la bomba manual en la etapa II.

Ahora vamos a seleccionar el diámetro de la manguera de llenado del sifón. En la figura 24 está graficada la relación entre el costo de la manguera⁷ y el tiempo que tarda en llenar la tubería⁸. Tomando en cuenta que la operación de llenado se realiza esporádicamente y que la diferencia de precios entre la manguera de 3/4" y la de 1" es pequeña, consideramos que el diámetro de una pulgada es el más adecuado.

5.3.5.3 Vaciado.

Para la realización de labores de mantenimiento en la tubería es necesario poder vaciar el sifón. Esto se hará permitiendo la entrada de aire a su cima a través de la válvula de vaciado de sifón mostrada en la figura 22. El proceso de

⁷ Obtenidos en Impulsora Poliplastic en junio de 1988 para manguera de polietileno de 3 kg/cm².

⁸ Suponiendo que la manguera es una tubería lisa, y que el volumen de la parte de la tubería que debe ser llenada es 5 m³.

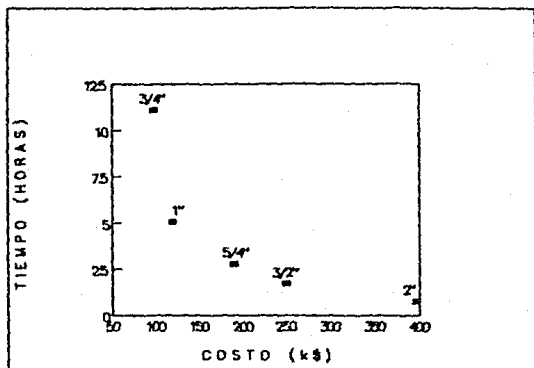


Fig. 24. Relación entre el costo de la manguera de llenado y el tiempo de llenado de la tubería, para diferentes diámetros de la manguera.

vaciado será inverso al de llenado: en la primera etapa se vaciará el agua del tramo inicial del sifón. Una vez terminada esta etapa se abrirá la llave de desagüe del tanque de sedimentación para desalojar por ahí el agua del sifón.

Si se desea hacer labores de mantenimiento en el extremo inferior de la tubería de presión o en la turbina, habrá que abrir la válvula de control de gasto de la turbina para desalojar por ahí el agua.

Hay que hacer notar que la válvula de vaciado de sifón debe estar bien protegida contra manos curiosas que, con sólo abrirla un poco, detendrían en unos instantes el funcionamiento de la central. Una opción es asegurarla con un candado, pero muy posiblemente lo más conveniente será poner una cerca en la pequeña área que ocupa la cima del sifón (punto 2) y el pozo de entrada (punto 1), de manera que se proteja a la vez el pozo de entrada al sifón, la válvula manual de vacío, la válvula de llenado del sifón y la válvula de vaciado.

5.3.5.4 Protección contra presiones negativas demasiado grandes.

El pozo de entrada al sifón, el tanque de sedimentación y el pozo de oscilación han sido ubicados de tal manera que el sifón está protegido contra presiones negativas demasiado grandes que podrían provocar su falla o la vaporización del agua.

Las cargas piezométricas en la tubería de presión durante el funcionamiento normal de la central están representadas por la línea A de la figura 25. Como se puede ver, la presión en la base del pozo de oscilación es mayor de la at-

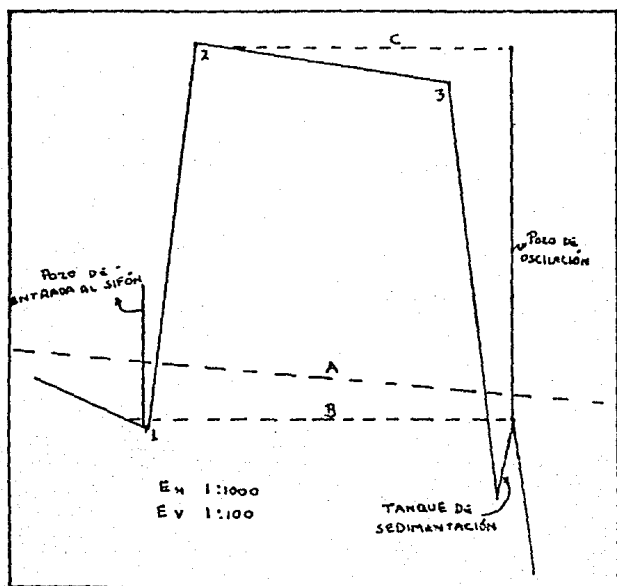


Fig. 25. Líneas de cargas piezométricas en el sifón. A: funcionamiento normal. B: Carga mínima extraordinaria. C: Carga máxima durante el llenado del sifón.

mosférica (la línea de cargas piezométricas está por arriba de ese punto). Si, por ejemplo, la rejilla inicial se obstruye con basura, el nivel del agua en el pozo de oscilación empezará a bajar, hasta llegar a la base del pozo. En este momento la tubería de presión en ese punto empezará a funcionar como canal, a presión atmosférica. Así se garantiza que la presión en la base del pozo de oscilación nunca sea menor que la atmosférica.

De igual manera, cuando se desagüe el pozo de entrada al sifón (ver p. 172), el nivel del agua en éste empezará a descender. Si el operador es imprudente y abre durante demasiado tiempo el desagüe, la presión en la tubería de presión a la altura del pozo de entrada al sifón podría llegar a ser igual a la atmosférica, (en ese momento se introduciría aire a través del pozo y se rompería el efecto de sifón), pero nunca menor.

Así hemos garantizado que la carga piezométrica en la tubería no descienda bajo ninguna circunstancia por debajo de la línea E.

5.3.5.5 Protección contra vaciado accidental.

La entrada de aire al sifón es algo que se debe evitar, pues provocaría (en aproximadamente un minuto) el vaciado de toda la tubería, y sería necesario volverla a llenar a través de la manguera de llenado, operación que dura varias horas.

Dijimos antes que en caso de una obstrucción en la rejilla, el nivel del agua en el pozo de oscilación empezará a bajar hasta llegar a su base. El hecho de que el tanque de sedimentación sea ascendente permite formar un céspol*, es decir una trampa de aire que impide el vaciado del sifón por entrada de aire a través del pozo de oscilación.

Asimismo, el hecho de que la cota de la parte superior de la tubería en el pozo de entrada al

* Del inglés cesspool, "pozo negro; lugar inmundos".

sifón (ver figura 25) esté 10 centímetros por debajo de la cota de la base del pozo de oscilación impide que en un caso así entre aire a través del pozo de entrada al sifón (porque si el agua está fluyendo hacia la turbina, la carga piezométrica antes del sifón debe ser menor que después de éste).

De esta manera, para que el sifón se vacíe accidentalmente será necesario que coincidan varias circunstancias como un bajo nivel del agua en el río, basuras atoradas en la rejilla y un operador imprudente que abra durante demasiado tiempo el desagüe del pozo de entrada al sifón.

5.3.6 CONTROL DEL GASTO.

Para la apertura y cierre total del gasto en la turbina, así como para el control del gasto en el rango de funcionamiento de la turbina (ver p. 205) es necesaria una válvula de compuerta junto a la turbina.

Esta válvula podría estar ubicada:

- en la tubería, antes de la reducción de entrada a la turbina,
- antes de la turbina o
- después de la turbina.

Una válvula de menor diámetro es más barata pero provoca mayores pérdidas de energía. Para ver qué válvula es la más adecuada hicimos un análisis económico-energético de acuerdo con la metodología C/P (optimización de la relación costo total/potencia total) expuesta en las pp. 100 y 101.

Este es un proceso iterativo: suponemos en un principio un costo total de la central y una carga de diseño; diseñamos los diferentes elementos de la conducción; y después revisamos las suposiciones iniciales y, eventualmente, cambiamos el diseño de los elementos. En la tabla 15 aparece el resultado de la última iteración, tomando en cuenta el costo de los demás elementos de la PCEH (ver la tabla 22), la pérdida de energía de los demás elementos de la conducción

182 El diseño de la microcentral

(ver la tabla 23), y suponiendo una eficiencia global del sistema de 60 por ciento.

D	costo de la válvula [M\$]	pérdida de energía [m]	carga total [m]	potencia del sistema [kW]	costo total [M\$]	C/P [M\$/kW]
4"	0.328	0.437	28.839	12.71	32.728	2.576
6"	0.565	0.086	29.190	12.86	32.965	2.563
8"	0.972	0.027	29.249	12.89	33.372	2.590
10"	1.502	0.011	29.265	12.89	33.902	2.630
12"	2.202	0.005	29.271	12.90	34.602	2.683

Tabla 15. Comparación entre válvulas de diferentes diámetros¹⁰.

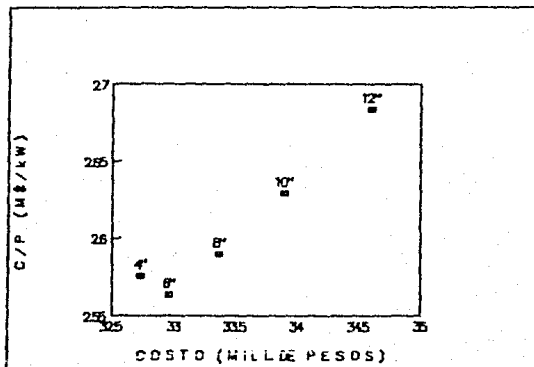


Fig. 26. Relación entre el costo total del sistema y C/P para distintos diámetros de válvula de compuerta.

¹⁰ Todos los libros consultados coinciden en un coeficiente de pérdidas de 0.1 para válvulas de compuerta completamente abiertas.

Válvulas marca MYMACO, precios netos de finales de 1988 con un descuento del 25% sobre el precio de lista.

M\$ significa millones de pesos ("megapesos").

Esta misma metodología se seguirá para el diseño de otros elementos de la conducción, como se verá más adelante.

En la figura 26 aparecen graficadas las relaciones C/P para cada válvula. La conclusión del análisis es que la válvula de seis pulgadas es la más adecuada, porque tiene asociada una menor relación C/P.

Ahora bien ¿es posible colocar una válvula de 6 pulgadas? Más adelante (p. 202) veremos que la turbina Butu seleccionada para la central de Ti-cuahutipan tiene una entrada de 4 pulgadas y una salida de 6 (como bomba la entrada es de seis y la salida de cuatro). Esto quiere decir que la válvula de seis pulgadas se puede colocar sin necesidad de reducción alguna a la salida de la turbina. Esta solución es poco convencional, pero tiene la ventaja adicional de que, a diferencia de una válvula ubicada aguas arriba de la turbina, no provoca turbulencias y baja presión que disminuyen la eficiencia de la turbina y aumentan las posibilidades de cavitación, particularmente si se desea operar la turbina con la válvula no completamente abierta.

La única desventaja de esta disposición es que, para desmontar la turbina o su impulsor para mantenimiento o reparaciones, es necesario vaciar completamente la tubería de presión. Sin embargo, esto no es grave, por las siguientes razones:

1. Como la tubería tiene un sifón es muy fácil vaciarla dejando entrar aire por la cima del sifón (no se necesita una válvula ni una compuerta en el extremo de aguas arriba de la tubería).

2. Las labores de mantenimiento y reparación son esporádicas¹¹.

¹¹ ¡Eso esperamos!

5.3.7 ENTRADA A LA TURBINA.

5.3.7.1 Reducción.

Acabamos de ver que la entrada de la turbina tiene un diámetro de 4". El diámetro de la tubería, como se verá más adelante (p. 190) es forzosamente mayor, por lo cual es necesaria una reducción.

Para ello existen dos opciones: reducción de PVC, que es barata pero brusca (provoca una mayor pérdida de energía) y reducción de fierro fundido, que es gradual pero cara.

Hicimos los cálculos¹² para comparar ambas opciones siguiendo la metodología C/P y vimos que la segunda es la que tiene asociada una menor relación C/P pues, aunque es más cara, la pérdida de energía en ella es mucho menor que en la primera.

La reducción de fierro fundido tiene la ventaja adicional de que, por ser gradual, ocasiona menos turbulencias en la turbina, evitando así la posibilidad de que se reduzca la eficiencia o se presente cavitación en la turbina.

5.3.7.2 Codo.

La turbina Butu que seleccionamos (ver p. 202) tiene la desventaja de que la entrada de agua es por arriba. Se podría buscar la posibilidad de girar la carcasa para que la entrada sea lateral, o se podría seleccionar una bomba que

¹² El coeficiente de pérdida por reducción brusca que usamos está en la nota de la p. 188. Para la reducción gradual con un ángulo de abertura α , el coeficiente se calcula con la siguiente fórmula:

$$k = 0.003 \cdot (15 + 1.1 \cdot \alpha) \cdot (1 - 0.36 \cdot (D_2/D_1) - 0.64 \cdot (D_2/D_1)^2)$$

obtenida por nosotros a partir de la gráfica de Mataix (1982).

Reducción de fierro fundido marca HYNACO, precios netos de finales de 1988 con un descuento del 25% sobre el precio de lista.

Reducción de PVC de Plásticos Rex, precios netos de finales de 1988 con un descuento del 50% sobre el precio de lista.

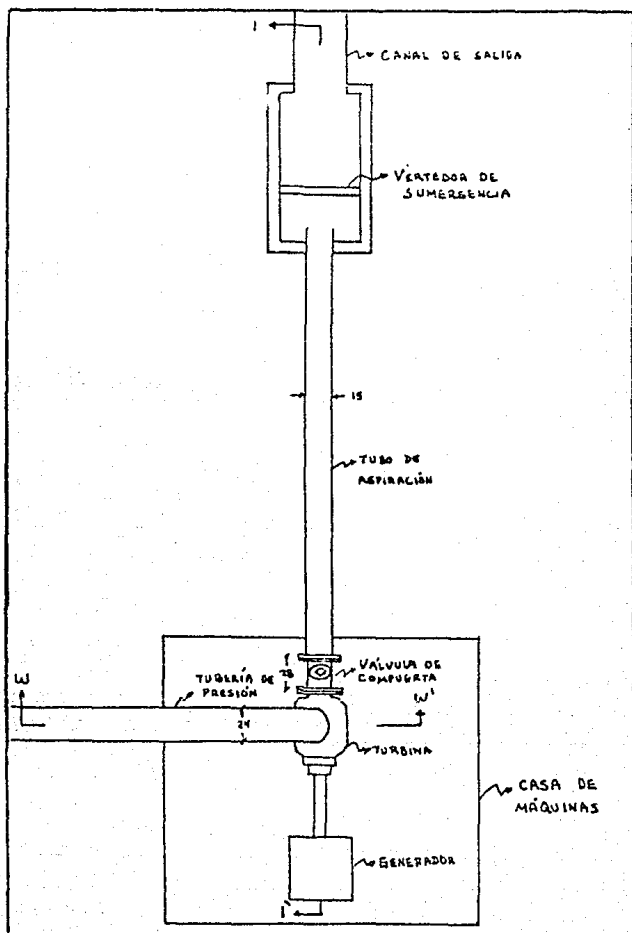


Fig. 27a. Planta de la casa de máquinas.

si tenga entrada lateral¹³. Sin embargo aquí suponemos que la entrada a la turbina es por arriba y que, por lo tanto, se necesita un codo de 90° en ese punto.

Dado que la presión hidrostática del agua (ver p. 117) tiende a desplazarlo, el codo debe estar sujeto por medio de un tensor (ver figuras 27a y 27b). Si el codo fuera de PVC sería muy difícil sujetarlo al tensor. Por eso escogimos un codo de fierro fundido, al cual habrá que soldarle una argolla.

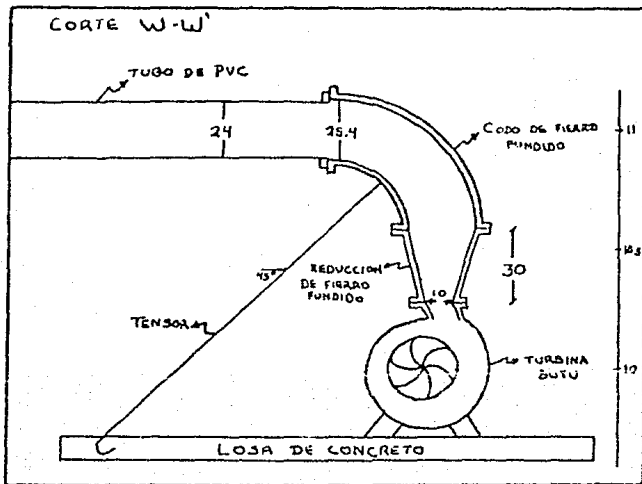


Fig. 27b. Corte de la turbina en el plano de la tubería de entrada.

¹³ La entrada de las bombas Jacuzzi puede ser lateral, superior, inclinada 45° o inclusive inferior, pero el problema de esas bombas es que sólo las venden con todo y motor de gasolina o eléctrico. Si se avanza en el diseño de dispositivos electrónicos para la excitación y el control de generadores de inducción en sistemas aislados (ver p. 145) podría ser una buena opción comprar unidades (bomba-motor de inducción) que funcionen como (turbina-generador de inducción).

Como se puede observar, la opción que tiene asociada una menor relación C/P es la del codo de diez pulgadas, es decir antes de la reducción, tal como se ve en la figura 27b.

5.3.8 TUBERIA DE PRESION.

El diseño de la tubería se hizo por medio de un programa de computadora, cuyo listado aparece en el apéndice 1, y que consiste en lo siguiente:

1. El programa tiene la información de los costos de los diferentes elementos de la tubería para diferentes diámetros, de los diámetros y espesores para diferentes tamaños y clases de tuberías, de las pérdidas locales de energía que provocan los diferentes elementos, y de las cotas y cadenamientos de los puntos importantes de la tubería.

2. Uno propone una configuración de la tubería, con diámetros y clases para cada tramo (es decir: del punto 0 al cadenamiento x, tal clase y tal diámetro; del punto x al punto y, tal clase y tal diámetro, etcétera).

3. El programa calcula el costo y la pérdida de energía¹⁸ asociados con la configuración propuesta.

4. El programa calcula la altura necesaria para el pozo de oscilación, de acuerdo con las ecuaciones [46] y [47].

¹⁸ Las pérdidas primarias de energía se calculan de acuerdo con la fórmula de Kármán-Prandtl (ecuación [22]). Las pérdidas secundarias en codos de 45° con un coeficiente de 0.08, de acuerdo con la gráfica de Wasiliewski, reproducida por Sotelo (1974). En reducciones bruscas (de cambio de diámetro nominal o de espesor) de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$k = 0.5 \cdot (1 - 0.36 \cdot (D_2/D_1) - 0.64 \cdot (D_2/D_1)^2)$$

obtenida por nosotros a partir de la gráfica de Mataix (1982) y de las gráficas de Kisieliev y Weisbach reproducidas por Sotelo (1974). Las pérdidas en ampliaciones bruscas se calculan con:

$$k = ((D_2/D_1)^2 - 1)^2$$

(en esa fórmula coinciden todos). Y en intersecciones de acuerdo con los coeficientes de Vogel, Petermann y Kinne, citados por Sotelo.

5. El programa elabora un resumen con la presión mínima y el coeficiente de seguridad asociado con dicha presión.

Una segunda parte del programa hace el cálculo del golpe de ariete por el método de las características (ecuaciones [34] a [51]), para diferentes tiempos de cierre de la válvula.

Después de correr varias veces el programa obtuvimos una serie de configuraciones posibles de la tubería de presión.

Todas estas configuraciones satisfacen los siguientes requisitos:

1. La tubería resiste las presiones relativas positivas de acuerdo a un esfuerzo resistente de 14 MPa especificado por las normas (ecuación [26]).

2. La tubería resiste con un factor de seguridad mínimo de cuatro las presiones relativas negativas en el sifón durante el funcionamiento normal. El factor de seguridad puede bajar hasta 3.3 en circunstancias extraordinarias como una obstrucción excesiva de la rejilla y una incorrecta operación del desagüe del pozo de entrada al sifón.

3. La presión del agua nunca llega al punto de saturación del vapor. Para una altura de 1570 msnm y una temperatura máxima del agua de 20° C, la presión relativa de vaporización es, de acuerdo con las ecuaciones [30] y [31], de 81,490 Pa. De hecho, la presión relativa mínima en funcionamiento normal es de 64,900 Pa.

4. La tubería resiste el golpe de ariete producido por un tiempo de cierre de 0.55 segundos¹⁶, de acuerdo con los límites definidos en

¹⁶ Hay que hacer notar que en todas las configuraciones la tubería de presión entre el pozo de oscilación y la turbina es de clase 5, es decir la más delgada. Hicimos los cálculos para tuberías más gruesas, obteniendo diferencias muy pequeñas en el tiempo de cierre mínimo aceptable. Lo que pasa es que, si bien la resistencia de la tubería aumenta, su mayor rigidez hace que el golpe de ariete sea más fuerte. En conclusión, no vale la pena usar un mayor espesor, porque la pequeña disminución en el tiempo de cierre aceptable no justifica la mayor inversión necesaria, sobre todo tomando en cuenta que un tiempo de cierre de medio segundo es más que aceptable para la central de

la p. 112 para la ecuación [26] (presiones relativas positivas) y en la p. 104 para la ecuación [29] (presiones relativas negativas).

Las seis configuraciones más viables están representadas en la figura 28, de acuerdo con sus diferentes diámetros, y para los tramos entre los diferentes puntos (ver los puntos en las figuras 30a y 30b, más adelante).

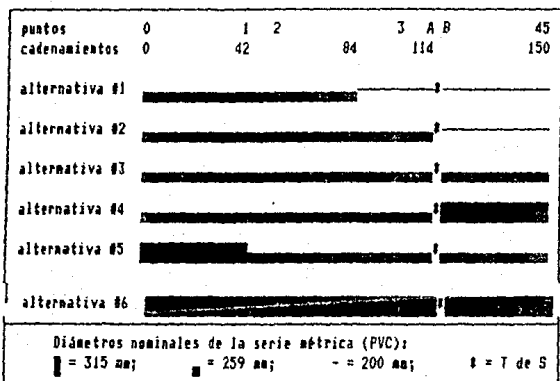


Fig. 28. Representación gráfica de las seis distintas configuraciones posibles de tuberías.

Las características de las diferentes opciones aparecen en la tabla 17 y las relaciones C/P asociadas a cada configuración están graficadas en la figura 29.

En conclusión, la alternativa más adecuada es la #3, que se describe con mayor detalle en la tabla 18.

Ticuahutipan, que tiene una válvula de compuerta que tarda en cerrarse varios segundos por lo menos.

Otra observación pertinente es el buen comportamiento de las tuberías de PVC ante el golpe de ariete. Esto se explica por su gran elasticidad (un módulo de Young 75 veces menor que el del acero).

El desglose de la pérdida de energía y de los costos aparece más adelante (p. 198 y siguientes).

D	costo de la tubería (M\$)	pérdida de energía (a)	carga total (a)	potencia del sistema (kW)	costo total (M\$)	C/P (M\$/kW)
1	6.96	3.54	27.86	12.27	32.36	2.637
2	7.17	2.82	28.58	12.59	32.57	2.587
3	7.72	2.21	29.19	12.86	33.12	2.575
4	8.34	2.07	29.33	12.92	33.74	2.611
5	8.63	2.01	29.39	12.95	34.03	2.628
6	10.48	1.23	30.17	13.29	35.88	2.700

Tabla 17. Comparación entre diferentes configuraciones posibles de la tubería de presión.¹⁷

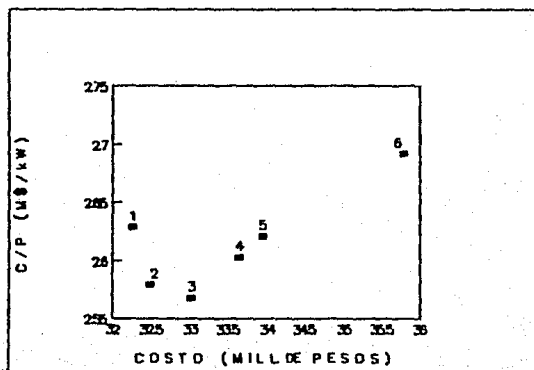


Fig. 29. Costo total del sistema y relación C/P asociada a cada una de las seis posibles configuraciones de la tubería de presión.

¹⁷ Tubería de PVC de Plásticos Rex, precios netos de finales de 1988 con un descuento del 50% sobre el precio de lista.

desde	hasta	diámetro nominal	clase	diámetro real
punto 0	punto 1	250	5	240.8
punto 1	cad. 108	250	10	231.9
cad. 108	punto A	250	7	237.3
punto B	punto 5	250	5	240.8

Tabla 18. Diámetros y espesores de la tubería de presión¹⁶.

5.3.9 POZO DE OSCILACION.

Consideramos que un pozo de oscilación (P de O) es indispensable en las condiciones específicas de la central de Ticuahutipan. La ubicación del pozo aparece en la figura 19. Ahí se puede observar que se trata de un P de O inclinado. En efecto, como el pozo es un tubo de PVC, lo más conveniente es que se adapte a la inclinación del terreno.

Para el cálculo del P de O inclinado hemos considerado su área transversal horizontal (el área transversal entre el coseno del ángulo de inclinación). Por último, la longitud obtenida en el cálculo se divide entre el mismo coseno para obtener la longitud real del tanque.

Concluimos que un pozo de oscilación inclinado es prácticamente igual de caro que uno vertical: el menor diámetro del tubo requerido se compensa con una mayor longitud.

Después de analizar distintas opciones de P de O, vimos que, para la configuración de tubería seleccionada, las dimensiones del pozo más adecuadas son las que aparecen en la figura 19.

En la figura se puede observar que la parte superior del pozo está protegida por una caja estilo registro de drenaje¹⁷, y que esta caja

¹⁶ Información proporcionada por el Instituto Nacional de Tuberías Plásticas.

¹⁷ Es muy importante que el extremo superior del pozo de oscilación esté bien protegido. Un objeto aventado ahí (una piedra, por ejemplo), a diferencia de uno arrojado en el pozo de entrada al sifón, no tendría ninguna posibilidad de quedarse atorado en el tanque de sedimentación y dañaría muy probablemente la turbina. La tapa del registro puede estar cubierta por tierra (porque el

El desglose de la pérdida de energía y de los costos aparece más adelante (p. 198 y siguientes).

D	costo de la tubería [M\$]	pérdida de energía [a]	carga total [a]	potencia del sistema [kW]	costo total [M\$]	C/P [M\$/kW]
1	6.96	3.54	27.86	12.27	32.36	2.637
2	7.17	2.82	28.58	12.59	32.57	2.587
3	7.72	2.21	29.19	12.86	33.12	2.575
4	8.34	2.07	29.33	12.92	33.74	2.611
5	8.63	2.01	29.39	12.95	34.03	2.628
6	10.48	1.23	30.17	13.29	35.88	2.700

Tabla 17. Comparación entre diferentes configuraciones posibles de la tubería de presión.¹⁷

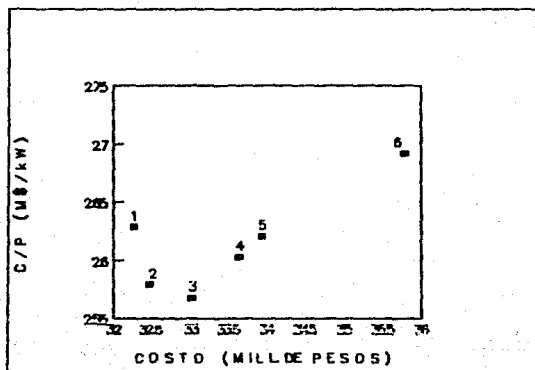


Fig. 29. Costo total del sistema y relación C/P asociada a cada una de las seis posibles configuraciones de la tubería de presión.

¹⁷ Tubería de PVC de Plásticos Rex, precios netos de finales de 1988 con un descuento del 50% sobre el precio de lista.

desde	hasta	diámetro nominal	clase	diámetro real
punto 0	punto 1	250	5	240.8
punto 1	cad. 108	250	10	231.9
cad. 108	punto A	250	7	237.3
punto B	punto 5	250	5	240.8

Tabla 18. Diámetros y espesores de la tubería de presión¹⁰.

5.3.9 POZO DE OSCILACION.

Consideramos que un pozo de oscilación (P de O) es indispensable en las condiciones específicas de la central de Ticuahutipan. La ubicación del pozo aparece en la figura 19. Ahí se puede observar que se trata de un P de O inclinado. En efecto, como el pozo es un tubo de PVC, lo más conveniente es que se adapte a la inclinación del terreno.

Para el cálculo del P de O inclinado hemos considerado su área transversal horizontal (el área transversal entre el coseno del ángulo de inclinación). Por último, la longitud obtenida en el cálculo se divide entre el mismo coseno para obtener la longitud real del tanque.

Concluimos que un pozo de oscilación inclinado es prácticamente igual de caro que uno vertical: el menor diámetro del tubo requerido se compensa con una mayor longitud.

Después de analizar distintas opciones de P de O, vimos que, para la configuración de tubería seleccionada, las dimensiones del pozo más adecuadas son las que aparecen en la figura 19.

En la figura se puede observar que la parte superior del pozo está protegida por una caja estilo registro de drenaje¹¹, y que esta caja

¹⁰ Información proporcionada por el Instituto Nacional de Tuberías Plásticas.

¹¹ Es muy importante que el extremo superior del pozo de oscilación esté bien protegido. Un objeto aventado ahí (una piedra, por ejemplo), a diferencia de uno arrojado en el pozo de entrada al sifón, no tendría ninguna posibilidad de quedarse atorado en el tanque de sedimentación y dañaría muy probablemente la turbina. La tapa del registro puede estar cubierta por tierra (porque el

está unida al exterior por medio de una manguera de 5 cm de diámetro. Esta manguera tiene dos funciones:

- permite la entrada y salida de aire del pozo de oscilación y
- sirve de desagüe cuando se acaba la etapa I de llenado del sifón (ver p. 175).

5.3.10 TUBO DE ASPIRACION.

El eje de la turbina se ha colocado en la cota 10 respecto a nuestro plano arbitrario de referencia para proteger a la casa de máquinas de las crecientes del río con una gran seguridad. Para ello calculamos el nivel del agua para un gasto máximo de diseño de 700 m³/s (gasto máximo histórico²⁰). Se puede usar entonces un tubo de aspiración, cuyas dimensiones aparecen en la figura 27c.

En rigor el tubo de aspiración podría ser más largo, pero preferimos no arriesgarnos a que carvite la turbina, dado que la cavitación en las turbinas Butu no está suficientemente estudiada.

Como se podrá observar en el dibujo, desecharmos la opción de usar un tubo de aspiración de forma de cono truncado (ver p. 120), pues requeriría de fabricación especial²¹.

Para ver si el tubo de aspiración es económicamente factible o no, hemos comparado las dos opciones: con y sin él. En la tabla 19 se muestran las características de ambas opciones y sus relaciones C/P.

acceso sólo es necesario para mantenimiento o reparaciones esporádicas). De cualquier modo, será conveniente que dicha tapa sea muy pesada y que el extremo superior del pozo esté protegido además con una tela de alambre bien sujeta.

²⁰ De acuerdo con la Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos (1981), usando la información hidrométrica de toda la región y la ecuación de Lowry modificada, el gasto máximo (histórico) es de 11 m³/s/km², en cuencas menores de 60 km².

²¹ De acuerdo con el criterio C/P y tomando en cuenta los costos y la eficiencia de la central de Icuahutipan, un tubo de aspiración cónico sería factible si costara menos de \$800,000, lo que es muy posible. Sin embargo, en el diseño de esta PCEH hemos tratado todo el tiempo de utilizar componentes que ya están en el mercado.

194 El diseño de la microcentral

Como se puede ver, la segunda opción, con tubo de aspiración, es más adecuada.

alt.	costo del tubo [M\$]	pérdida de energía [m]	carga total [m]	potencia del sistema [kW]	costo total [M\$]	C/P [M\$/kW]
sin	0.0	2.000	27.765	12.23	32.760	2.679
con	0.290	0.575	29.190	12.86	33.050	2.570

Tabla 19. Comparación de las opciones de conducción a la salida de la turbina sin y con tubo de aspiración.

Para facilitar el apoyo del tubo de aspiración, en este caso se usará el tipo de unión cementada en vez de espiga-campana con anillo de hule. Como el tubo está expuesto a la luz solar, deberá estar recubierto con algún tipo de pintura recomendada para PVC (esto último se aplica también al tramo de la tubería de presión, entre el codo #4 y la casa de máquinas).

5.3.11 APOYOS.

Hemos dividido el cálculo de los apoyos de los codos de la tubería en dos partes; la primera se refiere a la resistencia a los empujes hacia "adentro" del codo y la segunda a los empujes hacia "afuera".

Los empujes hacia adentro pueden deberse sólo a presiones relativas negativas, que se dan sólo en los codos del sifón y en el codo del tubo de aspiración. Sin embargo, en éste último el empuje resultante es tan pequeño que se ve contrarrestado por el empuje dinámico en la otra dirección²². Por eso no lo tomamos en cuenta en este momento. La situación que rige el diseño de los atraques de los codos del sifón es el momento en que las cargas piezométricas siguen la línea B de la figura 25.

²² Que es más fuerte que en los demás codos porque ahí la velocidad es mucho mayor (el diámetro es menor).

En la tabla 20 aparecen los empujes hidrostáticos calculados con la ecuación [57]. En este caso no hemos tomado en cuenta los empujes dinámicos que son muy pequeños. El tamaño de los apoyos se ha calculado de acuerdo con las resistencias del suelo propuestas en la p. 119. La ubicación de los codos se muestra en las figuras 30a y 30b.

Codo	áng.	presión mínima [kPa]	empuje [N]	tipo de apoyo
2	45°	77.8	2516	atraque de maepost. de 500 cm ² sobre arcilla
3	45°	70.5	2279	atraque de maepost. de 500 cm ² sobre arcilla
B	180°	1.0	554	apoyo directo sobre el suelo

Tabla 20. Apoyos para empujes hacia adentro de los codos.

Los empujes hacia afuera de los codos se deben a presiones relativas positivas y a empujes dinámicos. Hay empujes hacia afuera en todos los codos de la conducción excepto el número 2. Para todos ellos hemos tomado en cuenta los empujes dinámicos calculados con la ecuación [59], aunque son muy pequeños.

En la tabla 21 aparecen los resultados del cálculo de los apoyos para estos codos. Los empujes máximos se pueden dar en distintos momentos, dependiendo del lugar. La clave HM en la

Codo	áng.	presión máxima [kPa]	empuje [N]	tipo de apoyo
1	45°	77.3 (HM)	2602	atraque de maep. de 260 cm ² sobre arena
3	45°	6.9 (HM)	323	bloque de maestería de 35 kg de peso
A	180°	94.0 (HM)	53200	apoyo directo sobre el suelo compactado
B	180°	89.4 (GA)	50600	apoyo directo sobre el suelo compactado
4	45°	580.1 (GA)	18900	atraque de maep. de 0.4 m ² sobre arcilla
5	90°	600.1 (GA)	43200	cable de acero de 2.2 cm ²
T.A.	90°	(DIN)	63	el mismo tubo

Tabla 21. Apoyos para empujes hacia afuera de los codos.

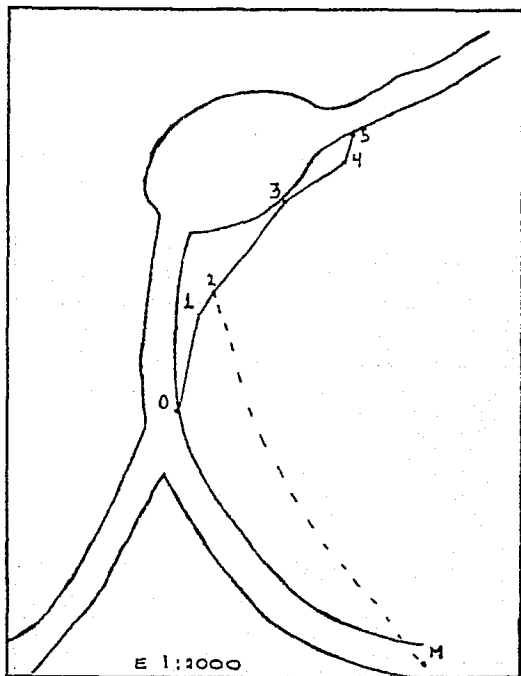


Fig. 30a. Planta de la disposición de la tubería.

tabla significa que la presión máxima se da cuando se llena el sifón (presión hidrostática máxima; línea C en la figura 25). La clave GA significa que la presión es mayor cuando hay un golpe de ariete²⁵. La clave DIN del codo del tubo de aspiración se refiere a que ahí el empuje es sólo dinámico.

²⁵ Tiempo de cierre de 0,4 segundos. Las presiones fueron calculadas con el programa del apéndice I.

Nótese que en el codo 3 el empuje es hacia arriba y que, por lo tanto, es resistido por el peso de la mampostería colocada arriba del codo. En los codos A y B el área necesaria para resistir esos empujes es de 1 m^2 , que es justamente el área que tienen los tubos de concreto de entrada y de salida del tanque de sedimentación. Lo que habrá que cuidar es la compactación del relleno.

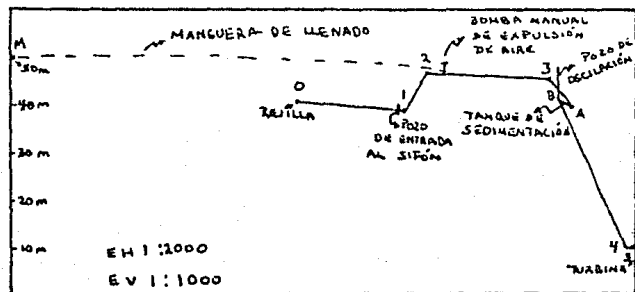


Fig. 30b. Perfil de la tubería.

5.3.12 RESUMEN DE COSTOS.

Los costos de los diferentes elementos de la PCEH de Ticuahutipan aparecen en la tabla 22. Los de la conducción y de la turbina son bastante exactos²⁴. El costo de la casa de máquinas se ha supuesto tomando en cuenta que se utilicen materiales y técnicas locales en su construcción. El costo de los elementos eléctricos, por último, se ha supuesto de la manera más burda.

²⁴ Exceptuando válvulas.

198 El diseño de la microcentral

ELEMENTO	costo (miles de \$)
Rejilla	40
Entrada	1500
Tramo 0-1	1406.1
Cruz pozo entrada	270
Pozo de entrada	100.4
Reducción a 5 ca	200
Bola de contrapeso	19.8
Rejillas de pozo entr.	20
Manguera de desagüe	13.2
Codo de 45°	105.1
Tramo 1-2	604.4
Codo de 45°	105.1
Bomba de vacío	533.0
Manguera de llenado	118.8
Válvula de sifón	70
Teberías de cima de sifón	20
Tramo 2-3	2417.7
Codo de 45°	105.1
Tramo 3-108	302.2
Tramo 108-A	223.9
Entrada T de S	500
Tramo A-B (Tanque de sed.)	602.6
Salida T de S	500
Pozo de oscilación	301.3
Registro y mangueras	30
Manguera de desagüe T de S	15
Válvula de desagüe	20
Tramo B-4	1205.2
Codo de 45°	105.1
Tramo 4-5	100.4
Codo de 90°	273
Cable	300
Reducción	366.5
Turbina	7340.4
Válvula de compuerta	612
Tubo de aspiración	217.4
Codo de 90°	112.2
Extremidad campana	174.9
Casa de máquinas	2000
Canal de salida	50
Otros elementos civiles	50
Elementos eléctricos	10000
TOTAL	33051.0

Tabla 22. Costo de los diferentes elementos de la PCEH de Ticvahutipan.

5.3.13 RESUMEN DE PERDIDAS DE ENERGIA.

Las pérdidas de energía en los distintos elementos de la conducción aparecen en la tabla 23, junto con la carga con respecto a nuestro plano de referencia arbitrario.

	hf	carga
Rejilla	0.005	40.900
Entrada	0.007	40.888
Tramo 0-1	0.349	40.539
Reducción	0.010	40.529
Cruz pozo entrada	0.008	40.521
Codo 1 (de 45°)	0.013	40.508
Tramo 1-2	0.119	40.389
Codo 2 (de 45°)	0.013	40.376
Tramo 2-3	0.477	39.899
Codo 3 (de 45°)	0.013	39.886
Tramo 3-108	0.060	39.826
Ampliación	0.001	39.825
Tramo 108-A	0.054	39.771
Codo A (entrada T de S)	0.002	39.769
Tramo A-B (T de S)	0.001	39.768
Codo B (salida T de S)	0.020	39.748
Tramo salida T de S-4	0.299	39.449
Reducción	0.010	39.439
Codo 4 (de 45°)	0.013	39.426
Tramo 4-5	0.025	39.401
Codo 5 (de 90°)	0.025	39.376
Reducción	0.645	38.731
Turbina	29.190	9.541
Válvula de compuerta	0.086	9.455
Válvula-codo (tubo asp.)	0.229	9.226
Codo (tubo de asp.)	0.193	9.033
Codo-descarga (tubo asp.)	0.153	8.880
Carga de vel. a la salida	0.880	8.000
TOTAL	32.9	

Tabla 23. Pérdidas de energía en la conducción.

5.4 TURBINA.

En este trabajo hemos hablado tanto de las bombas usadas como turbinas (Butu), que está de más decir que esa es justamente la opción que hemos escogido para la PCEH de Ticuahutipan.

La selección de la turbina Butu se ha hecho mediante un programa de cómputo en Basic cuyo listado aparece en el apéndice 2 de este trabajo. Dicho programa consiste en lo siguiente:

1. Uno define en qué rango de gastos queremos conocer el comportamiento de la turbina Butu, así como la carga máxima (hidrostática) para la velocidad de desbocamiento.

2. Uno proporciona la información básica de una bomba (información suministrada por los fabricantes): Gasto, carga y eficiencia para el punto de máxima eficiencia; velocidad angular y diámetro del impulsor asociados con ese punto; diámetros máximo y mínimo y sus respectivas eficiencias máximas.

3. El programa calcula, de acuerdo con las ecuaciones [71] y [72], los coeficientes para calcular la variación de gasto y carga con impulsores de diferentes diámetros.

4. Uno propone un diámetro de impulsor.

5. El programa calcula el punto de máxima eficiencia de la turbina Butu, independientemente de su velocidad angular, de acuerdo con las ecuaciones [73] a [82], así como el coeficiente de cavitación, de acuerdo con las ecuaciones [95] y [96].

6. Uno propone una velocidad angular para la turbina Butu.

7. El programa calcula los parámetros de operación (gasto, carga y potencia o eficiencia) de la turbina Butu para el rango de gastos definido en un principio, de acuerdo con las ecuaciones [83] a [91], así como la velocidad de desbocamiento, de acuerdo con las ecuaciones [92] a [94].

8. Repetir desde el paso 6 (si uno quiere proponer una nueva velocidad angular), desde el paso 4 (si uno quiere proponer un nuevo diámetro del impulsor) o desde el paso 2 (si uno quiere pasar a otro modelo de bomba).

Para seleccionar la mejor bomba recopilamos información de bombas de diferentes marcas²⁹: Jacuzzi, Barnes, Sentinel y Worthington. La primera marca fue eliminada porque sus bombas no se venden sueltas (ver la nota de la p. 184). Las siguientes dos no tienen bombas del tamaño requerido. Por eso nos quedamos sólo con Worthington.

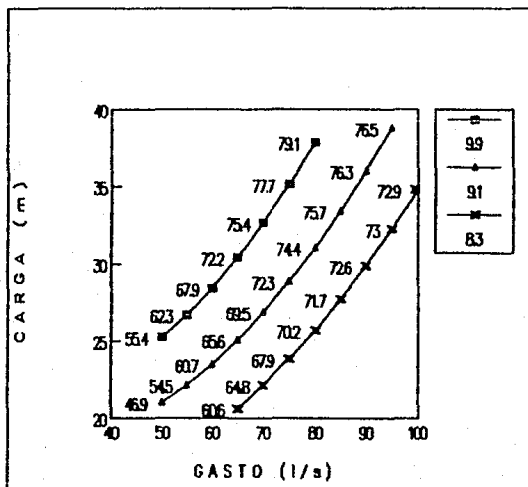


Fig. 31. Curvas de operación como turbina de la bomba D-6x4x11-A a 1800 RPM, para diferentes diámetros del impulsor. Los números que aparecen junto a los puntos son las eficiencias (en porcentaje).

²⁹ Hay muchas marcas más, pero no pudimos conseguir la información.

En la figura 31 están las curvas de operación para la única²⁶ bomba adecuada para las condiciones de la PCEH de Ticuahutipan y para una velocidad angular de 1800 RPM; se trata de la bomba D-6x4x11-A de la serie de bombas D-1000.

Si hubiéramos propuesto otras velocidades de giro habríamos encontrado otras opciones de bombas (algunas más baratas, posiblemente), pero ello habría hecho necesario el uso de poleas y bombas en la transmisión entre la turbina y el generador. Hay que hacer notar que, en caso de que se conectara una máquina (un molino por ejemplo), al generador, sería necesario de cualquier modo usar poleas y bandas (para poder "conectar" con ellas el generador, el molino o ambos a la turbina), por lo que se debería revisar este diseño.

Como se puede ver en la tabla 23, la carga hidráulica en la turbina (en época de secas) es de 29.2 metros. Sin embargo, los cálculos de las pérdidas de energía tienen un cierto margen de error. Lo mismo sucede con la predicción de la operación de la turbina Butu.

Tal como dijimos en la p. 133, estas incertidumbres se resuelven de la siguiente manera: se adquiere la bomba con el impulsor completo (de 9.9"), se prueba en el sitio midiendo su comportamiento (con un freno tipo Prony, por ejemplo), se determina la reducción necesaria, se desmonta el impulsor y se lleva a tornear²⁷.

En época de lluvias la carga hidráulica neta tiende a aumentar un poco, al subir el nivel en el río a la altura de la toma. En este caso hay dos alternativas:

²⁶ La bomba D-6x4x6-A podría funcionar, pero no tiene sentido, porque es menos eficiente y más cara. La bomba D-6x4x8-A, que es más barata (por muy poca diferencia) también podría servir, pero con menos eficiencia y teniendo que reducir el diámetro más allá del límite propuesto por los fabricantes. Si se quisiera una velocidad angular de 1200 RPM, la bomba D-6x4x13-A sería una buena opción, pero es más cara que la seleccionada y los generadores de 1200 RPM son también más caro.

²⁷ Mientras no se adquiera experiencia en esto, lo mejor será hacer sólo el 75% de la reducción calculada, volver a probar en el sitio y luego volver a reducir.

1. El punto de operación se puede desplazar hacia arriba por la curva gasto-carga, admitiendo un gasto mayor y generando un poco más de energía (el generador tiene que estar pensado para ello).

2. La válvula se puede cerrar un poquito, para que el punto de operación sea el mismo.

Por último, el cálculo del coeficiente de cavitación de la turbina conduce a que la altura máxima del tubo de aspiración es de 5.5 m, lo cual se cumple.

5.5 ASPECTOS ELECTRICOS.

La energía generada en la turbina, de acuerdo con lo expuesto en la p. 142, se puede usar directamente para mover una o varias máquinas, o bien puede transformarse en electricidad por medio de un generador.

Si se usa para mover máquinas directamente, será necesario prever la ubicación de poleas. En un caso así, lo más posible es que convenga conectar la turbina al generador no directamente sino mediante poleas, para que sea posible generar energía mecánica sin generar electricidad.

Dado que los dispositivos electrónicos para la excitación de generadores de inducción no están disponibles, en este momento la mejor opción es un generador síncrono. Como se trata de un sistema pequeño, lo más conveniente será muy posiblemente generar corriente alterna monofásica.

La potencia a la salida de la turbina es de 15.6 kW, pero podría subir un poco en época de lluvias. Suponiendo una eficiencia del generador de 85%, la potencia real a la salida sería de 13.3 kW. Si el factor de potencia es 0.8, la potencia aparente sería de 16.6 kVA.

El generador tendrá dos pares de polos (1800 RPM); deberá resistir una velocidad de

204 El diseño de la microcentral

desbocamiento 1.3 veces mayor que la velocidad nominal²⁰; la altura de operación es 1600 msnm.

Dado que estamos junto a una cascada, la casa de máquinas deberá estar hecha de manera que no entre en ella el agua pulverizada. Sin embargo, debe estar ventilada para desalojar el calor producido por la fricción en la turbina y el generador. Este problema se podría resolver usando unas ventilas de lámina metálica en las cuales se precipite o se condense la humedad. De cualquier modo, el generador deberá poder funcionar en condiciones extremas de humedad.

Hablamos antes (p. 148) de los controles electrónicos de carga y de su conveniencia en la PCEH. Mientras se consigue uno, la regulación de velocidad se puede lograr por medio de la válvula de compuerta. Cuando ésta se cierra, el punto de operación de la turbina se empieza a desplazar hacia abajo por la curva carga-gasto y genera una potencia menor. La eficiencia de la turbina se reduce drásticamente cuando el gasto y la carga son menores de los óptimos, pero esto no importa si el agua es suficiente.

Si se usa la energía generada para incubadoras de huevo (como quieren algunos habitantes de Ticuahutipan), convendría almacenar calor durante el día en piedras situadas bajo las instalaciones, para poder usar la electricidad en la noche para iluminación.

Esta opción sería particularmente adecuada para combinarse con el uso de un control electrónico de carga: las cargas de respaldo podrían ser justamente resistencias en las incubadoras.

5.6 DISCUSION SOBRE LA VIABILIDAD DEL PROYECTO.

La Comisión Federal de Electricidad, a petición de la comunidad de Ticuahutipan, elaboró un presupuesto para su electrificación de 180 millones de pesos, de los cuales el municipio de

²⁰ Velocidad de desbocamiento calculada de acuerdo con la fórmula [92], suponiendo la carga máxima posible (hidrostática) en época de lluvias.

Xico pondría 150 millones y la comunidad 30. No conocemos las características del proyecto de la CFE, pero suponemos que, para ser tan costoso, debe incluir una línea trifásica bastante larga.

A partir de los costos de la tabla 22 es razonable suponer que la pequeña central costaría entre 30 y 40 millones, lo que significa que para la comunidad y para el municipio sería una mejor opción la PCEH que la conexión a la red eléctrica, aunque ésta tiene grandes ventajas: disponibilidad prácticamente ilimitada de energía y mayor calidad del servicio.

Si esto sucede en la comunidad de Ticuahutipan, que está a poco más de un kilómetro de la red, es de suponerse que en las comunidades aisladas situadas a una mayor distancia de la red eléctrica (que son la mayoría), la factibilidad de las pequeñas centrales será aun mayor.

De cualquier modo, al análisis de estas opciones debe rebasar el ámbito meramente local y situarse en una perspectiva nacional:

1. Las fuentes renovables de energía, en general, deben tener una prioridad mucho mayor que las no renovables —uranio y combustibles fósiles—, para garantizar la disponibilidad de energía en el futuro y para evitar los problemas ambientales asociados con estas últimas.

2. Los sistemas descentralizados permiten satisfacer en un plazo mucho menor que las extensiones de una red central las necesidades energéticas de las comunidades aisladas. En un país con grandes desigualdades campo-ciudad y con problemas de migración rural-urbana, el desarrollo (a corto plazo) de estas comunidades, donde vive una gran proporción de la población del país, debe ser prioritario.

Sin embargo, cuando generan electricidad, los sistemas descentralizados tienen la desventaja de que su calidad de servicio es menor que la de una red eléctrica, además de que ésta permite que se consuma en un lugar la energía que sobra en otro, y aumenta así el factor de carga del sistema. Es por esto que la tendencia a largo

206 El diseño de la microcentral

plazo debe ser el crecimiento de la red, y la conexión de los sistemas aislados a ella.

Los sistemas descentralizados son por lo general más caros por unidad de potencia instalada y de energía generada que los centralizados. Sin embargo, en condiciones geográficas favorables y si se usa la energía directamente para mover máquinas, las pequeñas centrales pueden convertirse en una mejor opción que la red, aun si ésta llega a un lado de la PCEH.

CONCLUSIONES.

En conclusión, las PCEH representan una opción económicamente factible para la electrificación de las áreas rurales del país que cuenten con los recursos hidráulicos necesarios. La electricidad en el campo, si bien no soluciona muchas de las necesidades básicas de la población rural, sí proporciona mecanismos de desarrollo, ya que permite la incorporación de actividades productivas.

Creemos que, en las condiciones actuales, la tecnología más adecuada para las PCEH en México incluye:

- bordos provisionales en vez de cortinas permanentes,
- tuberías de presión de PVC,
- bombas usadas como turbinas y
- controles electrónicos de carga.

El uso de generadores de inducción con dispositivos electrónicos de excitación sería también deseable, pero su factibilidad real está por demostrarse.

Queremos hacer incapié en que la viabilidad de una PCEH está directamente relacionada con el empleo de mano de obra y materiales locales en su construcción, y de personal no calificado en su operación: la tendencia debe ser a que en lo posible, los usuarios de las PCEH estén en condiciones de operar y mantener en buen estado a la central; de esta manera llegará el momento en el que el desarrollo de la habilidad y de la experiencia de la gente en este renglón sea el motor que impulse la realización de proyectos de mayor tamaño, con un uso de energía más diversificado y con una planeación energética más racional, tal vez a nivel nacional.

Aunque por falta de recursos no se aplicó una encuesta para determinar el patrón de consumo energético de la comunidad y las perspectivas de

208 Conclusiones

uso de energía mecánica o de electricidad ni se hicieron los estudios previos que hubieran sido deseables, esperamos que algún día estos aspectos sean revisados, ya sea por nosotros o por cualquier otra persona, y que este proyecto se haga realidad.

APENDICE.

En este apéndice se muestran los listados de dos programas de computadora que fueron usados para el diseño de la pequeña central de Ticuahuatipan.

El lenguaje es un Basic elemental de Microsoft. Los programas fueron hechos en una computadora de bolsillo Sharp EL-5500III de 7 kilobytes.

1. PROGRAMA PARA EL DISEÑO DE LA TUBERIA.

```
10:REM Programa para el
    diseño de la tuber
    ía de Ticuahuatipan
20:CLEAR
30:REM vectores de dato
    s generales:
40:DIM D(2,3),E(2,3),R(
    2),AK(3)
50:DIM PM(2,3),PR(3,3),
    PK(3),FP(3),PF(3),PC
    (3),PQ(3),S(5),Z(5)
60:REM vectores auxilia
    res para el programa
    :
70:DIM F(14),C$(14)*1,T
    $(14)*1
80:REM vectores auxilia
    res para el cálculo
    del golpe de ariete:
90:DIM DI(12),K1(12),K2
    (12),K3(12),K4(12),X
    (12),Q(1,12),H(1,12)
    ,MI(12),MA(12)
100:REM *****Característ
    icas de los tubos***
    **
110:REM C es clase y T e
    s tamaño
120:REM diámetros interi
    ores promedio PVC
130:DATA .1541,.1518,.14
    84,.1926,.1897,.1855
    ,.2409,.2373,.2319,.
    3033,.2989,.2922
140:FOR T=0 TO 3:FOR C=0
    TO 2:READ D(C,T):
    NEXT C:NEXT T
150:REM espesores máximo
    s
160:DATA 35,47,65,43,59,
    80,52.5,71.5,99.5,67
    ,90,125
170:FOR T=0 TO 3:FOR C=0
    TO 2:READ E:(C,T)=E
    /TEN 4:NEXT C:NEXT T
180:REM relaciones diáme
    tro ext./espesor
190:DATA 60,43,30
200:FOR C=0 TO 2:READ R(
    C):NEXT C
```

```

210:REM anulo de la red
      uccion (de fierro fundido) del tamaño T
      a 4"
220:DATA 20.6,29.86,56.8
      8,41.7
230:FOR T=0 TO 3:READ AN
      (T):NEXT T
240:REM *****Precios (mil
      les de Pesos)*****
250:REM precios de tuber
      ia por metro
260:DATA 13.64,10.246,24
      .441,22.681,25.667,3
      7.510,33.478,37.322,
      50.368,43.216,52.7
270:DATA 71.219
280:FOR T=0 TO 3:FOR C=0
      TO 2:READ PM(C,T):
      NEXT C:NEXT T
290:REM precio de reducc
      ion o ampliacion del
      tamaño T al tamani
      o K
300:DATA 0.73,6.105,6.22
      4,86,5,0.103,6,150.5
      ,216,2,130,0,259.4,2
      70.8,194.6,218,0
310:FOR T=0 TO 3:FOR K=0
      TO 3:READ PR(T,K):
      NEXT K:NEXT T
320:REM precio del inici
      o
330:REM solo un tapon en
      el tubo, pues la re
      jilla va a ser un tu
      bo perforado
340:DATA 59.7,95.6,100.9
      ,130
350:FOR T=0 TO 3:READ PK
      (T):NEXT T
360:REM precios de una c
      cruz para el pozo de
      entrada al sifon
370:DATA 110,220,270,510
380:FOR T=0 TO 3:READ PP
      (T):NEXT T
390:REM Precios de la re
      duccion final en fie
      rro fundido a 4"
400:DATA 199.2,261.2,366
      .5,437.3
410:FOR T=0 TO 3:READ PF
      (T):NEXT T
420:REM Precios de copie
430:DATA 45.5,68.7,100,1
      27.8
440:FOR T=0 TO 3:READ PC
      (T):NEXT T
450:REM precios de codo
      de 45 grados
460:DATA 67.1,94.6,105.1
      ,142.9
470:FOR T=0 TO 3:READ PQ
      (T):NEXT T
480:REM *****Traectoria
      de la tuberia*****
490:REM S son los cadena
      mientos y Z las cota
      s
500:DATA 0,40.7,42,39,54
      ,46.85,102,45,147,10
      ,150,10
510:FOR I=0 TO 5:READ S(I),
      Z(I):NEXT I
520:Q=.075:REM gasto de
      disenio
530:G=9.79:REM aceleraci
      on de la gravedad
540:Z1=40.9:REM nivel de
      l agua al inicio de
      la tuberia
550:NU=1.3E-6:REM viscos
      idad cinematica del
      agua
560:REM C1 y C2 son cons
      tantes para facilita
      r el calculo de la c
      eleridad de la...
570:REM ...onda del golpe
      de ariete
580:C1=1000/RCP 2149E6:
      REM C1=densidad del
      agua/elasticidad del
      agua (todo en S.I.)

```

```

590:C2=1000/RCP 2758E6:
    REM C2=densidad del
    agua/elasticidad del
    PVC (todo en S.I.)
600:REM *****DEFINICION
    DE TIPOS Y TRAMOS**
**
610:INPUT "ALTA"iMs:
    LPRINT "Alternativa
    "iMs
620:INPUT "zPozo"iXP:REM
    cadenamiento del po
    zo de oscilacion
630:INPUT "Ta,Pozo"iY:
    REM tamaño del P de
    O
640:AP=SQU D(O,Y)*PI/4/.7
    4:REM area transvers
    al horizontal del po
    zo (que es inclinado
    )
650:LPRINT USING "zP=";
    XP;" Tp=";iY
660:I=0:M=1:K=1:H=0:
    LPRINT " De a
    Tam.Ci."
670:XV=H:INPUT "hasta"iH
    :IF H>S(5) THEN LET
    H=S(5)
680:INPUT "tamano"iT$
690:INPUT "clase"iC$
700:LPRINT USING "###.##
    ###&&";XV;H;" *T$;iC
    $
710:X=XP:IF K AND H>=X
    THEN LET K=0:GOTO 74
    0
720:X=S(N):IF H>=X THEN
    LET M=M+1:GOTO 740
730:X=H
740:I=I+1:F(I)=X:T$(I)=T
    $:C$(I)=C$
750:IF M=6 THEN LET NT=I
    :LPRINT "":GOTO 790
760:IF X<H THEN 710
770:GOTO 670
780:REM *****PERDIDAS DE
    ENERGIA Y COSTO DE
    LA TUBERIA*****
790:C0=0:REM costo inic.
900:H=Z1:REM energia esp
    ecifica inic.
810:X=0:REM cadenamiento
    inic.
820:Z=Z(O):REM cota inic
    .(altura)
830:K=0:REM coeficiente
    de perdidas inic.
840:DT=.1:REM intervalo
    de tiempo para el ca
    lculo del pozo de os
    c.
650:SY=0:REM volumen de
    agua en la tuberia i
    nic.
860:PM=0:REM Presion min
    ima inic.
870:CM=9:REM coef.de ses
    .min.en tub.con Pres
    .nes.(inic.)
880:IMPR=0:INPUT "impr.T
    ODD(1)o RESUM(O)?"i
    MPR
890:IF IMPR THEN LPRINT
    USING " z H
    P(kPa)"
900:FOR I=1 TO NT
910:CL=VAL C$(I):T=VAL T
    $(I):REM clase y tam
    ano de la tuberia
920:DA=D:REM diametro an
    terior
930:D=D(CL,T):REM diamet
    ro interior
940:RI=R(CL)-1:REM relac
    ion diametro medio/e
    spesor
950:DP=(6+2*T)*.0254:REM
    dia.en pulgadas
960:A=SQU D*I/4:V=Q/A:RE
    =V*D/NU
970:F=.3164/((FRE:REM for
    mula de Blasius (val
    or inicial para iter
    aciones)
980:FOR J=1 TO 5

```



```

990:F=RCP SQU (2*LOG (RE
+FF)-.3):REM formula
de Karman-Prandtl (
iteraciones)
1000:NEXT J
1010:IF X=0 THEN LET K=
K+.05:CO=CO+PK(T):
GOTO 1970:REM inic
io de la tub.
1020:W=D/DA:IF W<1 THEN
LET K=K+.5*(1-.36*
W-.64*W^5):REM red
uccion
1030:IF W>1 THEN LET K=
K+SQU (SQU W-1):
REM ampliacion
1040:CO=CO+PR(VAL Ts(I-
1):T):REM reduccio
n o ampliacion
1050:FOR J=1 TO 4:IF X=
S(J) THEN LET K=K+
.08:CO=CO+PQ(T):
REM codos
1060:NEXT J
1070:X=X+.001:GOSUB 135
0:REM situacion al
inicio del tramo
*1mm*
1080:X=F(I):L=X-F(I-1):
SV=SV+A*L
1090:K=K+F*L/D:CO=CO+PM
(DL:T)*L:REM perai
das primarias y co
sto de tub.por met
ro
1100:IF X=S(1) THEN LET
K=K+.05:CO=CO+PP(T
):REM pozo de entr
ada al sifon
1110:IF X(>S(5) THEN 11
50
1120:DF=.1016:REM entra
da a la turbina=4"
1130:W=DF/DP:K=K+SQU (1
-SQU D/SQU DP)+.00
3*(15+1.1*AM(T))*
(1-.36*W-.64*W^5)*
(D/DF)^4
1140:CO=CO+PF(T)+PC(T):
REM perdidas y cos
to de la reduccion
final
1150:IF X=XP THEN LET K
=K+1:AM=SV/X:REM p
ozo de oscilacion
1160:GOSUB 3100:GOSUB 1
350:REM situacion
al final del tramo
1170:NEXT I
1180:LPRINT USING "Pai
n=";IPM/TEN 3;" kPa
":LPRINT "CSmin=";
CM:LPRINT "Vol=";IS
V:LPRINT ""
1190:REM *****POZO DE O
SCILACION*****
1200:REM suponiendo cie
rre instantaneo
1210:X=XP:GOSUB 3100:
LPRINT "Z(P)=";Z
1220:Z=B-Z1:V=Q/AM:L=Z/
SQU V:M=-9
1230:LPRINT "Zini=";Z1+
Z
1240:V=V+DT*G/X*(-Z+L*V
+ABS V)
1250:Z=Z+DT*AM/AP*V
1260:IF Z>M THEN LET M=
Z:GOTO 1240
1270:LV=(M-B+Z1):REM lo
nsitud de la proye
ccion vertical del
PdeO
1280:L=LV/.74:REM lon'i
tud real del pozo
1290:LPRINT "Zmax=";Z1+
M:LPRINT "L=";L:
LPRINT ""
1300:CO=CO+PM(O,Y)*L:
REM precio del poz
o
1310:REM *****CONCLUSIO
NES*****

```

```

1320:LPRINT USING "Hf=
      "H:REM energia e
      specifico a la ent
      rada de la turbina
1330:LPRINT COJ" k$":
      LPRINT "Y:REM cost
      o en kilopesos
1340:END
1350:REM subrutina de c
      alculo de presione
      s y de impresion
1360:H=H-K*SQU V/2/G:K=
      0:REM energia espe
      cifica
1370:PPZ=H-SQU V/2/G:
      REM carga piezomet
      rica
1380:P=(PPZ-Z)*G*1000:
      REM presion en Pas
      cales
1390:RMIN=-6446E6/R1^3:
      REM presion minima
      resistida por la
      tuberia
1400:IF P<0 THEN LET CS
      =RM/P:IF CS<CM
      THEN LET CM=CS:REM
      coef.de seguridad
1410:IF P<PM THEN LET P
      M=P
1420:IF X=XP THEN LET B
      =PPZ
1430:IF IMPR=0 THEN
      RETURN
1440:LPRINT USING "###
      ,###"X:4/P/TEN 3
1450:0$="":IF P<-81490
      THEN LET 0$=" CAVI
      TA"
1460:IF P<0 THEN LPRINT
      "C.S.=":CS:0$
1470:RETURN
1480:REM
      *GOLPE DE ARIETE*
1490:REM *****INTRODUCC
      ION*****
1500:LPRINT USING "###
      ,###"X:P="XP" H
      0="IB
1510:I=0:H=0:X=XP+TEN -
      6:REM X es el cade
      namiento
1520:X(0)=X:REM el vect
      or X es el de cade
      namientos de los n
      odos
1530:GOSUB 3000:GOSUB 3
      100:ZV=Z:REM ZV es
      la cota del nodo
      anterior
1540:DT=(S(5)-XP)/11/C:
      REM intervalo de t
      iempo por default
1550:INPUT "DT":DT
1560:LPRINT USING "dT=
      "DT
1570:DX=DT*C:REM distan
      cia entre nodos
1580:XV=X:REM cadena a d
      el nodo anterior
1590:X=X+DX/2:REM punto
      central del tramo
1600:W=U:REM para poder
      detectar cuando c
      ambian las caracte
      risticas de la tub
      .
1610:IF X)=S(5) THEN
      LET N=I:GOTO 1700
1620:GOSUB 3000
1630:IF U<>W THEN 1700
1640:I=I+1:D(I)=D: X=X+
      DX/2:X(I)=X:GOSUB
      3100:X=X+DX/2:REM
      nuevo nodo
1650:A=SQU D*PI/4:K1(I)=
      C/G/A:K2(I)=(ZV-Z)
      /C/A:ZV=Z
1660:K=0:IF X(I-1)<S(4)
      AND S(4)<X(I)
      THEN LET K=.09:REM
      perdidas locales e
      n el codo 4

```

```

1670:F=.3164/PI(Q/A/2*D
/NU)
1680:K4(I)=DX/D/2/G/SQU
A+K/2/G/SQU A/F:
REM aux. para el ca
lculo de K3
1690:GOTC 1610
1700:X=X-DX/2
1710:LPRINT USING "####
.##" *De* ;NDF XV; "
a* ;NDF X; *Q";
USING "##.##" ;NDF
DX
1720:IF N=0 THEN 1570
1730:LPRINT "n=" ; USING
;N:LPRINT **
1740:INPUT "OK?";OK$:IF
OK$="n" THEN 1500
1750:FOR I=0 TO N:
LPRINT USING ;"z("
;STR# I;"")="X(I):
NEXT I:LPRINT **
1760:REM *****CALCULO P
ARA DIFERENTES TIE
MPOS DE CIERRE*****
1770:REM *INICIALIZACIO
NES*
1780:FOR TC=.3 TO .6
STEP .05
1790:FOR I=1 TO N:MI(I)
=TEN 9:MAX(I)=0:
NEXT I
1800:Q(0,0)=Q:H(0,0)=2
1810:FOR I=1 TO N:Q(0,I)
)=Q:REM el gasto i
nicial es cte.
1820:RE=Q*4/DI(I)/PI/NU:
F=.3164/PI*RE:REM v
alor inicial con B
lasius
1830:FOR J=1 TO 5:F=RCP
SQU (Z+.LOG (RE*(F)
-.8):NEXT J:REM Ka
rman-Prandtl
1840:K3(I)=F*K4(I)
1850:H(0,I)=H(0,I-1)-K3
(I)*SQU Q:NEXT I
1860:H=M(H(0,N):REM car3a
inic.en la valv.
1870:Z=B-ZI:X=XP:GOSUB
3000:A=SQU D*X/4:V
=Q/A
1880:L=Z/SQU V:REM aux.
para el PdeQ
1890:T=0:W=0:U=1
1900:REM ITERACIONES
1910:REM los valores de
Q y de H se van y
uardando sucesivam
ente en los renglo
nes...
1920:REM ...0 y 1 de la
s matrices respect
ivas
1930:T=T+1:W=U:U=1-W:M=
0
1940:REM Frontera de ag
uas arriba (con P
de 0)
1950:S=1:QS=Q(U,S)
1960:V=V-DT*G/XP*(-Z+L*
V*ABS V)
1970:K=Z+DT*A/AP*V
1980:Q(W,0)=(QS+(K+Z1-H
(U,S)+K2(S))*QS-K3(
S))*QS*ABS QS)/K1(S
))/((1+DT/AP/K1(S))
1990:Z=K-Q(W,0)*DT/AP:H
(W,0)=Z+Z1
2000:REM Calculo de car
gas y gastos en la
tuberia
2010:FOR I=1 TO N-1:R=I
-1:S=I+1:QR=Q(U,R)
:QS=Q(U,S)
2020:K=-K2(I)+QR-K2(S)*
QS-K3(I)*QR*ABS QR
+K3(S)*QS*ABS QS+K
1(I)+QR-K1(S)*QS
2030:H(W,I)=(H(U,R)+H(U
,S)+K)/2
2040:Q(W,I)=QS+(H(W,I)-
H(U,S)+K2(S))*QS-K3
(S)*QS*ABS QS)/K1(
S)
2050:NEXT I

```

```

2060:REM Condiciones de
      frontera de aguas
      abajo (cierre de
      valvula)
2070:I=N:R=I-1
2080:J=SQU (Q*(1-DT*T/T
      C))/H:IF T*DT>TC
      THEN LET J=0
2090:K=-K1(I)*J/2
2100:P=H(U,R)+Q(U,R)*K
      1(I)-K2(I)-K3(I)*
      ABS Q(U,R))
2110:Q(W,I)=K+J(SQU K+J
      *P):H(W,I)=P-K1(I)
      *Q(W,I)
2120:REM Ahora viene la
      ultima parte de l
      a iteracion
2130:RE=ABS Q(W,0)*4/DI
      (1)/R/NU:F=.3164/F
      JRE
2140:FOR I=1 TO N
2150:IF H(W,I)>MAX(I)
      THEN LET MAX(I)=H
      (W,I):M=1:GOTO 2170
      :REM cargas max.
2160:IF H(W,I)<MIN(I)
      THEN LET MIN(I)=H
      (W,I):M=1:REM carga
      s minimas
2170:RE=ABS (Q(W,I-1)+Q
      (W,I))*2/DI(I)/R/NU
      U
2180:F=RCP SQU (2*LOG (
      RE*JF)-.8):K3(I)=F
      *K4(I):REM friccio
      n dada la velocidad
      actual
2190:NEXT I
2200:IF M THEN 1930:REM
      las iter.terminan
      cuando las cargas
      ya no son ni min.n
      i max.
2210:REM CONCLUSIONES
2220:LPRINT USING "tc=
      *ITC:" t:"IT
2230:LPRINT "i PCKP
      a) Coef.Ser."
2240:FOR I=1 TC N:X=X(I
      ):GOSUB 3000:GOSUB
      3100:R1=R(CL)-1
2250:PA=(MA(I)-Z)*G*TEM
      3:RA=8826E4/R1:REM
      presion maxia y r
      esistencia de la t
      ub.
2260:LPRINT USING "###"
      ;I:"Max:"; USING
      "###.##";PA/TEM 3
      ;RA/PA
2270:PM=(MI(I)-Z)*G*TEM
      3:IF PM>0 THEN 231
      0:REM presion min
      ia
2280:MS="":IF PM<-81890
      THEN LET MS="CAVIT
      A"
2290:RM=-6446E6/R1^3:
      REM resistencia de
      la tuberia a pres
      iones negativas
2300:LPRINT "Min:";PM/
      TEM 3;RM/PM;MS
2310:NEXT I
2320:LPRINT ""
2330:NEXT TC
2340:END
3000:REM subrutina que
      dice cuales son la
      s características
      de la tub.en un pu
      nto
3010:FOR J=1 TO NT
3020:IF F(J-1)<X AND X<
      =F(J) THEN LET U=J
3030:NEXT J
3040:CL=VAL C*(U):T=VAL
      T*(U):REM clase y
      tomanio
3050:D=D(CL,T):E=E(CL,T
      ):REM diametro int
      erior medio y espe
      sor maximo
  
```

```

3060:C=TRCP (C1+C2*D/E)
      :REM celeridad de
      :REM la onda
3070:RETURN
3100:REM subrutina que
      :REM calcula la cota pa
      :REM ra un punto de la
      :REM tubería
3110:FOR J=1 TO 5:R=J-1
3120:Z=10:IF X<=S(J)
      :REM THEN LET Z=Z(R)+Z
      :REM (J)-Z(R))/S(J)-S(
      :REM R))*(X-S(R)):J=5
3130:NEXT J:RETURN

```

2. PROGRAMA PARA LA SELECCION DE UNA TURBINA BUTU.

```

10:REM Programa para se
      :REM leccionar una Butu
20:CLEAR
30:REM Formatos y adorn
      :REM os de impresion
40:DIM M$(1):I2=US(1)*8
50:US="11.1111":US(0)="
      :REM 1111.1111":US(1)="1111
      :REM 1.1111":US(2)="11111111"
60:M$(1)="*****"
70:REM Datos del sitio
80:INPUT "I="?:IG:REM ac
      :REM eleracion de la grav
      :REM edad
90:REM Intervalo de pas
      :REM tos para la Butu
100:INPUT "O inicial [1/
      :REM s]="?:OI:OI=OI/1000
110:INPUT "O final [1/s]
      :REM ="?:OF:OF=OF/1000
120:IN=(OF-OI)/10:REM in
      :REM cremento
130:INPUT "H max="?:HM:
      :REM REM para el calculo
      :REM de la velocidad de
      :REM desbocamiento
140:REM Datos del modelo
      :REM de bomba
150:"M":INPUT "Modelo="?
      :REM :M$(0)
160:INPUT "Nb[RPM]="?:INB
      :REM :NB=NB*PI/30:REM radi
      :REM anes por segundo
170:INPUT "Q[Dmax][GPM]=
      :REM ?":QG:QG=QG*.003785/
      :REM 60:REM metros cubico
      :REM s por segundo
180:INPUT "H[Dmax][pies]
      :REM ="?:HG:HG=HG*.3048:
      :REM REM metros
190:INPUT "Dmax[pulg]="?
      :REM :DG
200:INPUT "Dmin[pulg]="?
      :REM :DC
210:INPUT "Ef[Dmax]="?:EG
220:INPUT "Ef[Dmin]="?:EC
230:LPRINT M$(1):M$(1)
240:LPRINT USING M$(0):
      :REM " Nb=":INB
250:LPRINT M$(1):M$(1)
260:LPRINT ""
270:REM Calculos general
      :REM es para el modelo
280:KG=QG/DG:KH=HG/DG^2.
      :REM 6:REM constantes par
      :REM a variar el diametro
      :REM del impulsor
290:REM Variando el dia
      :REM etro del impulsor

```

```

500: *D*: INPUT "D [Pulg]=
?":D
510: EB=EG+(D-DG)*(EC-EG)
/ (DC-DG): REM suponi
endo que la relacion
D-Er es lineal
520: INPUT "Eb=?": EB: REM
en caso de que la re
lacion diametro-efic
iencia no sea lineal
530: QB=KQ*D
540: HB=KH*D^2.6
550: PB=QB+HB*G+1000/EB
560: REM Punto de eficien
cia maxima de la But
u (para cualquier ve
l.)
570: QH=PCP (2*EB^9.5+.20
5): REM QH es a' h' /O
MEGA al cubo
580: RH=RCP (.35*EB^5+.30
5): REM RH es h' /OMEGA
A al cuadrado
590: RQ=QH/RH: REM RQ es a
'/omega
600: ET=EB-.03
610: RP=RH*RQ+ET*EB: REM R
P es m' /OMEGA al cua
drado = p' /OMEGA al
cubo
620: LPRINT USING U$(1); "
D=?": D: CHR# 34: " Eb=?
": MDF EB: REM CHR# 34 e
s "[Pulsadas]
630: LPRINT " Bomba
T/B (w=cte)."
640: LPRINT "Q: "; USING U
$(0): MDF (QB*TEN 3);
USING U$: MDF RQ
650: LPRINT "H: "; USING U
$(1): MDF HB: USING U
$: MDF RH
660: LPRINT "P: "; USING
U2$: MDF PB: USING U$
: MDF RP
670: LPRINT ""
680: REM Parametros gener
ales de la Butu
690: WS=WB+J(QB+RQ+ET)/(G
*HB*RH)^.75: REM velo
cidad especifica adi
mensional de la But
700: LPRINT USING "WS=";
WS
710: K=-RCP (0.96*(WS-.2)
^(-0.92)+.13)
720: LPRINT "k=": K
730: ST=1.08*WS^-.75: REM c
oeficiente de cavita
cion
740: LPRINT "st=MA=": ST
750: LPRINT ""
760: "A": REM Seleccion de
la velocidad de la
turbina
770: "N": INPUT "Nt [RPM]=?
": NT
780: REM Vamos a calcular
el punto de max. efi
ciencia de la Butu p
ara la w selecc.
790: LPRINT " Nt Qz
Ht"
800: WT=NT*1/30: REM radia
nes por segundo
810: RW=WT/WB
820: QT=QB+RQ*RW
830: HT=HB*RH+SQW RW: PT=P
B+RP*RW^3
840: LPRINT USING "#####
": NT; USING U$(0): MDF
(QT*TEN 3); USING U$
(1): MDF HT
850: INPUT "Otra Nt [RPM]=
?": NT: GOTO 600
860: LPRINT ""
870: REM Velocidad de des
bocamiento
880: HD=HM/HT: REM carga a
zima relativa de de
sbocamiento
890: OD=(0.16+(1-RCP K)/H
D)^-.5
900: LPRINT "OMEGAD=": OD
910: LPRINT ""

```

720:REM Condiciones de o
peracion de la Butu
fuera del punto de m
az.ef.

730:LPRINT " Q
H P"

740:FOR Q=Q1 TO QF STEP
IN:CQ=Q/QT

750:CP=(1-K)*SQ CQ+K*CQ

760:CH=($(\text{EXP}(.37*(CP-1))$
 $-1)/.37+1)/CQ$

770:H=HT*CH:P=PT*CP

780:LPRINT USING U\$(0);
MDF (Q*TEN 3); USING
U\$(1);MDF H; USING U
2\$;MDF P

790:NEXT Q

800:LPRINT ""

810:INPUT "Otra Nt[RPm]=
?" ;INT:GOTO 590

820:INPUT "Otro D [puls]
=" ;D:GOTO 310

830:INPUT "Otro Mod=?";M
\$(0):LPRINT "":GOTO

160

840:END

BIBLIOGRAFIA.

- Acres American Incorporated. Cost and Design Study of Modular Small Hydro Plants. Electric Power Research Institute, EUA 1984.
- Alward, R. et al. Micro-Hydro Power. Reviewing an old concept. U.S. Department of Energy, EUA 1979.
- Asociación Mexicana de Industrias de Tuberías Plásticas, A.C. Criterios de diseño para abastecimiento de agua potable empleando tubería de PVC. México 1977.
- Avila G., Patricia y José F. Garza C. Bombas utilizadas como turbinas para pequeños aprovechamientos hidráulicos. Tesis de Ingeniería Civil, Facultad de Ingeniería, UNAM, México 1986.
- Baranger, Denis. "El proyecto Adomit: una experiencia de electrificación rural en escala micro", trabajo presentado en la Primera Reunión sobre Antropología del Desarrollo. Argentina 1988.
- Buse, Fred. "Using Centrifugal Pumps as Hydraulic Turbines", en Chemical Engineering Vol. 88 N° 2. EUA 1981.
- Butler, J. George. How to Build & Operate Your Own Small Hydroelectric Plant. Tap Books, EUA 1982.
- C. I. Power Services Inc. Small and Medium Size Hydroelectric Power Plants (borrador). IDRC, Canadá 1984.
- Capallera C., J. Francisco. El problema de abastecimiento de agua potable de Xalapa Ver. Tesis de Ingeniería Civil, Universidad Veracruzana, México 1978.
- Chemical Rubber. CRC Handbook of Chemistry and Physics. EUA 1972.

220 Bibliografía

- Childs, Sheldon M. "convert Pumps to Turbines and Recover HP", en Hydrocarbon Processing & Petroleum Refiner Vol. 41 N° 10. EUA 1962.
- Chow, Ven Te. Hidráulica de los canales abiertos. Diana, México 1982.
- Comisión Federal de Electricidad. Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico. México 1987.
- Cooper, Paul y Richard Worthen. Feasibility of Using Large Vertical Pumps as Turbines for Small Scale Hydropower. U.S. Department of Energy. EUA 1981.
- Deng Bingli. "Small Hydro in China: Progress and Prospects", en Water Power and Dam Construction, Vol 37, N° 2, Inglaterra 1985.
- Donski, Benjamin. "Complete Pump Characteristics and the Effects of Specific Speeds on Hydraulic Transients", en Journal of Basic Engineering. EUA 1961.
- Energy Research Group. Energy Research. Directions and Issues for Developing Countries. International Development Research Centre & United Nations University, Canadá 1986.
- Espinoza, Pablo. Utilización de bombas centrífugas como turbinas hidráulicas. Centro de Estudios en Tecnología Apropriada para Latinoamérica, Chile s/f.
- Evans, Frank L. et al. "Process Machinery Drives", en Perry's Chemical Engineers' Handbook. Mc Graw Hill. EUA 1984.
- Ferrán R., Flavio. Estimación del potencial hidroenergético de los distritos de riego del país. Instituto de Investigaciones Eléctricas, México 1986.
- Hamm, Hans W. Low Cost Development of Small Water Power Sites. VITA, EUA, 1967.

- Holland, Ray E. "Micro Hydro Power for Rural Development", en Third Workshop on Small Hydro Power. RCTT/UNIDO/REDP/Government of Malaysia, Malasia 1983.
- Instituto de Economía Energética. Metodología de evaluación de alternativas para el suministro eléctrico en áreas rurales. Argentina 1987.
- Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática. Carta hidrológica de aguas superficiales 1:250,000 (Veracruz, E14-3). México 1984a.
- Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática. Carta topográfica 1:50,000 (Perote E14B26, Jalapa E14B27, Xico E14B36 y Coatepec E14B37). México 1984.
- Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática. Carta de efectos climáticos regionales noviembre-abril 1:250,000 (Veracruz, E14-3). México 1984b.
- Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática. X Censo general de población y vivienda, 1980, Vol. 30. México 1984.
- Instituto Nacional de Tuberias Plásticas, A.C. Recomendaciones en la construcción de sistemas para conducción de agua a presión, con tubería de PVC. México s/f.
- Intermediate Technology Development Group. "The Role of Micro Hydro in Developing Countries", en Water Power and Dam Construction Nov. 1985. Inglaterra 1985.
- Inversin, Allen R. Micro-Hydropower Sourcebook. NRECA, EUA 1986.
- Kitredge, C.P. "Centrifugal Pump Performance", en Karassik, Igor, et al. Pump Handbook. McGraw Hill, EUA 1976.
- Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, publicada en el Diario Oficial del 22 de diciembre de 1975, con reformas publicadas el 27 de diciembre de 1983.
- Ley Federal de Aguas, publicada en el Diario Oficial del 11 de enero de 1972.

222 Bibliografía

- Li Ling. "Exploiting seasonal energy from small hydropower stations", en Water Power and Dam Construction, Vol 37, N° 2, Inglaterra 1985.
- Mataix, Claudio. Mecánica de fluidos y máquinas hidráulicas, Haria, México 1982.
- Meier, Ueli. Electronic Load Control for Micro Hydropower Plants. SKAT, Suiza 1986.
- Meier, Ueli. Local Experience with Micro-Hydro Technology. SKAT, Suiza 1981.
- Ossberger-Turbinenfabrik. Water Power from Weissenburg. R. F. A. s/f.
- Qian Zhengying. "The Chinese Approach to Hydropower", en Water Power and Dam Construction, Vol 37, N° 2, Inglaterra 1985.
- Salmador, Francisco. "Minicentrales hidroeléctricas", en Energía, julio-agosto 1984. España 1984.
- Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos. Subsecretaría de Planeación. Actualización al boletín hidrológico N° 43, región hidrológica 28, período 70-79. México 1981.
- Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal. Balance Nacional de Energía 1987. México 1988.
- Secretaría de Recursos Hidráulicos. Subsecretaría de Planeación. Boletín hidrológico N° 42, región hidrológica 27, vol. I y III. México 1971a.
- Secretaría de Recursos Hidráulicos. Subsecretaría de Planeación. Boletín hidrológico N° 43, región hidrológica 28. México 1971b.
- Serna G., Alberto. "Criterios de diseño de minicentrales hidráulicas", España s/f.
- Sotelo A., Gilberto. Hidráulica general. Limusa, Mexico 1974.
- Sterner, Thomas. El uso de la energía en la industria mexicana. El Colegio de México, México 1987.

- Uni-Bell Plastic Pipe Association. Handbook of PVC Pipe Design and Construction, EUA 1977.
- Urquia Lus, Juan Ignacio y Sebastián. Energía hidráulica y eólica práctica. Hnos Urquia Lus & PAMIELA, España 1984.
- Valverde A., Sergio y Ana María Martínez. Manual de microgeneración hidráulica. Instituto de Investigaciones Eléctricas, México 1978.
- Viqueira L., Jacinto. "Evolución del sector energético de México entre 1970 y 1983". Manuscrito, México 1984.
- Viqueira L., Jacinto. "La energía hidroeléctrica en México", en Ciencia N° 37, México 1986.