

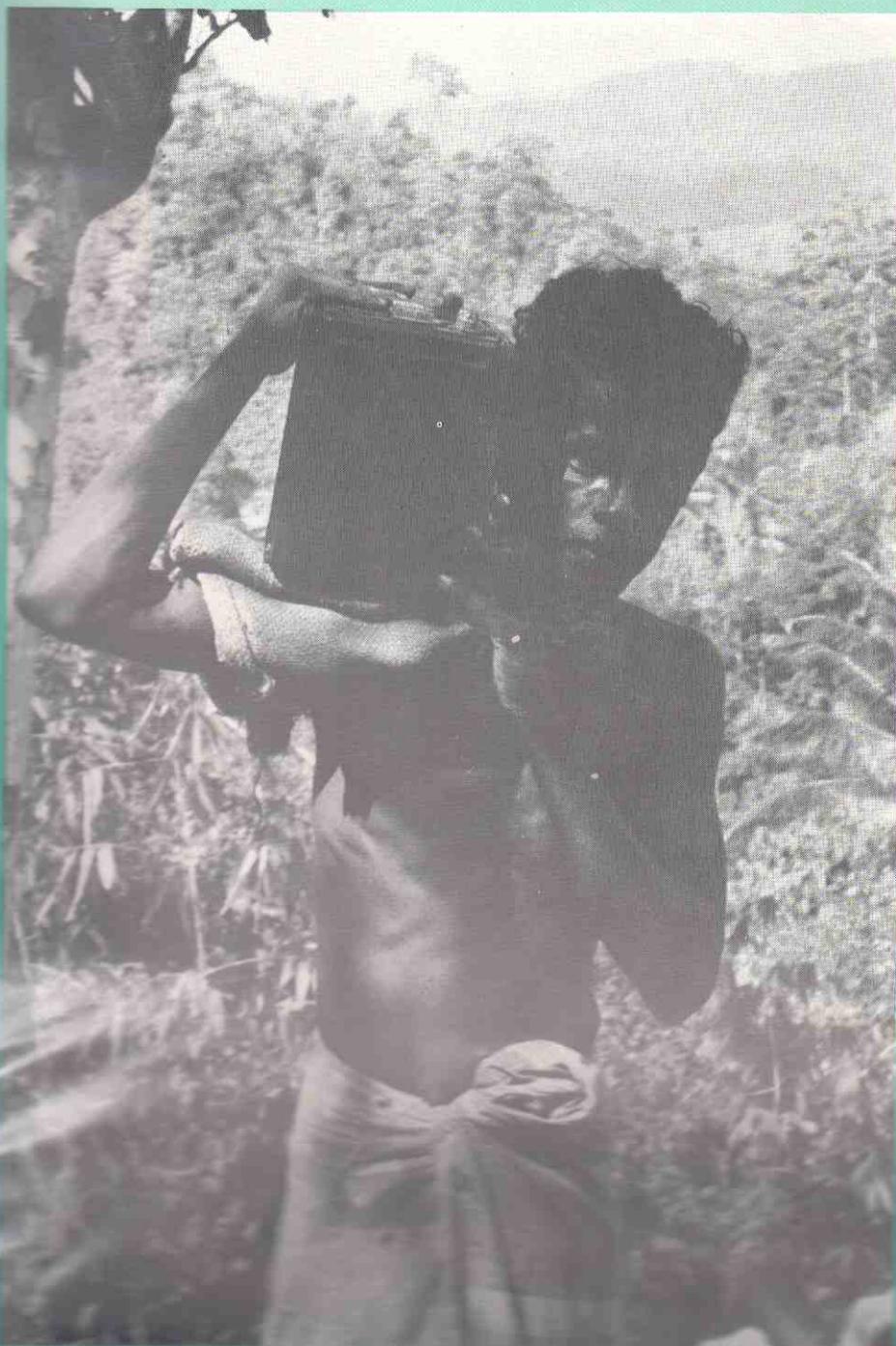
HIDR



RED

Red de Micro Hidroenergía

ISSN 0935 - 0578 **2/91**



Contenido

Electrificación rural basada en baterías de 12V.	2
Energía "empaquetada": cara pero indispensable	5
Carga de baterías en Sri Lanka	6
Turbinas Pelton para la carga de baterías en Colombia	8
Tipos de tomas frontales y de Sifón	10
Desarrollo y fabricación local de equipo para MCH	12
Energía hidráulica en Cuba	14
Concurso de conocimientos	15

Estimado lector ,

La presente edición de HIDRORED está dedicada a la «pico-hidrogenación», es decir, aquellas pequeñas instalaciones comprendidas entre los 100 W y los 5 kW. Las picocentrales constituyen un primer paso para que las comunidades rurales puedan tener éxito cuando posteriormente traten con instalaciones mayores (hasta 200 kW).

Debido a sus pequeñas dimensiones, las picocentrales pueden ser adquiridas fácilmente por los pobladores, estableciéndose así una relación particular con la maquinaria y posibilitando la realización de adaptaciones y de cambio de repuestos en talleres locales.

Estas centrales no sólo son fáciles de adquirir sino que tienen la ventaja de ser portátiles, pueden ser instaladas por los mismos pobladores con el consiguiente ahorro en los costos, y reubicadas e incluso vendidas a un nuevo usuario.

Se puede decir que una tecnología tiene éxito si se ha desarrollado lentamente en una región determinada y crecido sobre la base de iniciativas locales. La respuesta local a una picocentral de muestra puede servir de pauta para medir la conveniencia de la hidrogenación en una región dada, lo que permite un mayor conocimiento de las técnicas modernas, tuberías de presión, generadores, etc. para su desarrollo. Esto proporcionará el fundamento de un apoyo local para instalaciones posteriores más grandes y más complejas.

Adam Harvey / ITDG

Fotografía de la edición: Electrificación rural mediante baterías



Alternativas para la electrificación rural en el Perú

Electrificación rural basada en baterías de 12 V

por Enrique Rodríguez (PROMIHDEC)

Cada uno de los tres «modelos» básicos de electrificación rural tiene severos inconvenientes: la conexión a la red y el sistema de generación basado en la energía hidráulica requiere de una alta inversión -especialmente cuando la comunidad está dispersa- una red local con un grupo Diesel tiene altos costos de operación y mantenimiento y por lo general no es muy confiable. En varios pueblos de los andes peruanos es factible el uso de baterías de autos de 12 V como una sencilla alternativa al uso de velas y lámparas de kerosene. Para cargarlas se puede utilizar hidrosistemas muy pequeños. PROMIHDEC ha empezado a ganar experiencia en este campo.

Las velas y las lámparas de kerosene constituyen la fuente tradicional de iluminación en los pueblos de la región andina del Perú. La mayoría de ellos está compuesto de 20 a 100 familias que gastan hasta US\$11 mensualmente en alumbrado. No debe llamarse la atención entonces de que la gente piense en soluciones alternativas a este problema; una de ellas puede ser el uso de baterías de auto de 12 V y de lámparas pequeñas. Sin embargo, esto tiene algunas limitaciones: la batería tiene que ser llevada hasta el pueblo más cercano para su recarga lo cual resulta bastante caro e incómodo.

PROMIHDEC ha desarrollado un sistema basado en baterías de 12 V para pueblos con un potencial para la minigeneración (saltos y caudales de hasta 25 m y 30 l/s, respectivamente). Este tiene dos elementos principales.

a) La unidad de carga de la batería consistente en una pequeña turbina de flujo transversal que acciona un alternador de auto el cual puede ser adquirido fácilmente.

b) Grupos de generación para unidades familiares consistentes en una batería de auto de 12 V con protección electrónica contra descarga excesiva y profunda, una lámpara halógena de 10 o 20 W y el material necesario para la instalación.

Nuevo concepto en turbinas

A fin de producir una turbina conveniente para esta aplicación especial, se construyó una turbina de flujo transversal del tipo MT/1 (Fig.1), usando, en una primera etapa, un diseño común. Para reducir el costo total del sistema se realizó un nuevo diseño del tipo MT/2 (Fig.2) basado en los siguientes parámetros:

- Caída entre 10 y 25 m, con una potencia suficiente como para accionar un alternador de auto disponible en el mercado local.

- Alta velocidad de rotación, cercana a la de los alternadores (alrededor de 2500 rpm).

- Mínimo número de elementos y un diseño adecuado para su construcción en la mayoría de talleres locales.

Esto dio como resultado un diseño basado en dos carcasas de aluminio fundido con el rodete en voladizo y con los cojinetes montados en un solo lado. Los dos cojinetes de bolas son del mismo tipo que el de los alternadores para simplificar el mantenimiento. El rodete se fabrica de acero con

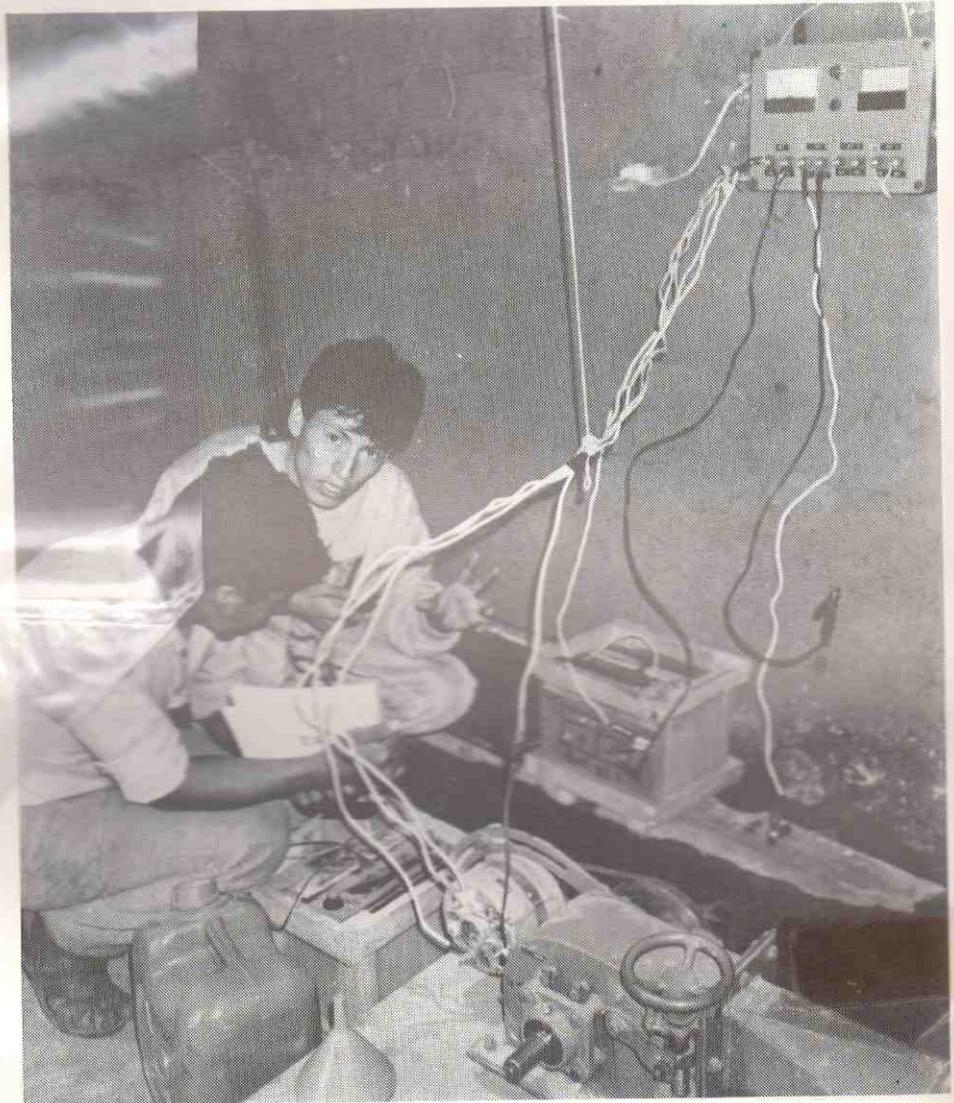


Fig 1: La primera unidad de carga de baterías con una turbina MT/1.

álabes soldados en las ranuras de los discos laterales. Una parte de la carcasa alberga al rodete y a la válvula y la otra parte constituye la admisión.

Luego de haber construido tres turbinas MT/2, se llegó a las siguientes conclusiones:

- Si el rodete es pequeño, no se puede fijar los álabes con soldadura eléctrica sino más bien con soldadura de bronce. Se empleó un nuevo método para colocar con precisión los álabes: primero se sueldan los discos al eje y luego se hace una ranura en ambos discos con el cortador circular de una fresadora, sólo entonces el álabe se ajustará perfectamente a la ranura. Para los otros álabes se apela al mismo método usando el cabezal divisor de la fresadora. Después del fresado, los álabes se sueldan a las ranuras haciendo que encajen perfectamente (Fig.3).
- Para la fundición de los elementos de encaje se usaron moldes de madera y de arena. Esto dio como resultado una superficie rugosa, la que posteriormente fue maquinada. A fin de reducir costos con miras a una producción en serie, se confeccionaron moldes metálicos, los que hicieron posible un mejor acabado y una reducción del maquinado.
- El costo del prototipo MT/2 ascendió a unos US\$450.00 por unidad, y se espera reducir este precio a US\$300.00 mediante una producción en serie.

Algunos comentarios sobre los componentes del sistema

La tubería de presión usada en el sistema está hecha de PVC habiéndose empleado también tubería de desagüe de cemento para los tramos de baja presión.

En cuanto a los alternadores (35 a 62 A), se usan sólo aquellos de los que haya repuestos en el stock por parte de los proveedores. El tamaño de la máquina depende de la demanda de energía requerida por el cliente. Para aumentar la vida útil del alternador se decidió reducir la velocidad (a menos de 2500 rpm).

El panel de control tiene incorporado un regulador de voltaje estándar de automóvil, mientras que la corriente de carga se regula mediante la válvula manual de la turbina. Dicha corriente debe mantenerse entre 5 y 6 A en cada una de las baterías, las que deben ser recargadas por lo menos cada 12 horas.

Las baterías de 12 V se pueden adquirir en el mercado local con capacidades que

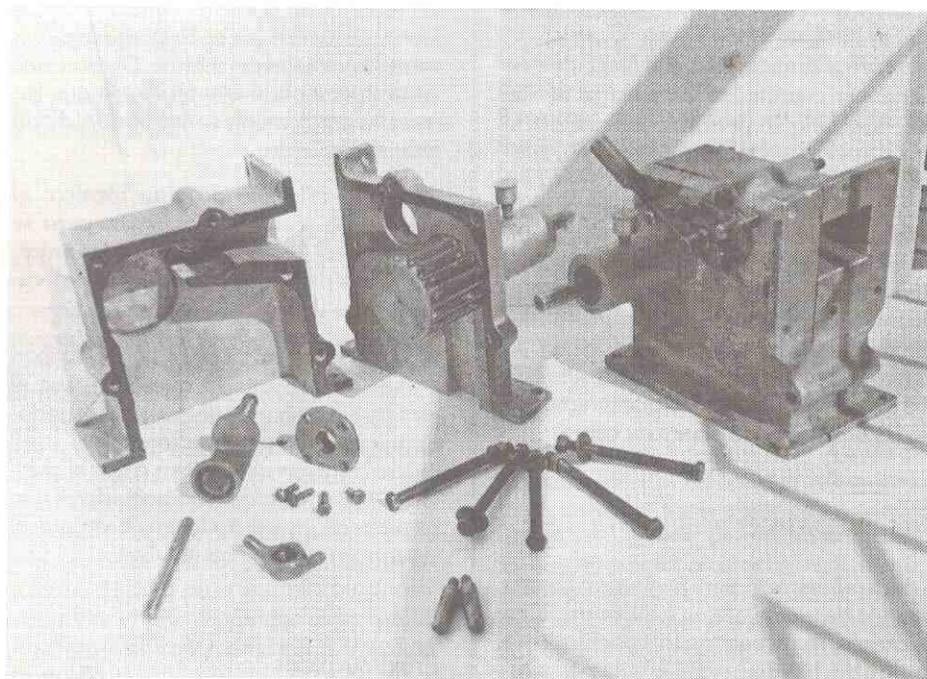


Fig. 2: Una propuesta original al diseño de turbinas de flujo transversal: MT/2 basada en una fundición de aluminio.

varían entre 45 y 130 A-hr. En este proyecto se recomienda las baterías de 55 A-hr debido a razones de costos y transporte. Sabemos también que las baterías para arrancadores no son ideales por los continuos ciclos de arranque y descarga en este tipo de uso, pero su disponibilidad y relativo bajo costo las hacen una alternativa viable.

Para proteger a la batería contra una profunda descarga y sobrecarga se ha desarrollado un dispositivo de control mediante el uso de un relay electromagnético de 10 A empleado como dispositivo de corte. Allí un diodo fotoemisor rojo corresponde a 11 V (descarga profunda) y uno verde a 14.3 V (sobrecarga).

En el caso de las lámparas, hemos probado tres tipos:

- Lámparas fluorescentes, que tienen como componente crítico un balasto electrónico. Se han usado lámparas importadas y nacionales. Las importadas son de alta eficiencia y larga duración, pero tienen la desventaja de su alto costo (40 a 50 US\$), lo cual hace prohibitivo su uso. Asimismo, probamos balastos de manufactura nacional dado que su bajo precio (5 a 10 US\$) y disponibilidad compensaban largamente sus limitaciones técnicas.
- Las lámparas de iluminación de autos son muy baratas, pero tenían desventajas que impedían su uso, tales como la baja eficiencia de conversión (electricidad en luz) y poca durabilidad.

- Lámparas halógenas de 12 V, que seleccionamos para nuestro sistema debido a su relativamente alta eficiencia, intensidad de luz y larga durabilidad. Las lámparas y los soquetes son importados, mientras que los reflectores son de producción local y sirven para iluminar una habitación de 16 m².

Aspectos socio-económicos

La unidad se usa sólo tres horas al día (de 6.00 a 9.00 pm), lo que significa un consumo de energía entre 90 y 150 Wh, de allí que la batería necesite ser recargada dos o tres veces al mes, pudiendo servir así hasta 120 familias.

El costo de la unidad de carga depende de las condiciones del lugar y del tamaño del equipo, variando entre US\$ 1500 y 2500, lo que incluye obra civil y la instalación. El precio de una unidad familiar varía entre 60 y 90 US \$.

Financiación

Para la fase piloto, la unidad de carga fue instalada a expensas de PROMIHDEC, dándoseles a los beneficiarios un período de 6 meses de plazo para que decidan una compra futura. Mientras tanto, el usuario paga una cantidad fija por cada carga, con lo que se ahorra para la amortización y el gasto de operación de la unidad. La unidad, no obstante, deberá ser pagada por el mismo usuario.



Dado que el costo de la unidad es relativamente alto, PROMIHDEC ha desarrollado un sistema llamado «Alquile una batería»: siendo la comunidad propietaria de las baterías, cualquier persona puede alquilarle una pagando un depósito de garantía, además de una suma fija por cada recarga. Este sistema es semejante al usado en el Perú para comprar un tanque de gas licuado, y en el que se paga una cantidad fija por llenar dicho tanque. Con este sistema de financiación, hasta el poblador más pobre puede beneficiarse usando la unidad de carga. Una ventaja adicional de este sistema es que permite un buen mantenimiento de las baterías en la planta de carga.

Tres instalaciones piloto

Como primer paso para la difusión de esta tecnología y para adquirir experiencia en el campo, se escogieron tres pueblos para la instalación de sendos programas-piloto. Estos tenían que cumplir con los siguientes requisitos:

- Que estuvieran familiarizados con el uso de baterías para iluminación.
- Que tuvieran suficientes recursos hidráulicos que no se usaran en irrigación.
- Que estuvieran situados a por lo menos 5 km de distancia de la estación de carga más cercana.
- Que el lugar donde se colocaría la turbina estuviera muy próximo al pueblo.
- Que existieran pueblos vecinos interesados en el nuevo sistema.
- Que hubiera un operador capaz de manejar el sistema.
- Que la comunidad estuviera interesada y dispuesta a colaborar.

Lecciones aprendidas y próximos pasos

1. Para que el sistema tenga éxito, es fundamental que el usuario acepte la tecnología.

Por ejemplo, en el caso de la primera instalación, los usuarios pensaron que el diodo fotoemisor verde de la protección electrónica de la batería (el que está conectado siempre que la batería no esté cercana a una descarga fuerte), consumía excesiva corriente por lo que procedieron a desconectar el control de la batería. Como consecuencia, las baterías se malograron y

los usuarios no pudieron evitar descargas fuertes. Esto hizo que se despertaran dudas sobre las ventajas del sistema. Durante una visita se descubrió este problema que fue resuelto simplemente conectando el diodo fotoemisor verde.

2. Desde el punto de vista técnico, el sistema no presenta problemas, pero se considera de importancia capital el entrenamiento de los operadores para el correcto uso de las baterías.

3. Al principio los usuarios no efectuaban a tiempo sus pagos ya que escaseaba el dinero. Sin embargo, después de un período inicial de familiarización con el sistema, se sintieron obligados a pagar el préstamo. Por otro lado, hubo pobladores que pagaron de inmediato luego de ver que el sistema en verdad funcionaba.

Próximo pasos

En el futuro se apuntará a las siguientes metas:

- Uso de motores de inducción como generadores en lugar de alternadores a fin de generar 12 V CC mediante un transformador y un rectificador.
- Fabricar una protección de descarga profunda que requiera de menor potencia en su operación.
- Fabricar un convertidor de voltaje de 12 a 6 o 9 V para operar radios.

En líneas generales, será muy importante encontrar soluciones que sean al mismo tiempo baratas y confiables, lo que aparentemente es una contradicción. Al inicio del programa la confiabilidad es de gran importancia, no así el costo, pues con ello se

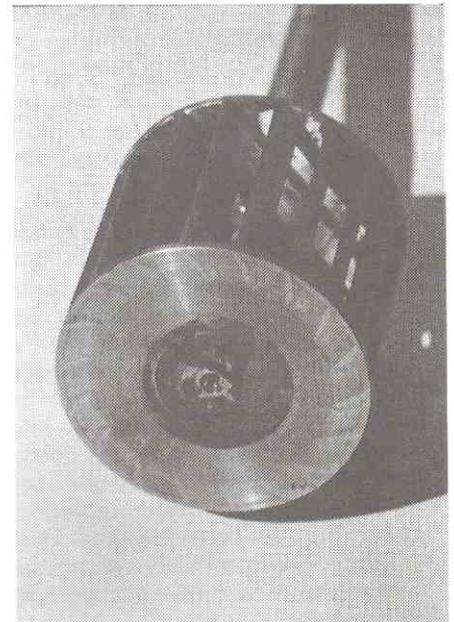


Fig. 3: Un detalle original de diseño del modelo MT/2: ubicación y fijación de los álabes del rodete a los discos laterales.

logra la aceptación de la nueva tecnología. Sin embargo, a la larga es indispensable encontrar soluciones que sean al mismo tiempo confiables y que tengan un precio razonable.

Autor:

Enrique Rodríguez es responsable de los asuntos de ingeniería mecánica en PROMIHDEC.

PROMIHDEC
Av. Pardo 1041
Casilla 841
Cusco, Perú.

Característica	Turbina MT/1	Turbina MT/2
Tipo	Flujo transversal	Flujo transversal
Diámetro del rodete	160 mm	73 mm
Ancho del rodete	60 mm	60 mm
Cojinete	en ambos lados del eje	a un solo lado del eje
Válvula	mariposa	circular
Carcasa	de plancha acero soldada	aluminio fundido
Salto H(m)	8-20	10-25
Caudal Q(l/s)	10-30	8-19
Velocidad de rotación (rpm)	707-1118	1733-2740
Velocidad específica Ns (rpm)	36-79	67-120
Potencia P(kW)	<2.5	<1.5

Tabla 1 : Características de las microturbinas desarrolladas por PROMIHDEC



Energía «empaquetada»: cara pero indispensable

El caso de un pueblo en Bolivia

por Marcelo Hinojosa y Reinhold Metzler

Qjopi es un pequeño pueblo boliviano situado a dos horas de viaje, por difíciles caminos, de la ciudad de Cochabamba. Sus 100 familias usan el río Pacona para irrigar sus campos que producen principalmente maíz, trigo y papas.

Qjopi fue elegido como centro de una instalación-piloto del Programa de MCH del CESAT (Centro de Servicios y Asistencia a la Producción Triguera), el cual está orientado a ayudar a los agricultores en la producción de trigo en la zona. Recientemente se han realizado actividades a fin de potenciar el uso de pequeños recursos hidroenergéticos para el procesamiento de trigo (p. ej. molienda) y la producción de fideos. Es tradición de la zona emplear el agua para mover molinos hidráulicos hechos de madera y piedra, muy parecidos a los del tipo «ghatta» usados en Asia en la región del Himalaya.

A modo de preparación, se realizó un estudio socioeconómico de Qjopi concentrado en el consumo actual de sus habitantes. Dicho estudio se basó en una muestra de 39 familias. Los resultados fueron del todo sorprendentes y se resumen en la tabla 1, asumiéndose que se encontrarán resultados parecidos en la mayoría de los pueblos de la región de Cochabamba. Estas cifras nos muestran con claridad la importancia que tiene la energía en la vida del pueblo: es necesario el uso de linternas para inspeccionar los canales de irrigación y los campos en las noches; en todas las casas hay radios y tocacassettes, siendo las velas y las lámparas de kerosene la principal fuente de iluminación. Este consumo de

energía se basa en tres fuentes: pilas (por lo general del tamaño «D») para linternas y radios, gas licuado para la iluminación y kerosene para el «mechero», que es un tipo de lámpara hecho de latas vacías.

¡El equivalente monetario de este consumo asciende a US\$10,530 anuales para todo el pueblo de 100 familias, o sea a US\$ 8.80 mensuales por familia! Considerando sólo las pilas, resulta significativo lo siguiente: 12,220 pilas son usadas anualmente por el pueblo y luego desechadas, ¡una forma de contaminación química en los pueblos!

Hechos como los descritos anteriormente son muy importantes para cualquiera que esté relacionado con el planeamiento de la energía para áreas rurales en donde la energía «empaquetada» (como las pilas) juega un rol muy importante, siendo además de cara eventualmente peligrosa para el medio ambiente.

La instalación piloto de Qjopi está planeada para responder a la demanda energética de este pueblo. Una turbina de flujo transversal, fabricada en Bolivia, accionará un molino de granos y un generador eléctrico; además de la iluminación, la electricidad generada pondrá en funcionamiento pequeñas máquinas para la producción de fideos. Los fideos juegan un rol importante en la alimentación de los pobladores (10 kg/fam/mes), y hasta el momento son traídos de la ciudad. Mediante la producción local se reduce la pérdida de los ingresos de los agricultores al retenerse en el pueblo el valor agregado. La molienda y la producción de fideos son las metas producti-

vas y han sido concebidas a fin de generar un ingreso suficiente que sirva para reembolsar el préstamo solicitado para la construcción de la planta.

Para usar la instalación en servicios de iluminación, se tenderá una línea de distribución de 220V a través del pueblo, empleando lámparas fluorescentes de 20 W. Con el fin de reforzar las pilas corrientes para radios y linternas se habló de un recargador de baterías para pilas de níquel-cadmio. Existe en los pueblos poca experiencia con sistemas que emplean este tipo de pilas recargables, por lo que cualquier consejo será acogido con beneplácito.

El alto grado de interés y participación de los pobladores en su MCH proviene de la expectativa de tener electricidad para el alumbrado. Esto se desprende del hecho de que ofrecieran en el acto recolectar de sus propios fondos el dinero necesario para adquirir todos los elementos que el alumbrado requiera.

Qjopi es un ejemplo perfecto para mostrar la importancia que dan las poblaciones rurales al suministro de luz, y demuestra hasta qué punto están dispuestas a pagar con su escaso dinero disponible, aun cuando esto signifique pagar por la más costosa forma de energía: las pilas secas. Esperemos que pronto empiece un intenso intercambio de experiencias en este campo, a fin de poder utilizar pequeñas fuentes de energía con un alto grado de aprovechamiento.

Autores :
Marcelo Hinojosa
 Encargado del Programa de MCH del CESAT
 Av. Independencia 2114
 Casilla 3312
 Cochabamba, Bolivia
Reinhold Metzler
 Responsable de la Sección de MCH de FAKT y consultor técnico del CESAT.

nº de miembros	nº de familias	Pilas secas		Gas		Kerosene		Velas	
		nº (pares)	Costo (Bs)	nº (Bl)	Costo (Bs)	nº (l)	Costo (Bs)	nº (l)	Costo (Bs)
1	3	144	336	38	494	-	-	768	168
2	2	144	360	24	312	12	18	384	96
3	6	420	1068	64	904	15	30	936	190
4	5	252	630	84	1092	20	20	1636	312
5	5	252	594	52	676	-	-	1344	276
6	8	528	1248	104	1384	20	20	1816	332
7	2	156	390	20	260	-	-	720	150
8	3	192	480	66	858	20	40	708	216
9	4	192	450	54	678	-	-	792	132
10	1	69	240	6	78	-	-	192	48
TOTAL	39	2376	5796	512	6736	87	128	9292	1920

Tabla 1: Consumo anual de energía para luz y radio. Muestra del poblado de Qjopi/Bolivia. 1US \$ = 3.55 Bs.



Carga de baterías en Sri Lanka

por Priyanth Hettiaratchi y Andy Brown

Algo común en Sri Lanka es ver a un poblador transportando en su hombro una pesada batería de auto y llevándola luego en bicicleta o en ómnibus, a un pueblo cercano. Allí la dejará por dos o tres días en una cola de otras baterías para que sea recargada, debiendo recogerla en un segundo viaje. Las baterías rara vez duran más de dos años y es muy difícil su reemplazo. ¿Por qué esta escena es común en virtualmente todos los países en vías de desarrollo y de qué modo pueden las MCH ayudar a reducir los gastos y dificultades mediante estaciones de carga en los pueblos?

En la mayor parte de los pueblos de Sri Lanka donde no hay electricidad disponible para la gente pobre, las baterías constituyen una solución habitual, sobre todo si se considera que la conexión a las redes de transmisión próximas a los poblados resultaría muy costosa. Las baterías se usan por lo general para operar televisores de 12" y también radios, siendo la siguiente prioridad la iluminación a base de uno o dos tubos fluorescentes de 10W. Sin embargo, esto último no es tan importante, ya que el empleo de lámparas de kerosene está muy difundido en casas que no cuentan con electricidad - pues este combustible está subsidiado.

Las baterías descargadas se llevan a una estación de carga, generalmente alimentada por la red. Allí el precio de recarga es de US\$ 0.65 la unidad. Si la batería es transportada en ómnibus, hay que agregar otros US\$ 0.25, aproximadamente.

Puesto que el precio de la recarga es elevado, es costumbre que el propietario utilice la batería hasta descargarla completamente antes de recargarla. Esto por lo general es muy malo para las baterías de plomo-ácido, ya que reducen su vida a más o menos un año.

Una batería de plomo ácido fabricada en Sri Lanka cuesta alrededor de US\$ 37.50 para 62 amp-hora. Esta podría durar unos tres años si se la recarga regularmente al menos una vez por semana en caso de que se la use con un televisor y en alumbrado. Por consiguiente, el costo por carga será del orden de US\$ 1.15, incluyendo la depreciación de la batería. Si el mismo usuario se conectara a una red cercana, ello le costaría inicialmente US\$ 185 incluyendo los alambres de la casa y la conexión propiamente dicha, más un gasto mensual de US\$ 1 por el consumo eléctrico. Estos costos están subsidiados por el gobierno en caso de tratarse de pueblos apartados. Si el punto de conexión a la red no está cerca del pueblo, entonces no habrá electricidad por mucho tiempo debido a que es muy caro dotar al pueblo de un transformador, así como de conexio-

nes para unas cuantas viviendas desperdigadas.

Cuando en un pueblo existe energía hidráulica, resulta interesante instalar una pequeña turbina con un cargador de baterías. Así, por ejemplo, un grupo con una potencia de 300 W podrá cargar dos o tres baterías al mismo tiempo, requiriéndose de unas 10 hr de carga por cada batería. Se

puede cargar un promedio de siete baterías por día, de modo que en una semana se recargue un número de 40 o más. Operando con un factor de carga razonable, se puede abastecer así hasta 20 casas, de forma que cada casa puede usar alrededor de 62 amp-hora (750 Wh) cada 7 días. Esto es suficiente para dos tubos fluorescentes de 10W y un televisor o radio funcionando 3 horas diarias. Obsérvese que en este ejemplo sólo se necesita 15 W de la potencia instalada para cada casa.

Un grupo de este tipo costará unos US\$ 1,900 incluyendo baterías para 20 usuarios y el equipo de carga. Para un período de 10 años, los costos de mantenimiento pueden promediar los US\$ 190 anuales, más los costos de reemplazo de las baterías. Sin embargo, si consideramos el costo de conectar estas casas con un pueblo alimentado por un grupo Diesel o con un pueblo grande abastecido por hidroelectricidad, entonces los costos serán muy altos.



Una escena común en Sri Lanka: poblador que viene a cargar su batería.

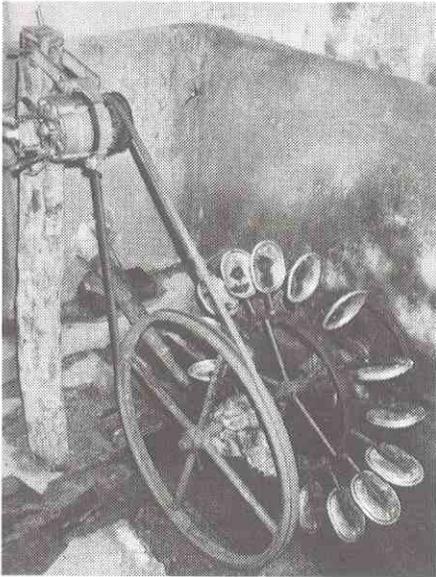


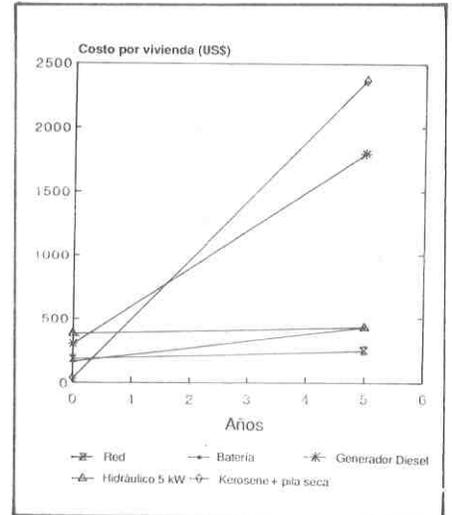
Fig 1: Costo de capital más costo de operación de diversas alternativas.

Y cuando consideremos una conexión directa al sistema central, entonces debemos tener en cuenta el patrón de carga, que por lo general se eleva notablemente en horas de la noche. El factor de carga será bajo y se necesitará alrededor de 1 kW para ali-

mentar a 20 casas con las mismas cargas. Este tipo de instalación costará alrededor de US\$ 2,500 más los costos de transmisión a cada casa. La línea de transmisión de bajo voltaje para las casas costará unos US\$ 1,750 por casa y por km, siendo común que las casas de los pueblos de Sri Lanka estén situadas a unos 500 m unas de otras. El costo total del cableado no hace atractivo llevar a cabo un proyecto de este tipo sólo con fines de iluminación, de allí que el uso de baterías recargables de ácido-plomo con una pequeña central de carga, resulta muy atractivo para cargas con fines domésticos.

La figura 1 nos muestra el costo de capital más el costo de operación de la conexión a la red, comparado con otras fuentes disponibles por usuario cuando la red está muy próxima. Este gráfico se basa en el supuesto de que cada usuario de un pueblo en un área remota de Sri Lanka use dos lámparas y un televisor.

Si la casa no tiene electricidad, entonces se asume que el usuario utiliza dos lámparas de kerosene a presión y que el televisor emplea pilas secas. Se debe también tener en cuenta que en Sri Lanka tanto el kerosene como la red están subsidiados por el gobierno, lo que significa que el precio de conexión a la red no refleja el costo real.



Pequeña turbina accionando un generador.

Autores :
Priyanth Hettiaratchi
Systems Engineering
131 Anderson Road
Dewihala, Sri Lanka
Andy Brown
ITDG, Gran Bretaña.

Ventajas y desventajas de la electrificación basada en baterías

Ventajas

- Bajo costo inicial.
- La baja potencia de la turbina puede abastecer a muchos usuarios.
- Las baterías pueden cubrir los picos de corta duración.
- Las baterías son portátiles y se pueden transportar a largas distancias, lo que resulta más barato que conectar casas situadas lejos de sistemas centralizados.
- La calidad de la luz es mejor que la del kerosene.
- Más fácil de fijar el precio y de cobrar que si se emplean medidores.
- Fácil de mantener con personal local y no es necesario llamar a un experto en la materia para hacer el mantenimiento.
- Toma poco tiempo su instalación y puesta en operación.
- Fácil de conectar a otras baterías.
- Más segura que el kerosene y la conexión a la red considerando el tipo de casa.
- Se puede conectar, a bajo costo, a sistemas tales como molinos de arroz accionados por MCH, incrementando el factor de carga hasta casi 100%.
- Por lo general su uso no requiere de la aprobación de las autoridades.

Desventajas

- Reemplazo con regularidad: una vez cada tres años.
- La calidad de la energía proveniente de una red es mejor que la de una batería.

- A la larga es más cara que la conexión a la red.
- El transporte de las baterías es difícil y hace perder tiempo.
- No hay tantos artefactos de 12 V como sí los hay de 240 V con corriente alterna, siendo aquéllos a menudo más costosos.
- Se requiere de un operador entrenado para cargar la batería.

¿ En qué condiciones se obtiene la mejor solución usando el sistema de microhidrogeneración para la carga de las baterías ?

- Cuando las organizaciones comunales son débiles, es más fácil organizar pequeños sistemas de carga de baterías.
- Cuando existe un sistema hidráulico, por ejemplo, una planta procesadora de té con energía hidráulica, o un molino mecánico de granos. Se puede añadir sistemas de carga de baterías a bajo costo, utilizando de manera distinta la energía no empleada e incrementando los factores de carga.
- Cuando las casas están muy dispersas. Hay que tener en cuenta que la conexión será muy cara si las distancias exceden los 500 m.
- Cuando hay una cantidad muy limitada de recurso hidráulico. Usando baterías, con 1 kW se puede abastecer a 70 casas con las cargas habituales, mientras que los sistemas convencionales pueden alimentar sólo a 20 casas.
- Un sistema de carga de baterías es una solución barata en el corto plazo, si es que el capital es caro o de poca disponibilidad.



Turbinas Pelton para la carga de baterías en Colombia

por Mauricio Gnecco y John Burton

En el extremo norte de Sudamérica, la Cordillera de los Andes se divide en tres ramales en dirección norte-sur. Este territorio, en donde además se producen fuertes precipitaciones, ha hecho que Colombia sea muy atractiva para la explotación de la energía hidráulica. Sin considerar las ruedas hidráulicas con alimentación superior, las primeras turbinas introducidas en este siglo fueron del tipo Pelton. Aún en la actualidad pueden verse a estas lentas y tradicionales máquinas accionando trapiches o molinos de caña de azúcar.

Para una buena selección, la velocidad específica de una turbina Pelton expresada por la potencia W en watts, la velocidad de rotación n (rev/seg) y el salto H (metros) está relacionada con los parámetros geométricos mediante la ecuación:

$$\frac{n \sqrt{W}}{\sqrt{\rho \eta} (gH)^{5/4}} = \frac{1}{2} \sqrt{\frac{1}{\pi \sqrt{2}}} \left(\frac{d}{D}\right) \sqrt{J}$$

donde:

- ρ = densidad del agua (100 Kg/m³)
- η = eficiencia de la turbina expresado en decimales
- g = 9.81 m/s²

y D/d es la relación entre el diámetro del rotor y el diámetro del chorro ($12 > D/d > 7$) y J el número de chorros. Así, para un salto bajo de 17 m se puede activar un alternador de 1.4 kW directamente a 1800 RPM mediante una turbina de 120 mm de diámetro y 6 chorros. Este caso puede resolverse con una tecnología conocida.

Hay dos problemas asociados a la fabricación de rotores pequeños de alta velocidad con varios chorros. En primer lugar, el rodete tiene que ser liviano para evitar problemas de equilibrio; luego debe ser fundido en una sola pieza. En Colombia esto se ha resuelto usando el método de fundición de la cera perdida desarrollado por Jaime Lobo-Guerrero de la Universidad de los Andes, así como fabricando rotores de aluminio (Ref. 2).

Turbinas para la carga de baterías

Si bien el acoplamiento directo de un alternador a una turbina Pelton multichorro constituye un grupo compacto, se requiere sin embargo de una información muy exacta sobre el salto y la consecuente

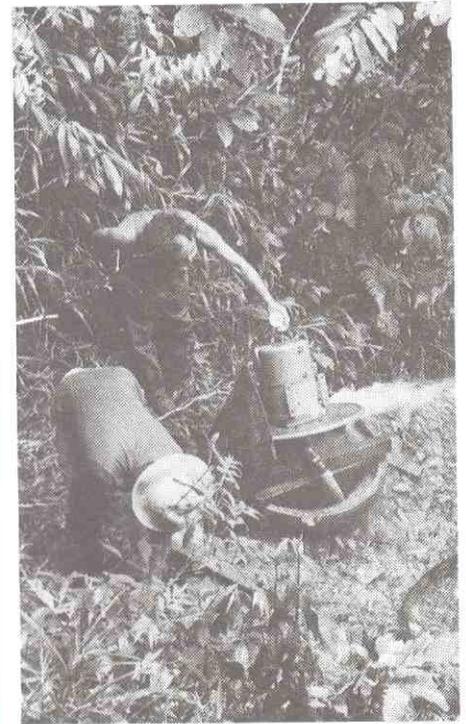


Fig. 1: Turbina Pelton multichorro de eje vertical en Antioquia. Foto: Rupert Evans

elección del diámetro del rodete que se adecúe a dicho salto. Todo esto es muy inconveniente si se quiere fabricar una unidad estandarizada para su venta como equipo agrícola a campesinos y agricultores que harán sus propias instalaciones. La unidad de carga de baterías (Fig. 2) resuelve la mayoría de estos problemas, ya que

Propietario Año de instalación	Caudal Salto	Turbina, diámetro Nº de cuchara	Tipo de generar voltaje, corriente	Uso de la energía
Escuela "Sta. Maria la Baja" Junio 1984	Q=2.5 l/s H=32.0 m	Pelton, D=0.1m Z=18	Alternador DELCO 12 V DC, 35 A	Luz para alojamiento de maestro
Asociación "El Dormilón" Diciembre 1984	Q=88.0 l/s H=46.0 m	Pelton, D=0.5 Z=24	Generador ALGESA 220/110 V AC, 20 kVA	Generación de electricidad Sierra comunitaria
Universidad de los Andes Agosto 1985	Q + H variable	Pelton, D=0.1m Z=18	Diferentes tipos de al- ternadores/generadores	Módulo de estudios para estudiante
Vecinos de "Las Juntas" Abril 1986	Q=3.8 l/s H=45.0 m	Pelton, D=0.1m Z=18	Alternador PRESTOLITE 12 V DC, 45 A	Carga de baterías para 5 familias vecina
Olivero Quilones Julio 1986	Q=5.8 l/s H=47.0 m	Pelton, D=0.1m	Generador BRUSH 10 V AC-12 V DC, 2 kW	Luz y música para restaurant
Estadero Carpa Azul Febrero 1987	Q=2.0 l/s H=75.0 m	Pelton, D=0.3 m Z=22	Generador KBK 110 V AC-12 V DC, 1.5 kW	Luz y música para restaurant
Reserva Natural ACAIME Diciembre 1989	Q=3.0 l/s H=14.0 m	Pelton, D=0.1m Z=18	Alternador DELCO 24 V DC, 35 A	Estación científica
Los Cambios Ltda Arbaleaz, Condinamarca	Q=4.0 l/s H=44.0 m	Pelton, D=0.1 m Z=18	Alternador DELCO 12 V DC, 45 A	Bomba de vacío para máquina de ordeñar
Reserva La Planada Abril 1988	Q=100 l/s H=2.2 m	Flujo transversal D=0.2 m, Z=16	Generador BRUSH 3 kVA, monofásico	Luz y electricidad para estación científica

Tabla 1. Selección de instalaciones realizados por FDT.

se puede usar uno o más chorros y que existen varias opciones de poleas para el accionamiento del alternador por medio de fajas.

Una de las unidades colombianas (Fig. 2) fue llevada a Gran Bretaña y usada como componente de un equipo de instalación de ensayo por estudiantes de postgrado del Programa de Energías Renovables y Medio Ambiente de la Universidad de Reading. La potencia mecánica y eléctrica de la unidad cuando operó con un solo chorro de 12.5 mm bajo un salto de 30 m y un caudal de 2 l/s fue de 380 y 150 vatios, respectivamente. La carga máxima fue de 9.2 A a 12 V y el grado de eficiencia de cada uno de los componentes fue: turbina 65%; transmisión 63%; alternador 62%.

Obviamente el bajo rendimiento de las fajas en V y del alternador podría mejorar-

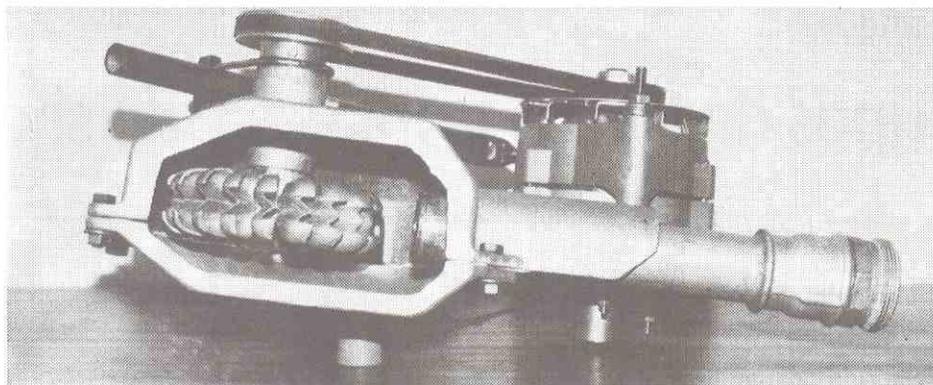


Fig. 2: Turbina Pelton construída en Colombia por FTDA para cargar baterías.

se, pero se trata de componentes de automóvil típicos de Colombia, y en ello reside su valor. Es un equipo que le resulta familiar a un simple mecánico del pueblo rural más cercano. La misma turbina, con un

chorro más grande de 16mm, produciría 60% más de potencia para el mismo salto de 30 m y, siempre que haya suficiente agua, esta cifra podría duplicarse una vez más usando un segundo chorro.

Algo debemos decir sobre la resistencia al desgaste de los rotores de aluminio. Uno de esos rotores fue instalado en agosto de 1980 en la granja de exhibición de Alvaro Villa. Luego de 10 años de rotación ininterrumpida, el dispositivo terminó gastándose por completo. Pero hay que tener en cuenta que había estado operando bajo un salto de 46 m con 4 chorros y cada cuchara había estado expuesta a 3.5×10^{10} inversiones.

Conclusiones

Las turbinas hidráulicas que accionan alternadores para sistema de carga para baterías pueden proporcionar cantidades significativas de energía a hogares remotos, escuelas y centros de salud. La administración eléctrica del sistema es parecida a aquella adoptada en el mercado fotovoltaico; sin embargo se debe ver que los cojinetes estén siempre en buen estado.

FDTA - Fundación para el Desarrollo de Tecnologías Apropriadas

La sucursal de la ONG FDTA en Colombia fue fundada en 1983 por un grupo universitario. Sus actividades se concentran en las áreas tropicales del país, trabajando con grupos de agricultores que llevan la dura vida típica de áreas rurales extremadamente aisladas del país. Su propósito es contribuir a reforzar la auto confianza de la gente y ayudar en actividades que fomenten el desarrollo de individuos y de grupos.

Desde un comienzo la hidroenergía ha sido una meta fundamental del trabajo de la FDTA. Como una de las actividades en este campo, la FDTA efectuó un «Estudio general de mercado para micro-hidroturbinas en Colombia», y como resultado se desarrolló el equipo adecuado para las necesidades y condiciones en este campo. En la tabla 1 se indican algunos ejemplos.

Más de 20 cargadores de baterías instalados

Además de 7 plantas de alta capacidad, la FDTA ha instalado más de 20 plantas exclusivamente para la carga de baterías con capacidades que varían entre 200 y 3000 W.

Las turbinas Pelton desarrolladas por FDTA han sido usadas para saltos entre 5 y 50 m. Para los saltos por encima de los 12 m la turbina se ha acoplado directamente al generador, al tiempo que los caudales han variado entre los 3 y 20 l/seg. Para el ajuste de caudales variables se ha cambiado el número de chorros.

Perspectivas

La mejor manera de difundir las MCH es montando instalaciones que funcionen bien. La FDTA tiene actualmente más de 500 pedidos de unidades de carga de baterías, y lo que se necesita ahora son fondos para talleres pequeños donde se pueda producir en serie sus «HIDROBAT».

Se está buscando nuevas formas de operar cargadores de baterías usando turbinas de flujo axial, ya que en el 40% de los pedidos, el salto disponible es menor de 3 m.

C. Zárate / FAKT



Referencias bibliográficas

Burton, J.D. «Low Head Micro-Hydro Experiences in Colombia, South America» UK-ISES Conference «Low Head Hydro-Electricity», pp 49-57, 1988.

Feinberg, W. «Lost Wax Casting - A Practitioner's Manual», IT Publicaciones.

Autores :

Mauricio Gnecco : Fundación para el Desarrollo de Tecnologías Apropriadas, Apartado Aéreo 85031, Bogotá, Colombia, Sudamérica.

John Burton : Energy Group, Department of Engineering, University of Reading, PO Box 225, Reading RG6 2AY, GB.

Parte 7:

Tipos de tomas frontales y de sifón

por H. Hildebrand

La toma de una MCH es un elemento básico de ingeniería. En las partes 5 y 6 de los «Fundamentos», nos hemos ocupado de la selección del lugar y de la toma lateral. Ahora hablaremos de dos tipos más: la toma frontal y la toma de sifón.

La toma frontal

En el caso de la toma frontal, el control del lecho de carga funciona bajo el mismo principio que en la toma lateral con un canal de limpieza de operación continua. La parte baja del caudal que contiene mucho lecho de carga está separado horizontalmente de la parte superior del caudal que contiene poco lecho de carga mediante un plano de desviación que lo devuelve al río (Ver fig. 7.1).

En la superficie no hay gran diferencia entre la toma frontal y la toma lateral con un canal de limpieza. En la toma lateral se desea usar principalmente el flujo espiral que se forma en la curva cóncava del río y que desvía el lecho de carga, mientras que en el caso de la toma frontal este efecto no se utiliza. Por el contrario, el propósito es garantizar el mayor caudal uniformemente, distribuido en dirección a la sección transversal de la toma, a fin de separar en forma más efectiva el agua que contiene sedimento del agua con poco sedimento. Por consiguiente, rara vez las tomas frontales son colocadas en la curva de un río, pero es común encontrarlos en los tramos rectos de un río en donde el caudal es mucho más uniforme.

Como ocurre en el caso de la toma lateral con un canal de limpieza, también la carga del lecho de la toma frontal es lavada a presión. Este tipo de toma siempre es construido con un vertedero a fin de garantizar la necesaria diferencia en salto de energía que debe existir entre el nivel superior e inferior de agua del río.

Para evitar el indeseable caudal secundario, el eje del canal de la toma debería ser siempre paralelo a la dirección de la corriente, es decir, considerando una toma construida en un tramo recto del río, paralelo al eje del mismo. La cantidad de agua requerida para el lavado está regulada por una válvula de compuerta situada al final del canal de limpieza. Sin embargo, la altura libre más conveniente de este canal

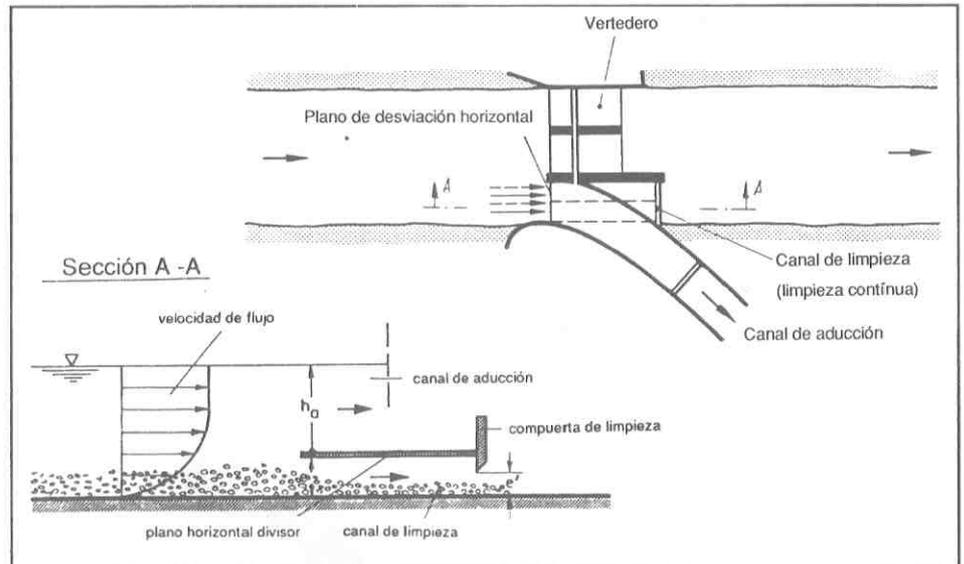


Fig. 7.1: Toma frontal por Scheuerlein.

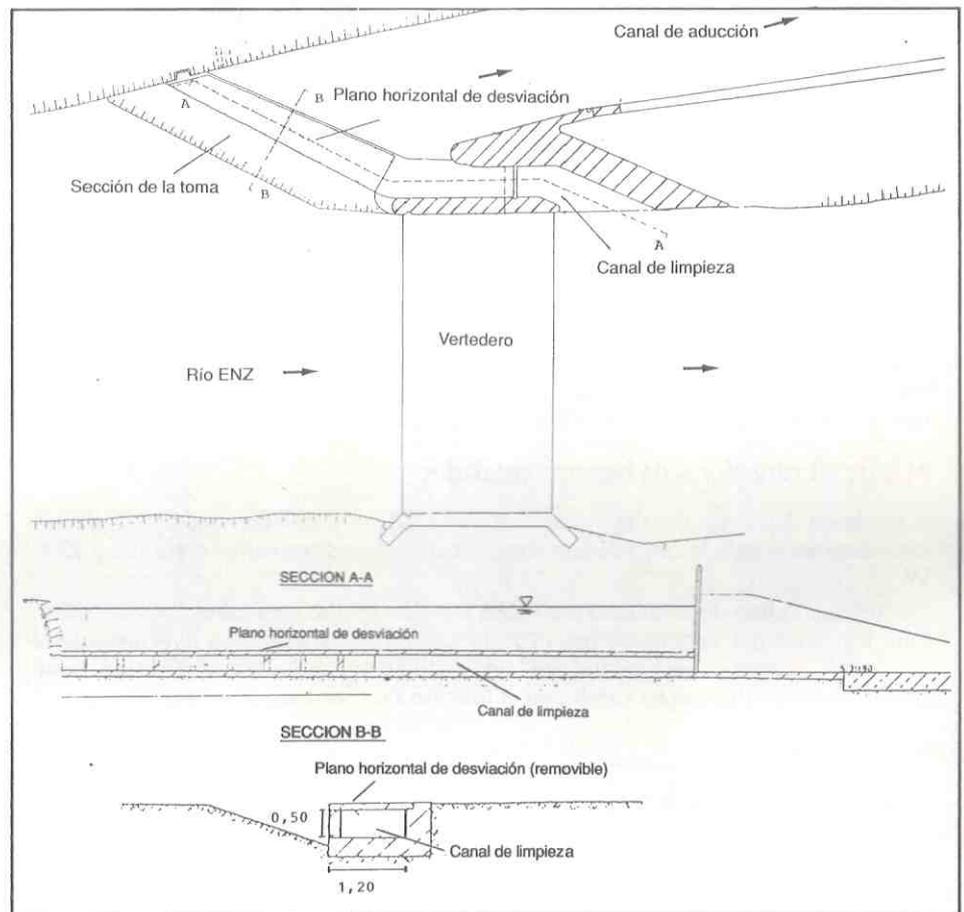


Fig. 7.2: Toma frontal con un canal de limpieza de operación continua. Hauelsen SPH /Germany (Hydro-Energie Roth GmbH).

no puede ser determinada tan fácilmente. Su altura debe ser mayor que el diámetro del lecho de carga que tiene que ser transportado ($e > d_{max}$). Pero, además, hay que tener en cuenta que el canal de limpieza debe ser de fácil acceso para que se pueda eliminar cualquier tipo de obstrucción.

En la fig.7.2 se puede apreciar un diseño detallado de una toma frontal. Este tipo de toma es muy conveniente para sistemas de hidrogenación cuando se debe desviar una gran cantidad de agua de un río donde se transporta grava de un diámetro relativamente pequeño. Si la estructura de la toma está bien diseñada, se puede garantizar que la central operará sin dificultades. En algunos casos se puede prescindir hasta del desarenador.

En la fig.7.3 puede verse un tipo más simple de toma frontal. En lugar de separar el agua que transporta la carga del lecho del agua sin carga, la descarga es canalizada hacia una cámara desarenadora. La carga del lecho se hunde hasta el fondo de la cámara, mientras que el agua fluye sobre una solera hacia una tubería o un canal. La carga del lecho es devuelta al río vía una compuerta de limpieza.

Las ventajas y desventajas de una toma frontal pueden ser resumidas del siguiente modo:

Ventajas

- Concepto claro del diseño de la toma.
- Diseño relativamente independiente de las condiciones del lugar.
- Desviación del agua libre de sedimento hasta el 90% de la descarga en el río.
- Funcionamiento sin problemas de la planta de energía en el caso de que haya limpieza continua.

Desventajas

- Cuando se desvía una gran cantidad de agua es necesario usar un vertedero en combinación con la toma.
- Costos de construcción relativamente altos.
- El diseño requiere de ingenieros calificados.
- Pérdida de agua debido al lavado continuo del sedimento.

Toma de sifón

En el caso de la toma de sifón (Fig. 7.4) el agua es extraída del río o de un canal existente si se la eleva por encima de la superficie del río, de modo que se produzca una presión negativa. El caudal en la tubería puede calcularse mediante la siguiente ecuación:

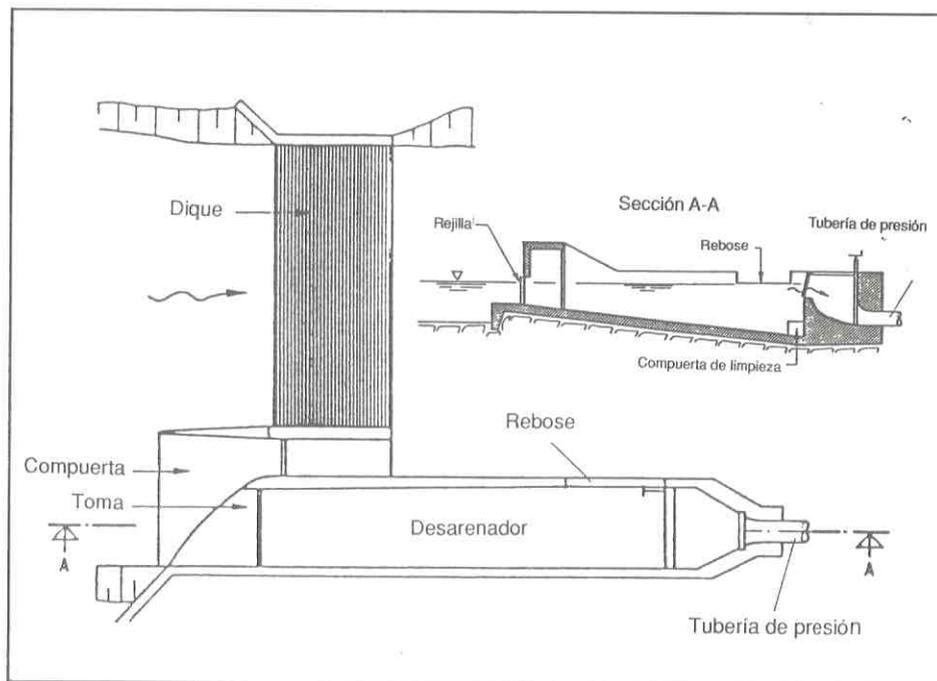


Fig. 7.3: Toma frontal con desarenador (Norconsult).

$$Q = \mu A (2g \Delta H)^{0.5}$$

donde:

Q = caudal, m³/s

μ = coeficiente de entrada

0.7 - 0.8 : entrada perfilada a la toma.

0.6 - 0.7: entrada normal al tubo

A = área transversal del tubo (m²)

ΔH = diferencia de alturas (m)

Esta ecuación es válida sólo si el sifón está libre de aire.

La toma de sifón sólo se usa con plantas de microhidroenergía en casos especiales. Si bien este tipo de toma se emplea mayormente en proyectos de abastecimiento de agua, la toma de sifón también sirve en el campo de la hidroenergía. A la hora de utilizar el potencial hidroenergético de vertederos ya existentes, la toma de sifón se constituye en una alternativa muy barata. La tendencia continúa hacia la modernización y rehabilitación de viejas plantas hi-

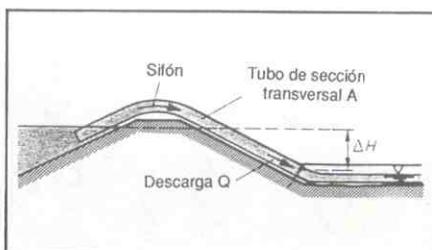


Fig. 7.4: Toma de Sifón (Scheuerlein).

dráulicas en Europa ha hecho que muchos fabricantes de turbinas desarrollen generadores especiales para tomas de sifón y que los ofrezcan en un sólo paquete.

Referencias :

Lauterjung H., Schmidt G.
«Planning of Intake Structures»
Verlag F. Vieweg & Sohn, Braunschweig; 1989

Mosonyi E.
«Water Power Development; Low-Head Power Plants»
Akademiai Kiado, Budapest; 1987

Norconsult
«Mini-Hydro Development Program. Planning and Design Guidelines»
1984

Scheuerlein H.
«Die Wasserentnahme aus geschiebeführenden Flüssen»
Verlag Ernst & Sohn, Berlin; 1984

UNIDO
«Symposium on Project Design and Installation of small Hydropower Plants»
Universität für Bodenkultur, Institut für Wasserwirtschaft, Wien, 1981



Desarrollo y fabricación local de equipo para MCH

Resultados de una experiencia en Bolivia

por E. Montaña

En el marco del Programa de MCH el Instituto de Hidráulica de la Universidad de San Andrés (UMSA) de La Paz, Bolivia, fabrica equipo adecuado para MCH de regiones apartadas.

Es bastante conocido el hecho de que el desarrollo de un pueblo depende, en gran parte, de la disponibilidad de energía. La población vive desperdigada en las áreas rurales de Bolivia y, en consecuencia, no tiene la oportunidad real de abastecerse de energía.

Una de las razones principales radica en la elevada inversión que se requiere para construir una línea de extensión y distribución a partir de las redes existentes para una pequeña carga, o bien para importar

equipo para la generación Diesel o hidráulica. Por tal razón, la meta principal de nuestro programa es investigar, adaptar y desarrollar equipo que pueda producirse localmente a un costo razonable para la población rural.

Hasta la fecha, podemos informar sobre nuestro trabajo en las siguientes áreas:

Turbinas Pelton:

Hemos adaptado diseños para tres diferentes diámetros de rodets. Estos están hechos de bronce fundido con el método de la cera perdida y fundición centrifugada (Fig. 1).

La Tabla 1 nos ofrece los detalles técnicos.

Turbinas de flujo transversal:

En el taller de la UMSA se fabrica también turbinas de flujo transversal. El diseño de estas turbinas está basado en un rodete de 200 mm de diámetro con un ancho adaptado al salto y al caudal del lugar. El rango de aplicación de este diseño es:

Salto neto	$H = 10 \dots 20 \text{ m}$
Caudal	$Q = 30 \dots 300 \text{ l/s}$

La primera turbina está funcionando desde 1988 en Condo (53 kW) y es controlada con un regulador electrónico de carga.

Regulador de velocidad:

A diferencia de las grandes centrales, las MCH que operan en áreas remotas son relativamente sensibles a las variaciones de la potencia hidráulica de entrada, así como a la potencia eléctrica de salida, es decir, a la carga; de allí que se requiera de un control de velocidad de acción rápida. No siempre es posible intentar esto con un regulador clásico, ya que su precio puede exceder fácilmente al costo de la turbina y del equipo de generación. De otro lado, el control manual, requiere de la atención constante de un operador. Por consiguiente, hemos decidido desarrollar un regulador electrónico de carga, con las siguientes características:

- Sensar frecuencia, procesando la señal digitalmente.
- 31 incrementos para el ajuste de carga sobre el rango de control.
- Control de cruce por cero para evitar interferencias de radio.
- Tablero de control estándar para el rango total de aplicación.
- Potencia máxima controlada de 12 kW por unidad, extendible hasta 24 kW.
- Operación trifásica con una o más unidades por fase.
- Desviación máxima de 0.25 Hz a 50 ciclos.
- Protección contra exceso de velocidad en caso de falla en el circuito de disipación de carga o desconexión de la carga principal.
- Protección en caso de caudal insuficiente.

Cada regulador construido hasta la fecha sido sometido a intensas pruebas en el laboratorio del Instituto.

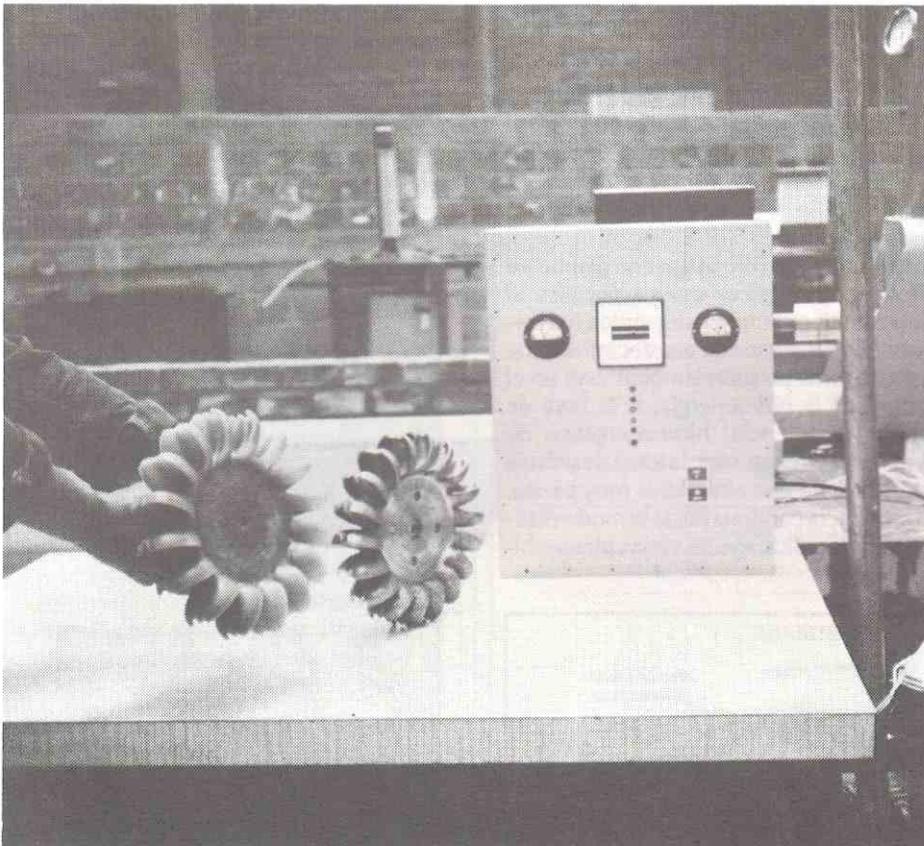


Fig. 1: Rodetes Pelton y regulador de carga fabricados en Bolivia.

Panel de control y protección:

Todo equipo suministrado por el Instituto viene con instrumentación de control que consideramos necesario, especialmente para plantas pequeñas que alimentan a redes apartadas. Estas plantas se sobrecargan fácilmente, y de allí que el generador necesite una protección adecuada. Esto se logra suministrando un interruptor termomagnético y un relay que detecte altos y bajos voltajes y que actúe sobre un interruptor de circuito adecuado.

Si se enciende un motor o se conecta una carga superior al 50% de la capacidad nominal de la planta, se producirá un bajo voltaje transitorio, lo suficiente como para disparar el interruptor del circuito. Para evitar esto, se suministra una volante calculada para los requerimientos del caso específico.

Y el costo...

La unidad que el Instituto suministra está compuesta de las siguientes partes, todas éstas montadas en una sola estructura:

Una turbina Pelton o de flujo transversal, un generador, un regulador de carga, un panel de control. El precio de referencia de una unidad es:

Circunferencia media	0.12 m	0.2	0.26 m
Nº de cucharas	16	18	20
Diámetro del chorro	0.01 m	0.015	0.02 m
Salto neto	24 m	60	100 m
Velocidad de rotación	1500 rpm	1500 rpm	1500 rpm
Eficiencia	0.85	0.85	0.85
Potencia:			
1 chorro	0.33 kW	3.5 kW	10 kW
4 chorro	1.20 kW	14.0 kW	37 kW

Tabla 1: Datos de turbinas pelton producidas en la UMSA/Bolivia

4 - 7 kW :	800 US\$/kW
8 - 15 kW :	700 US\$/kW
16 - 35 kW :	600 US\$/kW
36 - 100 kW :	500 US\$/kW

Conclusiones

Desde nuestro punto de vista, basado en la experiencia adquirida mediante la ejecu-

ción de varios proyectos, podemos concluir que:

- Estamos en capacidad de fabricar turbinas Pelton con un rotor de una sola pieza en el rango de 1 a 50 kW, así como turbinas de caudal transversal de hasta 150 kW y reguladores electrónicos de carga de hasta 70 kW.
- El costo del equipo de generación, que representa una parte importante de la inversión de una MCH, se puede reducir de modo considerable si es producido localmente. Además, la fabricación local tiene la ventaja de que la asistencia técnica está disponible en todas las fases del proyecto, incluyendo la época en que es necesario realizar el mantenimiento.
- Comparado con el importado, el equipo desarrollado por el Instituto es competitivo en términos de costo y calidad. Una señal de esto es que se han construido dos unidades por encargo de agencias sin conexión directa con la universidad.

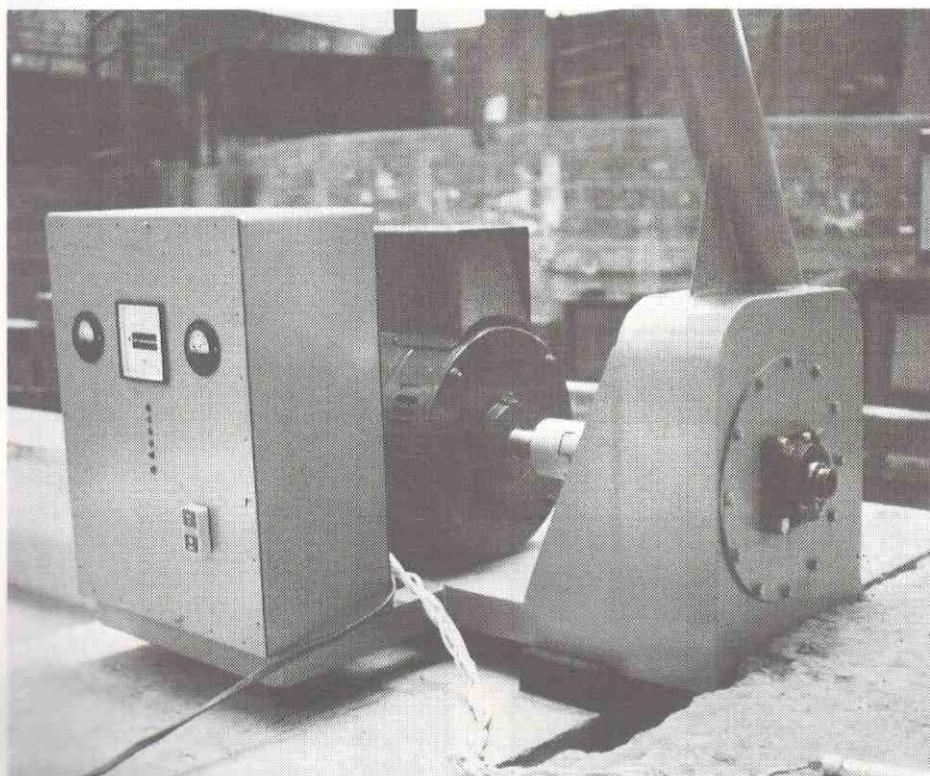


Fig. 2: Turbina Pelton (2 chorros) de 8kW con tablero de control conteniendo el regulador de carga.

Para mayor información contactar con:

Ing. Emilio Montaña
Instituto de Hidráulica
e Hidrología
Universidad Mayor
de San Andrés
Casilla 699
La Paz - Bolivia



Energía hidráulica en Cuba

por Emir Madruga y G. Koschwitz

De acuerdo con la política general de desarrollo del país, Cuba ha logrado un 93% de electrificación para su población. El suministro de energía está basado en centrales hidroeléctricas y en más de 600 generadores Diesel en algunas áreas apartadas. Desde 1985 Cuba ha puesto en marcha un programa de instalaciones de pequeñas, mini y micro centrales hidroeléctricas, a fin de garantizar un suministro económico y continuo de electricidad para la población que vive en zonas alejadas. La energía renovable está sustituyendo a los generadores Diesel, haciendo que Cuba sea menos dependiente de la importación de petróleo.

En 1983 se instaló una Comisión Nacional de Energía, bajo la dependencia del Consejo de Ministros, con las siguientes funciones:

- Desarrollar una política nacional de energía.
- Promover y controlar el uso racional y el ahorro de energía.
- Investigar y desarrollar fuentes renovables de energía.

El grupo de fuentes renovables es parte de esta comisión y está compuesto de especialistas en hidroenergía, biomasa y energía solar.

Como resultado de esta política, Cuba ha terminado la instalación de 200 plantas, de las cuales 179 están operando y 21 esperan que se acabe de instalar las líneas de transmisión y distribución. 18 están conectadas a la red nacional con una capacidad total de 3,853 kW, lo que representa un ahorro de combustible de 7,995 toneladas al año.

Otras 161 plantas están operando en una red aislada, añadiendo otros 4,552 kW al conjunto y sirviendo a una población de más de 26,000 habitantes.

Mientras que el «Ministerio de Industrias Primarias» financia la mayoría de las instalaciones hidroenergéticas, los gobiernos regionales son responsables de las mini y microcentrales hidroeléctricas.

Las empresas que trabajan para los proyectos del Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos son responsables del diseño de las instalaciones.

Desde 1986 se han organizado 11 briga-

das especiales para la construcción de mini y microcentrales. Ellas están equipadas sólo con lo mínimo necesario para la construcción de dichas plantas, y trabajan en todas las regiones montañosas del país, poniendo énfasis en aquellos proyectos de mayor potencial hidroenergético.

Se han establecido pautas concernientes al volumen y contenido de los estudios de factibilidad, basados en objetivos descritos en un catálogo. Se considera que una MCH es rentable si se recupera lo invertido en un período de 3 a 5 años. En virtud del sistema económico que rige nuestro país, el capital invertido está libre de interés.

Lo más importante para la instalación de las MCH es el objetivo social de proporcionar electricidad a la población rural; también hemos ganado experiencia con el uso directo de la energía mecánica (sin generación de electricidad) a fin de operar compresoras y usarlas en otros fines productivos. En algunos casos los proyectos de MCH se combinan con irrigaciones para la agricultura y suministro de agua para la población.



Actualmente Cuba produce:

Turbina	Tipo	Caída (m)	Caudal (l/s)
Pelton	650 x 65	30 - 125	70 - 160
	TP - 16	30 - 150	21 - 48
	TP - 15	≤ 320	≤ 70
Banki	B - 30/35	≤ 12	170 - 400
	TM - 31A	12 - 100	65 - 180

Grupo de Fuentes Renovables
Comisión Nacional de Energía
Calle E No. 261, esquina a 13,
Ciudad Habana
Habana, Cuba.



Noticias

Proyecto de microturbinas Pelton

A través de su proyecto MCH, el GATE ha financiado la elaboración de un manual para el diseño, manufactura e instalación de plantas con turbinas Pelton muy pequeñas construidas localmente. El autor del libro es Markus Eisenring, un ingeniero de MCH muy conocido. El Centro Suizo para Tecnologías Apropriadas (SKAT) es responsable de la diagramación, producción y edición de esta publicación, la cual estará disponible en el SKAT hacia fines de 1991.

En una segunda fase del proyecto, se ha planeado instalar 3 ó 4 plantas piloto siguiendo las recomendaciones del manual. Al SKAT le gustaría entrar en contacto con alguien que esté planeando construir e instalar localmente plantas con pequeñas turbinas Pelton y que desee colaborar estrechamente con el Centro en una instalación piloto para 1992 o después.

Para mayor información, por favor contactar con:
SKAT
Hydropower Section
Tigerberstrasse 2
CH - 9000 St. Gallen
Suiza

IMPRESSUM

HIDRORED es la edición latinoamericana (en español) de la Red Internacional de Microhidroenergía **HYDRONET**.

HYDRONET es una revista internacional para la divulgación de información sobre técnicas y experiencias en microhidroenergía. Su meta es transferir las actividades de publicación a los países socios.

HYDRONET es financiada actualmente por Pan para el Mundo (Iglesia Luterana), Misereor (Iglesia Católica), el Estado Federal Alemán de Baden - Württemberg, GATE (Centro Alemán de Tecnología Apropiada) y SKAT (Centro Suizo de Tecnología Apropiada). Para 1991 recibe también apoyo de UNESCO - ORCYT.

Editores: FAKT, Stuttgart, Alemania; SKAT, St. Gallen, Suiza.

Comité de redacción de **HYDRONET**: FAKT, SKAT, ITDG, GATE/GTZ.

La edición latinoamericana **HIDRORED** aparece al igual que la edición en inglés, tres veces al año, y se puede conseguir a través del Editor. La suscripción incluye el derecho a un servicio de preguntas y respuestas, libre de cargo.

Dirección Editorial de **HIDRORED**: ITDG, casilla postal 18-0620 Lima Perú. Fax 5114 466621.

Comité de redacción de **HIDRORED**: Alfonso Carrasco V., Teodoro Sánchez (ITDG); José A. Muñiz (PROMIHDEC); Federico Coz.

Edición y producción: Área de Comunicación ITDG.

Solución al concurso de conocimientos 1/91:

Para resolver el problema, primero un poco de teoría sobre el factor de potencia:

I = Corriente; U = Voltaje

φ = Angulo de fase de la diferencia entre U e I

φ = Angulo de fase de la diferencia entre S y P

$\overline{AC} = S$ = Potencia aparente
 $= U \times I$ (VA)

El vector \overline{AC} es la suma de los vectores \overline{AB} y \overline{BC}

$\overline{AB} = P$ = Potencia activa = $S \times \cos \varphi$
 $= U \times I \times \cos \varphi$ (W)

$\overline{BC} = Q$ = Potencia reactiva = $S \times \sin \varphi$
 $= U \times I \times \sin \varphi$ (VAR)

(ver figura de abajo)

El factor de potencia $\cos \varphi = \frac{P}{S}$

es un valor importante, ya que caracteriza la naturaleza de un circuito de CA. Su importancia puede verse en el siguiente cálculo de nuestro problema:

Paso 1: Cálculo de la potencia de salida del generador.

$H = 42$ m, $Q = 34$ l/s,

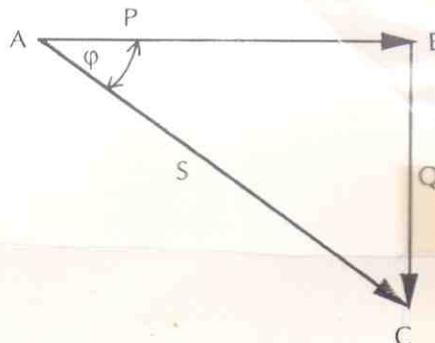
$\eta_{Turb, St} = 0.8$, $\eta_{Gen} = 0.9$

$$P_{Gen} = \frac{H \times Q \times \eta_{Turb, St} \times \eta_{Gen}}{102}$$

$$P_{Gen} = \frac{42 \times 34 \times 0.8 \times 0.9}{102}$$

$$P_{Gen} = 10.08 \text{ kW}$$

$$S_{Gen} = \frac{P_{Gen}}{\cos \varphi} = \frac{10.08}{0.8} = 12.6 \text{ kVA}$$



Paso 2: Cálculo de la demanda de potencia para una lámpara fluorescente:

$$P_{fl} = 25 \text{ W}$$

$$S_{fl} = \frac{P_{fl}}{\cos \varphi_{fl}} = \frac{2.5}{0.5} = 50 \text{ VA}$$

$$Q_{fl} = S_{fl} \times \sin \varphi_{fl} = 50 \times 0.866$$

$$Q_{fl} = 43.3 \text{ VAR}$$

Paso 3: Cálculo de la demanda de potencia para cada casa:

$$P_{casa} = 1 \times 50 \text{ W} + 3 \times 25 \text{ W} = 125 \text{ W}$$

$$Q_{casa} = 3 \times Q_{fl} = 3 \times 43.3 = 130 \text{ VAR}$$

$$S_{casa} = \sqrt{P_{casa}^2 + Q_{casa}^2} = \sqrt{125^2 + 130^2}$$

$$S_{casa} = 180 \text{ VA}$$

$$\cos \varphi_{casa} = \frac{P_{casa}}{S_{casa}} = \frac{125}{180}$$

$$\cos \varphi_{casa} = 0.69$$

Paso 4: Cálculo del número de casas que pueden ser conectadas adicionalmente:

$$\text{Total} \rightarrow n_{casas} = \frac{S_{Gen}}{S_{casa}}$$

$$n_{casas} = \frac{12.6 \text{ kVA}}{0.180 \text{ kVA}}$$

$$n_{casas} = 69.89 \rightarrow 69 \text{ casas}$$

Además $\rightarrow 69 - 30 = 39$ casas

Respuesta final:
39 casas pueden ser conectadas adicionalmente.



Asociación latinoamericana de pequeños aprovechamientos hidroenergéticos

por José Antonio Muñiz A.

El aprovechamiento hidroenergético llegó a nuestra América con los colonizadores europeos, implantándose en la región para el desarrollo de ciertas actividades: molinos de granos, ruedas hidráulicas, entre otras. El desarrollo de la industria y el énfasis en los grandes proyectos dejaron a los Pequeños Aprovechamientos Hidroenergéticos (PAH) reclusos en las aulas universitarias. Sin embargo, la tecnología siguió vigente gracias al esfuerzo de algunos persistentes interesados, que la impulsaron en la región.

La crisis energética de la década del 70 y sus repercusiones a nivel mundial, hacen que en Europa se recupere el interés por los PAH. Posteriormente, gobiernos y organizaciones europeas desarrollaron y siguen desarrollando, encomiables esfuerzos por impulsar el uso de esta tecnología en América Latina.

El uso de la tecnología de PAH a nivel latino, fue impulsado por pequeños grupos identificados con la problemática de sus países, esfuerzos que inicialmente se dieron inorgánicamente en la región.

Las primeras inquietudes para el intercambio de experiencias e información se dan en Argentina y Brasil, países que son los iniciadores de las reuniones internacionales sobre este tema. En 1987 se realiza, en Argentina, el I Encuentro sobre Pequeños Aprovechamientos Hidroenergéticos, reunión en la que participaron delegados argentinos y brasileños. Posteriormente, en el II y III Encuentro, realizados en 1988 y 1989 respectivamente, se amplía la participación con la presencia de delegaciones de Uruguay, Paraguay, Chile, Bolivia y Perú.

Es en 1990, en una reunión auspiciada por la Agencia Alemana de Cooperación Técnica (GTZ) y la Oficina Regional de Tecnología de las Naciones Unidas (ORCYT), realizada en Montevideo-Uruguay, donde se toma la decisión de crear la Asociación Latinoamericana y se conforma la comisión organizadora.

El IV Encuentro, realizado en Cusco, Perú, sirvió de marco para la creación de la Asociación Latinoamericana de Pequeños Aprovechamientos Hidroenergéticos (ALAHIDRO). En esta ciudad, el 28 de junio de 1991, ante representantes de Bolivia, Brasil, Colombia, Chile, Ecuador, México, Perú, Venezuela, de la Junta del Acuerdo de Cartagena (JUNAC) y la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), nace ALAHIDRO. En el Encuentro también estuvieron representantes de la Agencia Alemana de Cooperación Técnica (GTZ), de la Agencia Alemana de Desarrollo Internacional (DSE), Grupo de Tecnología Intermedia de Inglaterra (ITDG), Centro Suizo de Tecnología Apropiada (SKAT) y el Grupo Europeo de Micro Hidroenergía (MHG). Los objetivos de la ALAHIDRO son desarrollar y promover acciones destinadas a aprovechar los recursos hidroenergéticos en pequeña escala y contribuir al desarrollo de la tecnología en los países latinoamericanos y del Caribe.

Además, propenderá a la conformación de Asociaciones Nacionales, influirá ante Organismos nacionales e internacionales para la inclusión de la alternativa de PAH en las políticas energéticas. Fueron elegidos como miembros del Comité Ejecutivo los Ings. Enrique Indacochea (Perú), Presidente; Armando García (Venezue-

la), Vicepresidente Ejecutivo y Zulcy de Souza (Brasil); Vicepresidente Técnico.

El Consejo Consultivo que será elegido en Asamblea General cada dos años, está compuesto por representantes de 4 instituciones y 3 representantes de los asociados.

Podrá ser asociado de la ALAHIDRO cualquier persona natural interesada, sin embargo, se recomienda la participación a través de Asociaciones Nacionales de Pequeños Aprovechamientos Hidroenergéticos. También pueden inscribirse instituciones.

Para lograr un mayor intercambio entre miembros de ALAHIDRO con países de otros continentes se ha considerado la participación extra regional y se ha reconocido su importancia permitiendo que uno de ellos sea miembro del Consejo Consultivo.

ALAHIDRO es un esfuerzo regional de coordinación de larga duración, que bien merece apoyo para su futura gestión, el cual, sólo puede ser brindado por nosotros los latinoamericanos.

Para mayor información, contactar con:

Ing. Wilson Carrillo.

Vice Presidente Ejecutivo ALAHIDRO.

Dirección: José Abascal Lote 5-6 y Granaderos.

Tel. 45 18 05 - 43 23 05

Quito, Ecuador.