



Desde la base hacia una política de energía renovable para la agricultura sostenible y el desarrollo rural en Honduras

Bart van Campen, Gustavo Best

Como parte del seguimiento de la Cumbre de la Tierra, celebrada en Río de Janeiro en 1992, la Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación (FAO) fue designada como coordinadora sectorial del capítulo 14 de *Agenda 21-Agricultura Sostenible y Desarrollo Rural* (ASDR). El principal objetivo de la ASDR es aumentar la producción de alimentos y la seguridad alimentaria sin perjudicar los recursos naturales. El subtema k) destaca la importancia de la energía rural para lograr este aumento en la productividad.

En teoría, la energía –especialmente la renovable– tiene un gran potencial para contribuir a lograr los objetivos de ASDR sin perjudicar los recursos naturales. Sin embargo, en la práctica la integración se hace difícil, en gran medida por razones institucionales. La mayoría de proyectos de electrificación rural y de energía renovable está a cargo del sector energético, que involucra a otros sectores. Por su parte, los proyectos de desarrollo agrícola y rural no toman en cuenta la energía renovable.

FAO colaboró en Honduras con las instituciones nacionales en el proceso de integrar proyectos de energía renovable en el desarrollo rural desde la base; es decir, desde la demanda de las propias comunidades.

Energía en el sur de Lempira ¹

Desde inicios de 1994, uno de los componentes más importantes del Proyecto Desarrollo Rural del Sur de Lempira (PROLESUR) es el manejo y uso racional de los recursos naturales. Al examinarse los problemas vinculados con el uso de energía en la zona y su relación con otros componentes del proyecto –tales como el manejo de microcuencas (leña, recursos hídricos), el mejoramiento de la vivienda (fogones mejorados, iluminación adecuada) y la producción agrícola (riego)– se decidió profundizar más en el tema de energía. En 1997 se inició una colaboración con la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA), donde reside la Dirección General de Energía, y la Empresa Nacional de



Pequeño cargador con caja de control y baterías en Cacahuatal, Lempira, Honduras, 1999.

Energía Eléctrica (ENEE), para identificar las demandas energéticas de las comunidades desde la base. En estudios participativos se identificaron el uso y la demanda de energía de las comunidades y sus prioridades. A partir de los resultados, se desarrolló un *portafolio de inversiones en energía rural y renovable* en la zona.

Los resultados del estudio indican que la gente invierte más dinero y tiempo en energía de lo que se pensó: un promedio por año de más de 1000 lps² por persona, únicamente para iluminación (velas/candil), y más de ochenta cargas de leña, que corresponde a un valor de 1700 lps. De las prioridades expresadas por la población, la energía siempre salió entre el primer y el quinto lugar, sobre todo para iluminación. En las reuniones se seleccionaron proyectos de energía solar para hogares y uso comunal, proyectos de manejo del bosque y proyectos hidroeléctricos.

Estas prioridades obligaron a desarrollar varios proyectos demostrativos comunales y un estudio de seguimiento. En total se instalaron nueve sistemas solares para edificios comunales, cuatro linternas solares y dos pequeños sistemas hidroeléctricos. Además, se llevó a cabo un plan de manejo comunal de un bosque y se realizó un estudio detallado de consumo y flujo de leña en la zona.

En todos los proyectos se utilizó una metodología participativa para la planificación y el diseño con los siguientes puntos claves:

- trabajo según la demanda de la comunidad, con una oferta diversa según la demanda y el desarrollo económico.
- aporte organizativo y financiero (10%-20%) de la comunidad.
- organización de la comunidad con relación al financiamiento, uso y mantenimiento.
- integración de los proyectos energéticos en programas de desarrollo (como la educación y organización comunitaria) para aumentar el impacto.
- tecnología sencilla y relativamente barata para que sea accesible a un rango de pobladores locales lo más amplio posible.
- uso o creación de una infraestructura de técnicos locales para instalación y mantenimiento.

Se inició un programa de crédito para sistemas solares con el fin de aumentar la oportunidad de los campesinos de invertir en Sistemas Solares Domésticos (SSD), pero este esfuerzo fue interrumpido por la llegada del huracán Mitch, en octubre de 1998. Los otros proyectos fueron evaluados en 1999.



Energía solar

Los proyectos solares comunales evaluados funcionaron bien. En su mayoría las comunidades estaban contentas, pero varias se mostraron dispuestas a pagar una cuota mayor para un sistema más grande. El análisis indicó también que estos proyectos pequeños y de bajo costo pueden tener un gran impacto en las comunidades alejadas, especialmente si están acompañados de programas de educación y organización comunitaria. Estudios sobre el programa de educación para adultos empleado en las comunidades³ han mostrado un aumento en el nivel de ingresos de 545 lps anual promedio por cada año de estudios concluido.

También se comprobaron cambios significativos en la vida de las participantes femeninas, tales como mejoras en la salud y un aumento en la participación cívica y en el rendimiento escolar de los niños. Estas clases hubieran sido mucho más difíciles sin energía para iluminación y radio-grabadora en la noche. Varias comunidades aprovecharon la oportunidad para mover o crear su tienda comunal en el mismo edificio, para tener este servicio comunal de noche. Se vio también que estos proyectos tenían un gran impacto de

promoción de la energía solar. Muchas personas indicaron su interés en comprar SSD, especialmente bajo la oportunidad de crédito.

En general, la tecnología solar en Honduras está comercialmente madura, tanto para proyectos de SSD como para sistemas solares para edificios comunales. En la práctica hay varias barreras para su introducción a gran escala, como:

- a) altos costos de inversión en sistemas solares.
- b) problemas de financiamiento (altos costos, falta de crédito).
- c) falta de material de promoción e instrucción.
- d) falta de infraestructura de instalación, mantenimiento y venta de repuestos.

Hay buen potencial en Honduras para vencer estas barreras.

Energía hidráulica

Los proyectos hidráulicos revisados mostraron algunas fallas técnicas pero fueron reparados localmente. Esta tecnología todavía necesita mejoramiento y, por ende, requiere de una inversión de tiempo y dinero para llegar a su madurez comercial, pero en general, la tecnología

de pequeñas plantas hidroeléctricas e hidromecánicas tiene gran potencial en Honduras por:

- el gran potencial hídrico disperso por todo el país, pero más que todo en las zonas montañosas productoras de café.
- la demanda de energía tanto eléctrica como mecánica (despulpas de café) en estas zonas, que por sus características de dispersión son difíciles de abastecer de manera convencional (extensión de la red).
- el potencial de producción local con sus ventajas de disminución de costos, empleo y facilitación de servicio y mantenimiento local: en países como China, Vietnam y Perú, estos sistemas se producen y venden localmente a precios menores a US\$ 100.

Seguimiento: desde la base hacia una política energética rural y renovable

Aun con fondos y tiempo limitados, el proceso de desarrollar proyectos energéticos desde la base –desde la demanda de las comunidades– ha generado buenos resultados. La Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA) ha mostrado interés en apoyar la creación, desde la base, de un *mercado sostenible de distribución, instalación, mantenimiento y servicio de sistemas de energía renovable en Honduras* en colaboración con FAO. Se ha identificado la potencial sinergia resultante si se atacan las barreras para la creación de este tipo de mercado de manera simultánea desde diversos sectores, como la educación, la electrificación de casas y la agricultura. Ambas instituciones han decidido dedicar tiempo y personal a elaborar propuestas y estrategias más detalladas.

Mayores informes:

Dr. Gustavo Best,
gustavo.best@fao.org
Ing. Bart van Campen,
bart.vancampen@fao.org
Departamento de Desarrollo Sostenible
FAO-Roma



El accionamiento de pequeñas despulpadoras de café tiene un gran potencial para la energía hidráulica.

1 Lempira es un departamento de Honduras que tiene una de las tasas más altas de pobreza. PROLESUR es un proyecto de FAO y la Secretaría de Agricultura y Ganadería (SAG), financiado por la Embajada de Holanda.

2 lps = lempiras; 1 US\$ es aproximadamente 13,5 lps (1998).

3 Steenwyk, 1997 y 1998.



Resumen

Esta ley incentivó a los propietarios privados de plantas hidroeléctricas a readecuar sus infraestructuras y a otros inversionistas a construir plantas menores a 20 MW, con el fin de generar electricidad en el Sistema Nacional Interconectado (SNI). De este modo se pretendía contribuir a enfrentar el crecimiento de la demanda de energía y potencia en el SNI. Al momento de iniciar los trabajos de remodelación la planta estaba abandonada; por eso fue necesario rediseñar todo el sistema de protecciones y control de la misma, así como el esquema de interconexión al circuito de distribución que recibiría la energía.

En este artículo se presenta un resumen de los principales aspectos técnicos considerados para lograr el funcionamiento seguro y confiable de la minicentral en su nuevo esquema de explotación comercial, así como una evaluación técnico-económica de los años que lleva en servicio.

Introducción

Sin embargo, debido al crecimiento acelerado de la demanda de energía eléctrica en los últimos años, el retraso en la entrada en operación de algunos proyectos de generación, sumado a las dificultades enfrentadas por el ICE para invertir en generación eléctrica producto tanto de las regulaciones del gobierno de la república

La Ley 7200 autoriza la generación autónoma o paralela, que en el artículo 1 se define como la producida por centrales eléctricas de limitada capacidad, pertenecientes a empresas privadas o cooperativas de electrificación rural que puedan integrarse al SEN. Además, la ley indica que la energía generada debe venderse al ICE. La Ley 7508 es una ley aún más específica que modificó parcialmente la 7200, estableciendo un capítulo de generación privada en régimen de competencia dirigido por el ICE. A continuación





se muestra un resumen de los aspectos más importantes de la Ley 7200.

- Al menos el 65% del capital social de las empresas generadoras privadas debe pertenecer a costarricenses.
- La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) –anteriormente SNE– podrá autorizar a los propietarios de las centrales eléctricas de limitada capacidad para que generen y vendan electricidad en el SNI hasta un máximo de 20 000 kW de potencia y hasta por un plazo no mayor de quince años.
- Para otorgar una concesión, la ARESEP exige una Declaratoria de Elegibilidad otorgada por el ICE, quien podrá declarar elegible un proyecto para la explotación de una central de limitada capacidad, siempre y cuando la potencia, por concepto de generación paralela, no llegue a constituir más del 15% de la potencia del conjunto de centrales eléctricas que conforman el SEN.
- Para centrales de limitada capacidad mayores o iguales a 2000 kW, el interesado deberá aportar a la ARESEP una certificación sobre la aprobación de un estudio de impacto ambiental elaborado por un profesional del ramo y presentado previamente al Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas para su aprobación o rechazo.
- Las tarifas para la compra de energía eléctrica por parte del ICE requieren de la expresa y previa fijación de la ARESEP, que antes de emitir la resolución final consultará con los concesionarios afectados.
- El ICE presentará solicitudes de cambio de tarifas en cada ocasión, que deberán ser las más favorables para el público consumidor, dentro del principio de costo evitado de inversión y operación del SNI, con un criterio económico nacional.
- La energía comprada será el excedente que tenga el productor en el punto de medición, luego de abastecer las necesidades propias.

Las modificaciones más importantes establecidas por la Ley 7508 a la Ley 7200 son:

- Por lo menos el 35% del capital social de las empresas debe pertenecer a costarricenses.
- La ARESEP tendrá facultad para otorgar concesiones destinadas a explotar centrales eléctricas de capacidad limitada hasta un máximo de 20 000 kW y por un plazo no mayor de veinte años.

Equipo	Características
1. Turbina	B. AMIER KG, TURBINEN-NR 31519 $H_{\text{máx}}$: 23,4 m $Q_{\text{máx}}$: 0,385 m ³ /s $N_{\text{máx}}$: 100 PS 900 rpm
2. Generador	Generador N° 100635, TIPO DGK 8/62 Y 230 V, 188 A, 75 kVA, cosφ: 0,8 900 rpm, 60 Hz Exc. 65 V, I _{exc} = 26 A
3. Interruptor	Automático tripolar 225 A I-T-E SENTROMTM SERIES SIEMENS, catálogo N° FXD63B225 Amperios máx. 225, voltios máx. 600 Tipo FXD6, 3 polos 65 kA máxima corriente interruptiva rms simétricos 240 V, 60 Hz Mag. Adj. 1100-2500
4. Contactor	Contactador corriente alterna trifásico 3TF56 IEC 947 VDE 0660 240 V, 136 kW SIEMENS
5. Desconectador fusible	Relé de sobrecarga térmico: 3UA62 Desconectador fusible bajo carga SIEMENS 3NP4 250 A, 500 V trifásico
6. Transformadores elevadores	Fusibles 200 A BNA1 225, >100 kA IEC 269 Tres transformadores de distribución convencionales de: 24,94 GRDY/14,4 kV, 25 kVA 60 Hz 120/240 V Derivaciones 4-21/2% (abajo) Conexión delta en el secundario, estrella en el primario
7. Sistemas de excitación	Excitadora: BASLER ELECTRIC Modelo SSE 125-4.5 S/N 1713 Input 160 V _{AC} , 29 A _{AC} , 60 Hz, trifásico Máx. output 125 V _{CD} , 36 A _{CD}
27. Relé de bajo voltaje	AEC-8000, Line Backer protector trifásico Ajuste de sobre/bajo voltaje 10% Desbalance de fases 5% Espera por fallo de dos segundos
81. Relé baja y sobre frecuencia	Monitor de frecuencia modelo 292, IME-MARK“ CORP Ajuste sobre frecuencia 67 Hz Ajuste baja frecuencia 59 Hz
32. Disparo por potencia inversa	
38. Disparo por sobrecalentamiento en las muñoneras	
25. Relé de sincronización	Sólo permite el cierre del contactor cuando el generador y la red de Coopelesca RL se encuentran eléctricamente iguales Bloqueo por ausencia de voltaje en la red de Coopelesca, RL Cierre automático del gobernador inmediatamente después de que ha ocurrido un disparo del generador

Así, la Ley 7200 y sus posteriores modificaciones ofrecieron a los propietarios de pequeñas plantas hidroeléctricas abandonadas la posibilidad de rehabilitarlas para vender energía al Instituto Costarricense de Electricidad. Éste es el caso de la PH Rebeca 1.

Siguiendo la clasificación de centrales hidroeléctricas según la potencia de la Organización Latinoamericana de la Energía (OLADE), la PH Rebeca 1 es una mini-central de 60 kW de capacidad instalada que vende toda la energía producida al ICE a través de la red de distribución de la



Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos, RL (Coopelesca, RL). Entró en operación comercial el 16 de diciembre de 1994.

Descripción técnica y evaluación económica

La minicentral hidroeléctrica Rebeca 1 está compuesta de una turbina Francis de 900 rpm cuya potencia nominal de placa es de aproximadamente 60 kW, acoplada a un generador sincrónico de 75 kVA conectado en estrella, 230 V, 60 Hz.

La readecuación de esta minicentral consistió principalmente en cambiar el sistema de excitación del generador y en dotarla de equipos de protección, señalización y control instalados en tableros.

El diagrama unifilar de la figura 1 (pág. 4) muestra detalladamente el número y disposición eléctrica de todos los equipos utilizados para la puesta en marcha de la planta.

Los requerimientos mínimos de equipos de protección y sincronización que el ICE exige para este tipo de minicentrales (0-100 kW) son: sobrecorriente en fase (50-51), bajo voltaje (27), baja frecuencia (81), sincronización por bombillos y voltímetros y frecuencímetros en ambos extremos del punto de sincronización al Sistema Nacional Interconectado (SNI).

En el cuadro de la página 5 se describen los equipos utilizados.

La inversión total se estimó en US\$ 15 000. El esquema tarifario que aplica el ICE para el pago de la energía entregada por la minicentral se muestra en el cuadro 1.

Una factura típica por concepto de ventas de energía se muestra en el cuadro 2.

El cuadro 3 muestra el resumen de energía generada y el monto facturado del periodo comprendido entre noviembre de 1998 y abril de 1999.

Conclusiones

Los ingresos mostrados en el cuadro 3, aproximadamente US\$ 8700 para un periodo de seis meses, muestran lo rentable que ha sido para los propietarios de la planta hidroeléctrica Rebeca 1 la venta de energía, considerando que los gastos mensuales son del orden del 25% del monto facturado.

El esquema eléctrico mostrado en el diagrama unifilar de la figura 1 ha demostrado ser de gran confiabilidad para la operación continua de la planta hidroeléctrica.

El esquema tarifario aplicado por el ICE para el pago de la compra de energía a generadores paralelos incentiva la entrega de energía en los periodos de punta.

La interconexión de pequeños generadores a redes de distribución con tensio-

Cuadro 1: Precio base del kWh (US\$)

Estación	Periodo	Horario	Precio US\$/kWh
Temporada seca (enero-mayo)	Energía entregada en punta	10:00-12:30 horas	0,063
	Energía entregada fuera de punta	17:30-20:00 horas Resto del día	0,047
Temporada lluviosa (junio-diciembre)	Energía entregada en punta	10:00-12:30 horas	0,053
	Energía entregada fuera de punta	17:30-20:00 horas Resto del día	0,026

Cuadro 2: Factura típica por venta de energía

Mes	Descripción	Energía (kWh)	US\$
Noviembre 1998	1. Energía entregada en punta 1.1. Ajuste por factor de potencia AEEP	5 247,16	277,19
	2. Monto a cancelar por energía entregada en punta ajustada EEPA * PUC (PUC = US\$ 0,053/kWh)		
	3. Energía entregada fuera de punta 3.1. Ajuste por factor de potencia AEEFP	30 263,22 30 263,22	800,41
	4. Monto a cancelar por energía entregada fuera de punta ajustada EEFP * PUC (PUC = US\$ 0,026 / kWh)		
	5. Monto a cancelar por energía en punta y fuera de punta (suma de los puntos 2 y 4) MCEA		1 077,60
	6. Deducción de impuesto sobre la renta (2%) del punto 5		21,55
	MONTO TOTAL A CANCELAR		1 056,05

* 1 US\$ = 290 colones costarricenses

Cuadro 3: Ingresos por ventas de energía

Mes	Energía (kWh)	Facturado (US\$)
Noviembre 1998	35 510,38	1056,05
Diciembre 1998	36 755,04	1098,43
Enero 1999	36 757,04	1784,34
Febrero 1999	33 849,48	1608,05
Marzo 1999	35 987,40	1743,67
Abril 1999	29 231,46	1408,69

nes inferiores a 34,5 kV no ha presentado ningún problema operativo para las empresas eléctricas.

Referencias

Coz, Federico *et al.* (1995), *Manual de mini y microcentrales hidráulicas. Una guía para el desarrollo de proyectos*. Intermediate Technology Development Group, ITDG-PERÚ.

Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica (1990), Ley 7200. *La Gaceta. Diario Oficial*, Año CXII. N° 197. San José, Costa Rica.

Instituto Costarricense de Electricidad-ICE (1989), *Requisitos y condiciones ge-*

nerales para venta de energía al ICE por productores privados. San José, Costa Rica.

IEEE (1989), *IEEE Guide for Interfacing Dispersed Storage and Generation Facilities with Electric Utility Systems*. New York, USA.

Instituto de Ingenieros en Electricidad y Electrónica-IEEE (1991), *Memoria técnica. Concapán XI. Potencia. Ingeniería Administrativa. Telecomunicaciones. Informática*. Guatemala.

Mayores informes:
Ing. Ismael López
E-mail: ilopez@sol.racsa.co.cr



Métodos de selección del modelo para la familia de turbinas axiales tubulares A1

Raúl Olalde, Idielín Martínez

Resumen

Este trabajo se enmarca en la temática del desarrollo de turbinas hidráulicas y hace un análisis para la selección de un modelo de la familia de turbinas axiales A1.

En el artículo se abordan los métodos para la selección de turbinas a partir de criterios de estandarización de turbinas hidráulicas. Ello permitirá seleccionar el modelo de turbina axial tubular de la familia A1 adecuado para satisfacer las necesidades hidroenergéticas de nuestro país.

La repercusión de esta investigación en el país se extiende a la creación de la base de conocimientos teóricos experimentales de diseño que aseguraría la construcción de turbinas axiales tubulares a fabricar por la empresa Planta Mecánica de Santa Clara.

Introducción

Para hacer una correcta selección de la turbomaquinaria para cualquier aprovechamiento energético es necesario tener en cuenta sus parámetros unitarios. La producción de turbinas se fundamenta en un intenso trabajo de modelos a escala de laboratorio que sirven de base experimental a las turbinas que serán instaladas en diferentes puntos energéticos.

Según las leyes de Euler, entre la frecuencia de rotación del modelo hidráulico y la frecuencia de rotación de la turbina real existe la siguiente relación:

$$n = n_m \frac{D_{1m}}{D_1} \cdot \frac{1}{\frac{H}{H_m}} \quad (1)$$

donde:

- D_{1m} : Diámetro del rodete de la turbina modelo (m)
- H_m : Carga actuante sobre la turbina modelo (m)
- n_m : Frecuencia de rotación de la turbina modelo (rpm)
- D_1, H, n : Diámetro del rodete, carga y frecuencia de rotación de la turbina real

De la misma forma, la relación entre los gastos de la turbina modelo y la turbina real es:

$$Q = Q_m \cdot \left(\frac{D_{1m}}{D_1} \right)^2 \cdot \frac{1}{\frac{H}{H_m}} \quad (2)$$

donde:

Q_m : Gasto de la turbina modelo (m³/s)

Q : Gasto de la turbina real (m³/s)

Si se toma una turbina modelo con un diámetro del rodete de 1 m y una carga de trabajo de 1 m, el gasto a través de una turbina real va a ser:

$$Q_t = D_1^2 \cdot \frac{1}{\frac{H}{H_m}} \cdot Q'_i \quad (3)$$

Y la frecuencia de rotación será:

$$n = n'_i \cdot \frac{1}{\frac{H}{H_m}} \quad (4)$$

donde:

n'_i : Frecuencia unitaria del modelo igual a:

$$n'_i = n_m \cdot \frac{D_{1m}}{\frac{1}{\frac{H}{H_m}}} \quad (5)$$

Q'_i : Gasto unitario del modelo igual a:

$$Q'_i = \frac{Q_m}{\left(D_{1m} \right)^2 \cdot \frac{1}{\frac{H}{H_m}}} \quad (6)$$

Las características universales de las turbinas no son más que las líneas de isoeficiencia de los modelos hidráulicos en función de (Q'_i, n'_i) (13).

La potencia de las turbinas hidráulicas a través de sus parámetros unitarios puede calcularse en la siguiente expresión:

$$P_t = 9,81 \cdot Q'_i \left(\frac{n}{n'_i} \right)^3 \cdot (D_1)^5 \cdot h_t \quad (7)$$

donde:

h_t : Eficiencia de la turbina en el punto de análisis

Las características universales del modelo de una turbina, además de las líneas de eficiencia constante en coordenadas de la

frecuencia de rotación y el gasto unitario, nos ofrecen información sobre:

- las características cavitacionales de la turbina a través del coeficiente de cavitación o coeficiente de Thomas.
- la abertura de los álabes distribuidores para diferentes regímenes de trabajo.
- el ángulo de inclinación de los álabes del rodete en los casos de las turbinas Kaplan y Deiraz.

Para la selección de una turbina a partir de sus características universales se necesita hacer un análisis del funcionamiento y explotación de un embalse determinado para la selección del gasto y carga de diseño, teniendo en cuenta las características universales de la turbina a utilizar y definiendo con anterioridad los parámetros unitarios de diseño, gasto y frecuencia de las características universales, suponiendo que en la PCHE se usará un solo agregado (13).

El diámetro del rodete se calcula mediante la siguiente expresión:

$$D_1 = \frac{1}{\frac{1}{Q'_i} \cdot \frac{1}{\frac{H}{H_m}}} \cdot \frac{Q_{dis}}{\frac{1}{\frac{H}{H_m}}} \quad (8)$$

donde:

Q_{dis} : Gasto de diseño de la PCHE (m³/s)

H_{dis} : Carga de diseño de la PCHE (m)

Q'_{idis} : Gasto unitario de diseño (m³/s)

El diámetro determinado por la expresión deberá ser aproximado al inmediato superior de la serie de diámetros estandarizados de la familia de turbinas dada. Conociendo el diámetro del rodete y la carga de diseño, podemos calcular la frecuencia de rotación de la turbina con la siguiente expresión:

$$n = n'_{idis} \cdot \frac{1}{\frac{H_{dis}}{H_m}} \quad (9)$$

El valor de la frecuencia de rotación obtenido por la expresión anterior deberá ser aproximado al valor de la frecuencia de rotación estándar más cercana. Después de tomado el valor de la frecuencia estándar de rotación n_{st} , se precisará el valor de la frecuencia unitaria para la carga de diseño como:



$$n'_i = n_{st} \cdot \frac{D_{1m}}{\div H_{dis}} \quad (10)$$

Una vez determinados los parámetros de diseño del trabajo, tales como gasto, carga, diámetro del rodete, frecuencia de rotación y gasto unitario de diseño, se determinan los parámetros de trabajo de la turbina en todo el rango de trabajo desde $H_{m\acute{a}x}$ hasta $H_{m\acute{i}n}$.

Para valores superiores a la carga de diseño, el trabajo de la turbina –o, lo que es lo mismo, el gasto a turbinar– estará limitado por la potencia del generador. Como primera aproximación para cálculos preliminares, este gasto puede ser determinado de la expresión de potencia como:

$$Q = \frac{P_{inst}}{9,81 \cdot H \cdot h_g} \quad (11)$$

A través de los parámetros unitarios se determina el gasto unitario correspondiente a la carga de análisis como:

$$Q'_i = \frac{P_{inst}}{9,81 \left(\frac{n_{st}}{n'_i} \right)^3 \cdot D_1^5 \cdot h_T} \quad (12)$$

donde:

h_T : Eficiencia de la turbina en una primera aproximación (0,85)

n'_i : Frecuencia unitaria de rotación, que se determina como:

$$n'_i = \frac{n_{st} \cdot D_1}{\div H} \quad (13)$$

Como se observa en esta expresión, a medida que aumenta la carga de trabajo, el valor de la frecuencia unitaria de rotación disminuye, alejándose de su valor de diseño. Si analizamos la expresión (12), se ve que la disminución del valor de n'_i implica una disminución del valor de Q'_i , alejándose también de su valor de diseño.

Para cargas menores que la carga de diseño, el valor de la velocidad unitaria de rotación se determina por la fórmula (13) y será mayor que el valor de n'_i en el punto de diseño. En este caso, el valor máximo del gasto a turbinar se determina por la fórmula (3), tomando el gasto unitario como el valor máximo coincidente con la frontera de trabajo. Es decir:

$$Q_t = D_1^2 \cdot \div H \cdot Q'_{imax} \quad (14)$$

Analizando el funcionamiento de la turbina para las condiciones planteadas, se observa que éste será capaz de entregar el gasto de diseño solamente en el punto de diseño. Para cargas superiores estará restringido su funcionamiento por potencias, y para cargas inferiores por capacidad de evacuación del rodete. El análisis por características universales del funcionamiento de la turbina resulta el más viable, debido a la precisión de los resultados a obtener.

Para la selección del equipamiento en una central hidroeléctrica también se utiliza el concepto de velocidad específica (velocidad de rotación en rpm de otra turbina geoméricamente semejante que produce la potencia unidad cuando trabaja bajo la carga unidad) y que se expresa mediante la siguiente expresión (12):

$$Ns = \frac{n \cdot \div P_t}{H^{\frac{5}{4}}} \quad (15)$$

donde:

n : Velocidad de rotación del rodete (rpm)

P_t : Potencia desarrollada por la turbina (CV)

H : Carga hidráulica neta (m)

Un criterio que se ha introducido últimamente para la selección es un parámetro (k) que tiene en consideración la tendencia moderna en la fabricación de turbinas, a partir de la experiencia en turbinas hidráulicas construidas en muchas partes del mundo. Se han establecido los valores de (k) que delimitan el campo de aplicación de cada uno de los tipos fundamentales de turbinas, a saber, Francis, Pelton y axiales.

El valor del parámetro (k) viene dado por:

$$\frac{H}{\div Q^2} \quad (16)$$

donde:

Q : Caudal de la turbina en m^3/s

El rango superior de utilización de las turbinas Francis es de $k = 157$, valor por encima de cual deben utilizarse turbinas Pelton. El rango inferior de las Francis queda determinado por $k = 12$, aunque en pequeñas turbinas podría alcanzar hasta $k = 2,7$. Por debajo de este rango deben utilizarse turbinas axiales.

En las series normalizadas de turbinas, las variables que intervienen en el dimensionamiento fundamental de la turbina se agrupan en dos parámetros. El primero de

éstos se denomina *velocidad específica* y se calcula según la fórmula (15), que representa un criterio de selección (17).

El segundo parámetro es un criterio de diseño que se denomina *diámetro específico* y está dado por la siguiente fórmula:

$$Ds = \frac{D_1 (H \cdot g)^{\frac{5}{4}}}{Q^{\frac{1}{2}}} \quad (17)$$

Con la velocidad específica (Ns) se realiza la selección del tipo de turbina que conviene a determinadas condiciones de proyecto, y con el diámetro específico se establece el diámetro del rodete. El diámetro específico en el caso de las turbinas hidráulicas tubulares puede expresarse en función de la velocidad específica según:

$$Ds = \left(\frac{341,54}{Ns} \right) + 0,70 \quad (18)$$

Ello indica que, para establecer una serie de turbinas, será necesario, en primer lugar, fijar el intervalo de valores de Ns que definen este tipo de turbina. En primera instancia, este intervalo está fijado entre 450 y 750 unidades de Ns . Como estos límites no son rígidos, se tratará de acortar este intervalo a partir de la altura neta, como se muestra a continuación:

$$Ns = \frac{1107,3}{H^{0,2998}} \quad (19)$$

$$H = \left(\frac{1107,3}{Ns} \right)^{3,3356} \quad (20)$$

Si $Ns < 450$, entonces $H = 20,15$ m

Si $Ns > 450$, entonces $H = 3,67$ m

Entonces, teniendo en cuenta el intervalo de alturas netas establecido por los fabricantes, para el intervalo de capacidad deseado se recalcula el correspondiente intervalo de Ns , determinándose así para el intervalo de altura el correspondiente intervalo de Ns (17). Luego, se divide el intervalo de Ns en ocho segmentos iguales. Con el valor inferior de cada subintervalo se calculará el valor correspondiente de Ds según la ecuación (18). A continuación interviene un tercer parámetro de comparación que se denomina *caudal unitario* y que se calcula como sigue:

$$Q'_i = \frac{Q}{\div H} \quad (21)$$



Este está relacionado con las fórmulas de la velocidad y el diámetro específico de la siguiente forma:

$$Ns = n \left(9,807 \cdot h \cdot \frac{Q'_i}{H} \right)^{1/2} \quad (22)$$

$$Ds = D_1 (g)^{1/4} \div Q'_i \quad (23)$$

El valor de Q'_i debe establecerse de acuerdo a la velocidad específica alcanzada y a la potencia requerida, por lo que, considerando una eficiencia de 85%, se tendrá:

$$Q'_i = (7,0377 \times 10^{-17}) (P_i \cdot Ns^{5,0033}) \quad (24)$$

Si la potencia se mantiene fija, entonces el valor de Q'_i puede ser calculado para todo el intervalo de Ns . Para esto se determina la potencia que puede ser mejor cu-

bierta por todo el campo de velocidades específicas dentro del rango establecido.

Empleando la ecuación (24), se prepara una tabla en la cual se reemplaza el valor de la potencia de la turbina por el valor más probable. Esta tabla contiene los valores límites para cada subintervalo de Ns . Luego, se elabora la tabla de diámetros específicos y diámetros normalizados sobre la base de ocho subintervalos de Ns . Los diámetros específicos (Ds) se calculan según la fórmula (18), y los diámetros D_1 según la fórmula (23). Para cada subintervalo hay un diámetro (D_1) promedio que deriva del diámetro normalizado (D_1) de la penúltima columna de dicha tabla.

Como consecuencia de la normalización de los diámetros, los valores de Ds varían ligeramente, mientras que los valores de Q'_i deberán permanecer constantes.

Conclusiones

- Es necesario realizar una correcta selección del modelo a construir para

asegurar la calidad requerida en los diseños.

- A través de estos métodos se puede establecer la base de conocimientos teóricos experimentales necesaria para el desarrollo de la rama hidroenergética, así como simular el funcionamiento de la turbina en todo el rango de explotación del embalse.
- Permite establecer el diseño de las turbinas a desarrollar dentro de la familia A1, a través de la teoría de la semejanza.

Mayores informes:
Dr. Ing. Raúl Olalde Font,
Ing. Idielín Martínez Yon
Centro de Estudios de Termoeenergética
Azucarera (CETA),
Universidad Central de Las Villas,
Carretera a Camajuaní km 5 1/2,
Santa Clara-Cuba
Tel. 53-422-81194, Fax 53-422-81608
E-mail: idielin@mecanica.uclv.etcscu

La mejor práctica en microhidrogeneración

El crecimiento y continuidad del subsector de microhidrogeneración depende de ciertos tipos de infraestructura e inversiones institucionales, pero no está claro cuál de ellos es esencial y cómo lograr una buena financiación. Se sabe, sin embargo, que el sector público sólo puede proporcionar los niveles de financiamiento necesarios para dar acceso a modernas formas de energía a la gran cantidad de gente que se encuentra excluida de ellas.

Un asunto de preocupación permanente es, entonces, cómo encontrar las formas de usar fondos públicos concesionales para "palanquear" el ingreso necesario de fondos comerciales provenientes de las instituciones de financiamiento privado.

Un proceso de culminación nos permitirá aclarar todos estos aspectos mediante la indagación y documentación de lo que es innovativo en el campo del desarrollo de la microhidrogeneración. Esto incidirá en la mejor práctica existente, pero intentará distinguirse por ofrecer "la mejor práctica en la ejecución". Presentará su propuesta de modo que sea transparente, comparable y creíble para los inversionistas y comunidades rurales.

La microhidrogeneración se define en este estudio como el conjunto de instalaciones con una capacidad entre 10 y 200 kW. El Departamento de Desarrollo Internacional del gobierno del Reino Unido

(DFID) ha encargado este estudio, cuyas rutas son:

- suministrar documentación independiente, autorizada y detallada sobre proyectos actuales de microhidrogeneración.
- establecer la condición financiera de los proyectos seleccionados.
- identificar la mejor práctica para proporcionar y financiar la infraestructura necesaria para apoyar el desarrollo de la expansión de la microhidrogeneración (MHG).

El estudio tiene dos áreas de análisis:

- Los elementos y costos de la infraestructura de apoyo necesarios para mantener y expandir todo el subsector de microhidrogeneración. La meta mayor del proyecto es examinar un número de modos diferentes en los cuales se ha apoyado al subsector, y extraer de estos casos las lecciones de la mejor práctica. En algunos casos, como el de Nepal, se han probado diferentes estrategias de apoyo en diferentes épocas y partes del país.
- Los costos financieros y económicos y los beneficios de las instalaciones individuales. Este análisis busca examinar una muestra de instalaciones específicas. Con el fin de facilitar (y ubicar) la selección de la muestra, cada grupo nacional ha presentado la do-

cumentación existente para obtener un resumen de todas las microcentrales de su país.

El proyecto reúne a investigadores y asesores de Nepal, Perú, Sri Lanka, Zimbabue, y también del Reino Unido, Estados Unidos y Dinamarca. El investigador obtendrá información sobre fuentes secundarias existentes y también realizará una recolección de datos primarios para completar los vacíos en el conocimiento. Cada esfuerzo que se haga asegurará la calidad de los datos usados y será presentado de una manera consistente de modo que pueda ser comparado con otros países e instalaciones.

El proyecto comenzó en agosto de 1999 y ya ha producido un documento metodológico. Dentro de este marco de referencia se cuenta ya con los borradores preliminares sobre una visión completa de lo que ha producido el sector de la microhidrogeneración, y se ha seleccionado un número de proyectos para el análisis microeconómico. Se verá también una opción estratégica para presentar las microhidrocentrales, que se expresará en recomendaciones y pautas útiles para proveedores de fondos, planificadores de ONG y ejecutores de programas de microhidrogeneración.

Extraído de la revista MHPG, que se incluye en la parte central de Hidrored.



Aprendiendo de la ejecución de proyectos

V. Ramasubramanian

Una cosa es proyectar una pico o microcentral hidráulica a prueba de fallas y otra distinta es ejecutar dicho proyecto de acuerdo a lo planeado; a veces lo hacemos de una forma completamente diferente y, en ocasiones, con mucha dificultad.

Es fácil omitir aspectos importantes durante el proceso para pasar del diseño a la ejecución. Como ejemplos podemos mencionar la interrupción de los canales de comunicación entre el gestor, el diseñador y la comunidad; la falta de supervisión técnica durante la etapa crítica de construcción o la evaluación de la capacidad del equipo de ejecución de la obra. La omisión de estos factores conducirá a una elevación de los costos, a un retraso del proyecto, a una pérdida de confianza en la tecnología entre los usuarios, etc.

Se desprende, entonces, que es muy importante para los diseñadores comprender estos factores y planear su ejecución en una forma adecuada. El caso que se presenta a continuación nos ilustra sobre la importancia de controlar la calidad de esos aspectos para la ejecución de una microcentral hidráulica. Aunque una picocentral es más fácil de construir, en su ejecución se deben considerar los mismos aspectos señalados.

Microcentral hidráulica de Putsil

Putsil es un pequeño pueblo tribal situado en el distrito de Koraput, pertene-

ciente al estado de Orissa, en la India, a una altitud de 1100 m sobre el nivel del mar. El pueblo dista 8 km de la carretera motorizada más cercana, mientras que la red se encuentra a una distancia similar del pueblo. Por lo general llueve seis meses al año; el promedio anual de precipitaciones en los últimos años ha sido de 1200 mm. Alrededor de ochenta familias viven en el pueblo, de las cuales un 95% corresponde a población tribal que encuentra en la agricultura su principal ocupación.

Los pobladores habían aprendido la tecnología del uso del agua de los arroyos perennes para irrigar sus arrozales, ubicados en terrazas sobre las faldas de las montañas. La comunidad se había autosostenido durante generaciones mediante el cultivo de arroz para su propio consumo. También realizaban labores de recolección de productos forestales menores que vendían semanalmente en el mercado de un pueblo vecino. Desde hace poco realizaban nuevas actividades que producían ingresos adicionales, como la manufactura de ropa y escobas, la crianza de conejos y la fabricación de jabón.

Algunos pobladores habían visitado pueblos con iluminación eléctrica y se preguntaban si sería posible para ellos conseguir esta energía. Se acercaron al consejo de electricidad local y recibieron respuestas vagas. Sabían que nunca obtendrían energía por ese lado. Sin embargo, en la región había una ONG que empezó a estudiar diferentes alternativas y

encontró suficientes recursos para la hidrogenación como para proporcionar iluminación a todo el pueblo.

Lecciones aprendidas

No subestimar la complejidad de la tarea

La ONG asumió que conseguir los detalles del equipamiento requeridos por las agencias especializadas y encontrar gente para su ejecución sería una tarea sencilla. Esta idea también fue asumida por los pobladores, pero en realidad no resultó tan fácil, lo que produjo un gran retraso y casi mata el interés inicial de los pobladores.

Evaluar la capacidad técnica del personal

Cuando los diseñadores entraron en acción, confiaban en la capacidad de los supervisores empleados por la ONG para la obra en el sitio y suministraron los planos de instalación de la tubería de presión de PVC. Poco después se descubrió una serie de errores en su construcción y la obra debió construirse de nuevo.

El tendido de los 500 m de longitud de la tubería empezó por el extremo equivocado (al final de la cámara de carga) y no se colocaron ni anclajes ni apoyos. Debido a ello casi todas las juntas cedieron al final del proceso, lo que significó un enorme costo y pérdida de tiempo.

La cámara de carga de este proyecto tenía dos válvulas de control: una válvula de tipo esclusa para drenaje y limpieza y una válvula de compuerta por el lado de la tubería. El supervisor no comprendió esta idea e instaló la válvula de compuerta al lado de la válvula de esclusa.

Establecer líneas claras de comunicación

Éste es un factor muy importante, pero no tan obvio. Se piensa que el proceso de instalación es muy sencillo y se actúa de acuerdo a dicha idea, pero a menudo estas suposiciones no se cumplen. Ello constituyó un factor crucial en la falla de instalación de la tubería de presión. El diseñador asumió que el plomero sabía cómo tratar el asunto, sin embargo éste nunca había trabajado en este tipo de instalaciones y se le ocurrió empezar por el final de la cámara de carga. Se ve que ambos no pensaron igual y el resultado



Aprendiendo de la ejecución de proyectos.



fue un completo desastre, pues el 90% de las uniones se aflojó y debió hacerse de nuevo, con gran dificultad y costo adicional.

Evitar el exceso de ayudantes

Durante las pruebas de puesta en marcha de la central, todo el lugar estaba lleno de curiosos, miembros de la comunidad, mirones y gente de la ONG ejecutora.

Todos daban sus opiniones y puntos de vista sobre los problemas observados, tales como las vibraciones de las máquinas, las fugas en la válvula, etc. Esta situación no permitía concentrarse en el problema. El resultado fue una falsa apreciación y una mala solución.

No sobreestimar ni subestimar las habilidades de la comunidad

El tendido eléctrico fue realizado por un joven entrenado del pueblo, pero pocas casas tenían conexiones e intercambio de fase neutro y se produjeron algunos cortocircuitos.

Por otro lado, cuando los ingenieros se rompían la cabeza pensando cómo desenrollar el enorme cilindro que contenía el cable de transmisión usando materiales y herramientas locales, los pobladores, con poca educación, ya habían abierto el cilindro y empezaron a desenrollar el cable. Su entusiasmo ayudó a encontrar la solución apropiada. Se alinearon 75 personas y transportaron el cable en pequeños lazos cargados uno por persona (ver foto).

Conclusiones

De este estudio de caso y de otros proyectos similares se pueden aprender varias lecciones sobre la ejecución de una obra. En primer lugar, es importante verificar el diseño de acuerdo a las condiciones reales del lugar. Luego, conocer la capacidad técnica del personal de campo y, según esto, planear los detalles de las instrucciones a impartirse y la frecuencia de las visitas a la obra para verificar el avance. Tercero, se deben establecer líneas claras de comunicación y áreas de responsabilidad. Cualquier alteración del diseño real debe hacerse en el lugar, anotando el cambio e informando sobre todo lo concerniente al caso.

Finalmente, no deben subestimarse las habilidades de los pobladores locales, pero es necesario verificar la calidad de su trabajo.

Mayores informes:

V. Rams
Centre for Scientific Research
Auroshilpam, Auroville 605101
Tamil Nadu-India
Email: rams@auroville.org.in

IX ENCUENTRO LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE SOBRE PEQUEÑOS APROVECHAMIENTOS HIDROENERGÉTICOS

5 al 9 de noviembre del 2001
Ciudad de Neuquén - Argentina

Entidades organizadoras:



Departamento de Mecánica Aplicada
Facultad de Ingeniería
Universidad Nacional del Comahue



Red Latinoamericana de Hidroenergía

Informaciones:

Comité organizador IX ELPAH
Laboratorio de Máquinas Hidráulicas
Departamento de Mecánica Aplicada
Facultad de Ingeniería
Universidad Nacional del Comahue
Buenos Aires 1400
(8300) Neuquén, Argentina

Tel: 54-299-4490300 (int. 404)
Fax: 54-299-4422836

ixelpah@uncoma.edu.ar



VIII
ELPAH
Ponencias

El CENDOC ha recibido un libro que contiene las ponencias presentadas en el VIII Encuentro Latinoamericano y del Caribe sobre Pequeños Aprovechamientos Energéticos.

Las ponencias presentadas en dicho encuentro giraron en torno a cinco ejes temáticos: tecnología y desarrollo, gestión de empresas hidroenergéticas, marco legal e institucional, hidroenergía y medio ambiente y mecanismos de financiamiento, y en él participaron especialistas de diversas naciones de nuestra región que analizaron la situación del desarrollo hidroenergético.

Este interesante documento puede consultarse en las oficinas de ITDG-Perú, Av. Jorge Chávez 275, Lima 18.

hidro@itdg.org.pe



DISTRIBUCIÓN
GRATUITA

IMPRESSUM

HIDRORED es una revista internacional para la divulgación de información sobre técnicas y experiencias en microhidroenergía. HIDRORED es publicada tres veces al año por el Programa de Energía de ITDG-Perú.

Comité editorial

Teodoro Sánchez, ITDG-Perú
Walter Canedo, CINER-Bolivia
Carlos Bonifetti, MTF-Chile
Mauricio Gnecco, FDTA-Colombia

Corresponsales

Argentina (Misiones):
Jorge Senn
Bolivia (Cochabamba):
Walter Canedo
Colombia (Villavicencio):
Mauricio Gnecco
Ecuador (Quito):
Milton Balseca
Honduras (Comayagüela):
Jorge F. Rivera
México (Xalapa):
Claudio Alatorre
Perú (Lima):
Teodoro Sánchez

Editores

Programa de Energía-ITDG
Av. Jorge Chávez 275, Lima 18 - Perú
Telf. (511) 447-5127
446-7324 444-7055
Fax (511) 446-6621
E-mail: hidro@itdg.org.pe
www.itdg.org.pe

Coordinación
Saúl Ramírez
Beatriz Febres

Producción
Pilar Coloma

El comité editorial no se responsabiliza por el contenido de los artículos



ITDG es un organismo de cooperación técnica internacional que contribuye al desarrollo sostenible de poblaciones de menores recursos mediante la investigación, aplicación y difusión de tecnologías apropiadas.

En el mundo, ITDG tiene oficinas en ocho países de África, Asia, Europa y América Latina.

En el Perú, trabaja a través de sus programas de Energía, Agroprocesamiento, Riego y Desastres, y las áreas de Investigaciones y Comunicaciones.

Programa de microhidrogeneración en Chitral

El distrito de Chitral es uno de los más remotos de Pakistán. Está situado en su frontera noroeste, y durante seis meses al año queda aislado del resto del país por la nieve que cierra los pasos en las altas montañas. El distrito cubre un área de 14 000 kilómetros cuadrados y tiene una población de 320 000 habitantes.

El Programa de Apoyo Rural Aga Khan (AKRSP) es una organización sin fines de lucro que en 1984 empezó a operar en Chitral. El programa promovió el establecimiento de organizaciones de base popular en áreas geográficamente contiguas para que realizaran actividades de desarrollo. Se ofrecieron donativos a las comunidades para que emprendieran proyectos que les permitieran autoorganizarse. En los primeros años las comunidades identificaron la construcción de canales de irrigación y de caminos como los proyectos más importantes.

En 1991, la AKRSP apoyó a una organización popular en la instalación de una microcentral hidráulica de 10 MW en el pueblo de Ayun, y desde entonces no ha tenido descanso. Hasta hoy, el AKRSP ha ayudado a financiar 132 microcentrales, de las cuales 99 ya están en operación. En 1994, el gobierno y la IFAD establecieron un programa adaptando el modelo de AKRSP para el desarrollo de la microhidrogeneración y ayudaron a instalar 34 microcentrales en Chitral. Asimismo, un grupo de empresarios privados puso en marcha una serie de microcentrales para brindar servicio a las comunidades. Los proyectos culminados dan servicio a 14 002 familias. Cuando empiecen a funcionar las 33 microcentrales financiadas por AKRSP que aún faltan se podrá servir a 18 461 familias más.

Es evidente que las comunidades han identificado la electricidad como una necesidad prioritaria, y el AKRSP responde trabajando con ellas para cumplir con esta meta. Al inicio de las actividades de AKRSP, una planta hidráulica operada por el gobierno suministraba electricidad a Chitral, que en ese entonces tenía una población de 15 000 habitantes. La comunidad también contaba con grupos diesel, pero éstos funcionaban rara vez por falta de combustible, y la mayor parte del distrito quedaba en la oscuridad.

La comunidad opera microcentrales con potencias entre 10 kW y 60 kW, aunque la mayoría se encuentra entre 30 y 60 kW. Se trata de sistemas muy simples, con control manual de voltaje que se aumenta o disminuye para satisfacer la demanda. Como las comunidades se han familiarizado con estos sistemas, algunas han empezado a ins-

talar transformadores. En el caso de pueblos donde es necesario usar aparatos más sofisticados ya se está experimentando con la regulación electrónica de carga. Las turbinas se fabrican localmente y cada vez son más eficientes, mientras que los generadores se importan de China.

Todos los proyectos están a cargo de las comunidades. A éstas se les solicita que establezcan fondos para el mantenimiento para que cubran los costos de reemplazo de su generador, turbina, etcétera, antes de que el AKRSP ingrese como socio. Las condiciones de la sociedad especifican que el AKRSP debe suministrar los costos de los materiales del proyecto que se deben comprar fuera del pueblo, y se espera que la comunidad aporte una considerable mano de obra —así como los componentes de los postes— y que se establezca un sistema de derecho de uso y administración del proyecto.

El AKRSP ofrece apoyo técnico mientras se establece el proyecto. Este apoyo ha sido muy modesto; así, un ingeniero electrónico debió desempeñarse como ingeniero electricista supervisor de todas las instalaciones del AKRSP, aunque tenía el apoyo de varios supervisores jóvenes locales que habían aprendido mientras trabajaban en diferentes proyectos. El AKRSP también entrena a pobladores como operadores para cada pueblo. El ingeniero también maneja el proyecto y recibe un pago de los pobladores por su servicio. Por otro lado, el AKRSP ha entrenado hasta la fecha a 180 operadores. El AKRSP también alienta a los operadores para que instalen talleres de microgeneración hidráulica y ha ofrecido entrenamiento especializado para el rebobinado de generadores.

Los pobladores han establecido sistemas de administración que varían de pueblo a pueblo, de modo que cada uno tiene

diferentes derechos de usuario. La electricidad se emplea principalmente para la iluminación, y la mayoría de pueblos ha descartado el uso de lámparas incandescentes y sólo permite el empleo de lámparas fluorescentes. Para simplificar las cuentas, los pagos se hacen por tubo fluorescente y no se usan medidores de energía. Se han desarrollado sistemas para que los pobladores usen la electricidad para el planchado y lavado de ropa cuando el uso de electricidad es más bajo.

La lección más importante que ha dejado este exitoso programa es la necesidad de un aprendizaje social y un planeamiento adaptable más que de un planeamiento sinóptico, a pesar del atractivo de éste último. También es evidente que la luz es una necesidad básica importante, y las comunidades están dispuestas a pagar gustosamente por ella —aun dentro su pobreza— pues les permite elevar su calidad de vida. Los proyectos deben ser lo más simples posibles (evitando “modelos perfectos”) y bien estructurados si se desea que las comunidades los usen. Este proyecto nunca tuvo “proyectos pilotos”. Todo el aprendizaje tuvo lugar en el mismo campo, y tanto el *hardware* como el *software* mejoraron durante el desarrollo de cada proyecto.

El programa de microhidrogeneración puede calificarse como un programa de bajo costo de energía ante la pobreza de recursos. Los segmentos más necesitados de la población encuentran estos sistemas asequibles, evitando los conflictos que se suscitan cuando forman parte de sistemas más grandes no controlados por el pueblo. Estos sistemas son una solución ideal para áreas como Chitral, que posee abundante agua de los deshielos, montañas de pendientes empinadas y una gran tradición de administración colectiva de los recursos.



Pobladores en la instalación de la red de distribución.

El mecanismo limpio de desarrollo: ¿nuevo financiamiento para la micro y minihidrogeneración?

El Mecanismo Limpio para el Desarrollo (Clean Development Mechanism, CDM) es un instrumento económico diseñado para ayudar a aumentar la flexibilidad y con el cual se puede abordar el problema del cambio climático. En diciembre de 1997 se realizó la Convención Marco de la ONU sobre el Cambio Climático en Kyoto. El CDM formó parte del Protocolo de Kyoto, que debe ponerse en operación este año. El mecanismo básico del CDM permite que los países industrializados (o las compañías que operan en dichos países) establezcan medidas que reduzcan las emisiones de gases de invernadero en los países en vías de desarrollo. En retribución, los países industrializados ganarán "créditos" (certificados de reducción de emisiones o CER) que pueden usarse para contribuir a alcanzar sus metas domésticas. Por supuesto que los beneficiarios obvios de este nuevo flujo de finanzas serán los sectores renovables de los países en vías de desarrollo, que incluyen la micro y minihidrogeneración.

Las reglas exactas de operación del CDM aún están siendo negociadas por los participantes en la Convención del Clima. Se ha establecido un calendario, de modo que las reglas acordadas sean llevadas a la próxima Conferencia del Clima (COP-6) en noviembre del 2000. En este artículo se discutirán las principales características del CDM, para delinear cómo podrán trabajarse estas reglas.

Características del CDM

Hay dos aspectos claves en los proyectos del CDM:

- Deben orientarse a la reducción de emisiones de gas de efecto invernadero (GHG-Green House Gas) adicionales a aquéllos que de todas maneras se producirán (artículo 12.5c del Protocolo de Kyoto).
- Deben contribuir al desarrollo sostenible del país anfitrión (artículo 12.2).

Lo positivo que encierra el primer punto es que el CDM alentaría medidas para la reducción de emisiones adicionales por encima y por debajo de lo que ocurre comúnmente. De aquí que, para cumplir con los requisitos exigidos por el CDM, un proyecto debe mostrar que supera algunas barreras financieras e institucionales, como por ejemplo, la falta de capital o de capacidad. Sin embargo, el método exacto para señalar si un proyecto es accesorio todavía

está por determinarse. Un ejemplo en lo que respecta a la microhidrogeneración podría ser el caso de Sri Lanka. Por lo general, gran parte de la energía que se consume en el área rural –por ejemplo, iluminación– proviene de energías fósiles como el kerosene. Sin embargo, en muchas áreas la iluminación puede ser suministrada por micro o minicentrales hidráulicas, que no producen emisiones de gas de efecto invernadero (GHG). Sin embargo, debido a una serie de factores económicos y sociales sólo se está construyendo un pequeño número de centrales gracias al trabajo de algunas ONG. Si se usaran fondos del CDM, la cantidad de proyectos podría elevarse considerablemente. Los resultados iniciales de nuestros estudios en esta área muestran que tales medidas podrían contribuir al otorgamiento de créditos de bajo costo para los países industrializados, lo que permitiría atraer un financiamiento significativo.

Un problema metodológicamente importante para el CDM es cómo calcular cuánto crédito –o CRM– debe recibir un proyecto. Ello dependerá, por supuesto, de la magnitud de la reducción de las emisiones GHG que pueda alcanzar el proyecto durante su vida útil. Este cálculo no sólo requiere medir las emisiones del proyecto (cero en el caso de las micro y minicentrales) sino también estimar las emisiones resultantes de una "línea de base", es decir, un escenario de lo que podría suceder si el proyecto no se realizara. Dado que, por definición, tal escenario no puede ser medido, este estimado sería altamente incierto.

Para ilustrar el problema de definir una línea de base tomaremos nuevamente el ejemplo de las microcentrales que suministran electricidad para iluminación en Sri Lanka. Es obvio que, por lo menos al principio, la línea de base estará formada por lámparas de kerosene, lo que puede continuar por un buen tiempo si el pueblo permanece pobre. Sin embargo, es posible que después de algunos años el desarrollo económico permita al pueblo ahorrar dinero para adquirir un grupo diesel o una microcentral hidráulica. O quizá la red nacional puede haberse extendido al pueblo. ¿Cuál de estas opciones es el escenario correcto? Este problema será objeto de permanente investigación y debate en las negociaciones sobre el clima. Nuestros estudios en curso están examinando este problema para el caso de la microhidroenergía.

Otro problema es cómo monitorear (y verificar este monitoreo) los proyectos CDM que se están ejecutando. En el caso

de muchas centrales de generación a gran escala esto no representaría un gran problema, pues basta con instalar equipos de medición y hacer las mediciones empleando revisiones independientes, en cambio en los proyectos a pequeña escala los problemas son más complicados, pues resultaría caro que los revisores independientes verificaran regularmente un gran número de proyectos pequeños. Hay maneras de encarar este problema, como el caso de Costa Rica, donde se ha trabajado con proyectos pilotos de reducción de inversiones juntándolos mediante proyectos tipo "paraguas".

Otro aspecto de los proyectos CDM es que deben "contribuir al desarrollo sostenido" del país anfitrión. No se sabe cómo se puede lograr esto, pero en las discusiones se apunta a la idea de que los países en vías de desarrollo deberían realizar esta parte del proceso de aprobación. Se pueden usar algunos criterios, como el empleado por el Banco Mundial para juzgar sus propios proyectos pilotos (Banco Mundial, 1999):

- ¿Permite el proyecto beneficios ambientales además de la reducción de las emisiones de gas de efecto invernadero?
- ¿Contribuye al refuerzo institucional y al desarrollo de la capacidad humana?
- ¿Promueve la innovación tecnológica, el desarrollo, la difusión, la investigación y el desarrollo?
- ¿Es importante para el país anfitrión?
- ¿Cuál es el nivel de participación de la organización no gubernamental del país anfitrión?

La calificación de los proyectos es de *alto*, *mediano* o *bajo* para cada uno de los criterios anteriores.

Ésta es otra área en la que estamos trabajando actualmente. En particular, estamos buscando la posibilidad de definir un rango de indicadores de desarrollo sostenible que puedan usarse para calificar un proyecto.

Evidentemente hay muchas maneras de expresar si un proyecto de una micro o minicentral hidroeléctrica contribuye o no a un desarrollo sostenible. En particular, los proyectos pueden suministrar electricidad a las comunidades rurales que tienen escasa opción de conectarse a la red, dando acceso, por ejemplo, a una iluminación de buena calidad y a aparatos eléctricos que puedan reducir el trabajo penoso y ofrecer nuevas formas de entretenimiento. Además, comparativamente las micro y minicentrales tienen escaso impacto ambiental.

MINIHIDROGENERACIÓN: POLÍTICA Y PRÁCTICA

Una importante innovación en muchos proyectos realizados por Tecnología Intermedia es la creación de sociedades consumidoras de energía (ECS, "Energy Consumer Societies"), que son organizaciones dirigidas por el pueblo que administran y mantienen los proyectos. En conclusión, mientras que los detalles operacionales de la CDM están aún negociándose, ya se ha

establecido que pueden suministrar un financiamiento significativo para la tecnología de energías renovables, incluyendo la micro y la minihidrogeneración.

Referencias bibliográficas

World Bank (1999). AIJ Pilot Program Selection Criteria, *Evaluation Guidelines*

for Potential World Bank Activities Implemented Jointly (AIJ) Pilot Projects.

[Http://www.worldbank.org/](http://www.worldbank.org/)

Stuart Parkinson, Katie Begg, *Centre for Environmental Strategy*. University of Surrey, Guildford, UK.

Rona Wilkinson, *Intermediate Technology Consultants Ltd., Schumacher Centre for Technology and Development*, Rugby, UK.

Sistemas de Fondos Revolventes en el Perú: progresos y resultados técnicos

Antecedentes

Los fondos revolventes para proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas se están aplicando en el Perú desde mediados de 1993, gracias a los fondos suministrados por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

Los aspectos no técnicos del proyecto ya han sido vistos anteriormente en estas páginas. Ahora presentamos brevemente una discusión de los aspectos técnicos del trabajo y un resumen de las lecciones aprendidas hasta la fecha.

El Banco Interamericano de Desarrollo es una institución de financiación que proporciona tanto el capital para los sistemas de crédito como los fondos de asistencia técnica. Intermediate Technology Development Group (ITDG) es responsable de la ejecución de los fondos revolventes y de su reembolso al BID. El operador es responsable de la financiación de cada proyecto (cuando los prestatarios solicitan un crédito), de la supervisión de los gastos del presupuesto en comparación con las actividades y de la recuperación del dinero prestado. Diferentes instituciones, tanto nacionales como internacionales, han participado en este proyecto, buscando conjuntamente la inversión de capital y la asistencia técnica.

Los clientes de este proyecto son pueblos pequeños, comunidades, organizaciones públicas y privadas, así como personas que necesitan capital para invertir en la construcción, rehabilitación o culminación de proyectos de energía hidráulica a pequeña escala en el Perú. Los créditos varían entre US\$ 10 000 y US\$ 50 000, con una tasa de interés de 8%, para ser devueltos en un plazo de hasta cinco años, con un periodo de gracia otorgado según una evaluación de cada caso.

Planteamiento técnico

Todos los proyectos se han ejecutado usando los conceptos de tecnología apropiada,

buscando mantener los costos de capital y de mantenimiento lo más bajos posibles y, al mismo tiempo, ofreciendo buena confiabilidad y calidad del servicio.

El equipo electromecánico ha sido completamente fabricado en Perú, con excepción de un controlador de carga que fue importado por uno de los proyectos anteriores.

Con respecto al uso de estándares, el planteamiento ha sido flexible por las diferentes necesidades de los clientes. Los inversionistas privados siempre presionan para reducir al mínimo los costos de capital, aun con el riesgo de tener bajos estándares. En esos casos se necesita un análisis cuidadoso para dar una solución apropiada y reducir al mínimo los riesgos, pero intentando mantener los costos de capital y las necesidades y costos de mantenimiento lo más bajos posibles. En la mayoría de proyectos para los pueblos los requerimientos son de un alto estándar, con grandes proyectos y otros factores que tienden a aumentar los costos. En esos casos se debe hacer un trabajo paciente en educación técnica y financiera, aspecto clave para informar a las autoridades locales y/o a los comités de electrificación, que constituyen las contrapartes ejecutivas de los proyectos. De esta manera se ha logrado realizar proyectos viables.

Los costos del proyecto varían entre US\$ 2500 y US\$ 4000 por kW instalado, lo que incluye desde el diseño de ingeniería hasta la conexión a la casa; es decir, generación, transmisión y distribución. La variación de los costos unitarios (por kW instalado) se debe a las diferentes condiciones que requiere cada proyecto: longitud del canal, existencia de una línea de transmisión o necesidad de instalar líneas de distribución de media tensión, etc. Aunque el número de instalaciones no es lo suficientemente grande como para generalizar, podemos señalar que la distribución de costos es como sigue: 5% a 8% en estudios de diseño de ingeniería, 30% a 40% en la

obra civil, 15% a 25% en equipamiento electromecánico y 25% a 40% en transmisión y distribución.

Componentes técnicos

Potencia

No hay límites para establecer la potencia; sin embargo, en el mercado hay mayor demanda por capacidades menores a los 200 kW. El rango de los proyectos ejecutados varía entre 4 kW y 70 kW. Las capacidades más altas corresponden a los pueblos y las más pequeñas a los inversionistas privados.

Obras civiles

Este componente ofrece la mejor oportunidad para reducir costos. No siempre es posible apuntar al menor costo de diseño –especialmente cuando el gobierno es el cofinanciador– debido a los estándares nacionales y a otras causas. Algunas de las tecnologías empleadas para reducir los costos de ejecución consisten en, por ejemplo, construir la bocatoma de materiales mixtos (madera y concreto) o en el uso de canales de tierra siempre que sea posible para reducir al mínimo el empleo del concreto. Cuando se emplean canales de concreto se utiliza el método de las cerchas, que consiste en excavar primero la caja del canal y luego revestir de concreto las paredes y las bases, lo que ya se ha comentado en estas páginas.

También se han usado dispositivos simples –como tubos de PVC de extremos libres removibles– así como la combinación de aliviaderos con dispositivos de desagüe para la limpieza y control del desarenador y de la cámara de carga. En todos los casos se usan tubos de PVC fabricados localmente para la tubería de presión, aun hasta en saltos de 150 m. Las casas de máquinas deben ser simples y pequeñas.

Equipo electromecánico

En el caso de potencias menores a 10 kW, se emplean generadores de inducción.

ción y reguladores electrónicos de carga (ELC), turbinas Pelton de chorros múltiples y turbinas de flujo transversal. Para mayores potencias se usan ELC con tiristores y generadores sincrónicos. Sin embargo, es el cliente quien decide la selección del tipo de máquina, luego que ITDG ha aconsejado sobre las diferentes opciones, sus ventajas y desventajas, el costo del equipo, etc.

En el caso de la regulación, todos los proyectos emplean reguladores electrónicos de carga debido a que son más baratos que la opción hidráulica y mucho más confiables. Los reguladores hidráulicos no son una buena opción para comunidades aisladas donde la asistencia técnica es cara.

Líneas de transmisión y distribución

La situación ideal es que la mayoría de las instalaciones no necesiten líneas de transmisión, pero esto no se da siempre y, en la práctica, en la mayor parte de los casos se requiere de una línea de transmisión. Para este componente la recomendación de ITDG por lo general es usar cables autoportantes y postes de madera. Sin embargo, en los casos donde participa el gobierno regional como cofinanciador, a veces se decide usar la cantidad convencional de cuatro o cinco líneas para la transmisión y distribución. En los proyectos más recientes se ha recomendado con insistencia el uso de medidores en todos los clientes, con el fin de establecer un sistema de tarifas de acuerdo al consumo de energía de cada familia. Los proyectos anteriores no contaban con medidores, lo que ocasionaba problemas de cuando en cuando.

La asistencia técnica de ITDG abarca desde las primeras etapas del proyecto —es decir, los estudios de prefactibilidad y factibilidad— hasta su ejecución y puesta en marcha. Después de esto, se despliega un esfuerzo considerable para entrenar a la gente en la operación, mantenimiento y administración de la instalación. Lo mismo ocurre con la educación de las autoridades y consumidores. Un aspecto clave del trabajo es educar a los líderes y autoridades con respecto a los diferentes aspectos relacionados con la energía y su continuidad.

Resultados del proyecto (julio 1999)

Hasta el presente se han asignado diecisiete créditos: once a municipalidades y seis a firmas privadas. De estos créditos, quince se han usado para la ejecución de nuevos proyectos, uno para la

reparación de equipo eléctrico malogrado y uno para la instalación de equipo complementario (regulador electrónico de carga y medidores). El número total de familias directamente beneficiadas (con conexión eléctrica) es del orden de las dos mil. El uso de estos créditos ha permitido la creación o mejoramiento de una variedad de pequeños negocios.

El monto total invertido hasta la fecha asciende a casi US\$ 2 000 000, de los cuales US\$ 500 000 provienen de un sistema de crédito de préstamo blando y más de US\$ 1,4 millones ha sido cofinanciado por diferentes fuentes.

La tasa de implementación ha variado de año a año bajo la influencia de diversos factores y eventos. Podrían citarse la falta de experiencia del grupo de energía de ITDG-Perú en proyectos de esta clase en sus etapas iniciales, debido a una insuficiente comprensión de aspectos del mercado y subestimación de la demanda de asistencia técnica por parte de los clientes. Afectaron también algunos factores naturales y políticos, tales como el fenómeno El Niño en 1998 y principios de 1999, así como la campaña electoral de las autoridades locales a fines de 1998.

Año	Créditos asignados
1994	1
1995	2
1996	5
1997	7
1998	0**
1999	2*

* Por julio de 1999.

** Durante la mayor parte de 1998 y durante los tres primeros meses de 1999, la promoción de actividades se detuvo deliberadamente por causa del fenómeno El Niño.

Lecciones aprendidas

Esta clase de proyectos en comunidades aisladas sólo es posible con un efectivo e intenso programa de promoción bien diseñado, con un equipo decidido a trabajar intensamente y, bajo condiciones duras, a realizar visitas frecuentes a los puntos más aislados del país.

Ello requiere mucho más que una simple supervisión técnica: requiere de un asesoramiento muy cercano de etapa a etapa de los clientes, así como de un equipo de asistencia técnica con amplia experiencia para juzgar apropiadamente cada necesidad, manteniendo una calidad flexible pero sin riesgos, confiable y con las capacidades adecuadas para la ejecución exitosa de los proyectos y su futura permanencia.

Se ha encontrado que la supervisión cercana de los fabricantes y las reglas

claras para los contratos son muy importantes. Los contratos deben especificar materiales, inventarios, garantías, etc.

El mercado rural del Perú es grande pero pobre, y para la mayoría de los pueblos los fondos revolventes no son accesibles si no se cuenta con financiación adicional. Por lo general, para las firmas privadas el fondo se ha usado para el 100% de los costos de inversión, pero los costos de transacción y asistencia técnica han sido difícilmente abordables.

La falta de garantías de muchas firmas rurales u hombres de negocios es una barrera importante para la asignación de créditos en las áreas rurales. Por ejemplo, la mayoría de la población rural no tiene una propiedad legalmente reconocida.

Una de las características más importantes de este préstamo es la amplia dispersión de las asignaciones en grandes áreas, por lo que la recuperación del dinero requiere de un esfuerzo considerable por parte del equipo, y no sólo del operador.

Para mayor información, dirigirse a:
Teodoro Sánchez, gerente del Programa de Energía, ITDG-Perú
Email: teo@itdg.org.pe
Fax: 511-4466621

Mini Hydro Power Group

Este suplemento ha sido recopilado por el Mini Hydro Power Group (MHPG), asociación integrada por las siguientes organizaciones:

The Swiss Centre for Development Co-operation in Technology and Management (SKAT), Suiza.

The Association for Appropriate Technology (FAKT), Alemania.

The Intermediate Technology Development Group (ITDG), Reino Unido.
Projekt-Consult (PC), Alemania.

Comité editorial

A.P. Brown (Editor-coordinador)
Alison Doig (ITDG)
R. Metzler (FAKT)
B. Oettli (SKAT)
T. Scheutlich (PC)

Este suplemento ha sido financiado por Environment & Forestry Department, Swiss Development Cooperation.