

HIDRORED

2/95

ISSN 0935 - 0578



La electrificación rural en el nuevo contexto político-económico de América Latina

Foto: Archivo ITDG-Perú. Centro poblado de Chalán, Cajamarca, Perú.

Electrificación rural: experiencia internacional y temas relevantes.
Jaime Fernández 2

Estrategia de energía rural, Bolivia.
Enrique Birhuett 4

Perfiles de proyectos de autogeneración, Chile.
Jaime Espinoza, René Cifuentes. 6

Electrificación rural: experiencia internacional del Banco Mundial.
Uwe Richter 10

Limitantes para la difusión de energías renovables en el Grupo Andino.
Luis Geng 13

Estimado lector,

La "Electricidad Rural" siempre es un tema de actualidad ya que a pesar de los importantes esfuerzos que instituciones, gobernantes, individuos, etc., vienen desplegando para mejorar los índices de electrificación rural, los logros son muy reducidos. Aún existen miles de pequeños centros poblados que aspiran a tener energía eléctrica y que ven remotas sus posibilidades.

Por cierto, no es un tema simple. Los costos, gestión, operación y mantenimiento de pequeños sistemas aislados son complejos. La conexión a la RED en muchos casos no pasa de ser un sueño; en este contexto, todo aporte que contribuya a la discusión de este tema es importante.

La presente edición de HIDRORED lleva como título: "La electrificación rural en el nuevo contexto político-económico de América Latina" y el contenido de los artículos tiende a señalar pautas, modelos o propuestas que podrían servir para la implementación de esquemas de electrificación rural efectivos que sean viables técnica, económica y socialmente y que, sobretodo, sean sustentables.

Teodoro Sánchez C./ITDG-Perú



Electrificación rural: experiencia internacional y temas relevantes para el diseño de una política y estrategia de E.R. en el Perú ⁽¹⁾

por Jaime Marco Fernández

Experiencia del Banco

El Banco Interamericano de Desarrollo ha venido financiando proyectos de electrificación rural (E.R.) en los países de la región desde inicios de los años sesenta, la mayor parte de los cuales se financiaron entre esos años y mediados de los años ochenta. El financiamiento de las agencias internacionales disminuyó durante la década pasada, en parte porque los países disminuyeron su inversión en energía por razones presupuestarias, pero también por las dudas crecientes entre las agencias sobre si la E.R. era económicamente justificable o particularmente beneficiosa para la población rural que estaba supuesta a favorecer. Actualmente, están en ejecución proyectos de E.R. financiados por el Banco de Panamá, Paraguay y Bolivia, aunque en algunos casos las actividades de E.R. son parte de programas de expansión del servicio eléctrico y no son separables como proyectos específicos.

Los proyectos del BID han financiado mayormente inversiones directas de empresas eléctricas del Estado, pero también créditos para inversiones de cooperativas eléctricas y han comprendido la extensión de redes nacionales o regionales y no pequeños subproyectos aislados, los cuales han sido financiados por el Banco en proyectos de desarrollo rural y de desarrollo municipal.

La mayoría de los países han definido los proyectos de E.R. como expansión de los servicios a todas aquellas áreas fuera de los grandes centros urbanos que no están conectados a una red nacional o regional.

En 1981, el Banco realizó una evaluación de impacto de los proyectos ejecutados, con el objeto de mejorar el proceso de identificación, análisis y ejecución de proyectos financiados con sus préstamos. Las principales conclusiones de estos estudios fueron: (a) impacto: el mayor impacto de los proyectos fue en el uso de electricidad en la vivienda. Éstos

tuvieron poco impacto en la producción, excepto en aquellos casos de productos grandes en áreas en que ya existía desarrollo comercial de la agricultura, el beneficio en el uso doméstico fue mayor para los grupos de mayor poder adquisitivo. En los grupos de menores ingresos el consumo se redujo a la iluminación, la vivienda y al uso de algún electrodoméstico; (b) ejecución: los programas carecieron en general de una definición clara, de una base institucional adecuada y su construcción se retrasó entre dos y cuatro años del plazo previsto; (c) tarifas: las bajas tarifas a las áreas rurales minaron la viabilidad financiera de cooperativas y de las empresas estatales, impidiendo la expansión del servicio a las áreas rurales de menor densidad de población; (d) análisis: varios proyectos no tenían un análisis económico adecuado sino una exposición de metas generales y optimistas de los beneficios de la electrificación; y, (e) otros: el mantenimiento inadecuado comprometía la sostenibilidad del servicio, se daba poca atención a la viabilidad financiera. Estos problemas se han venido superando, pero el flujo de proyectos de E.R. financiados por el Banco ha disminuido.

Conclusiones de la experiencia en otros proyectos

En los últimos quince años, la opción sobre la E.R. ha venido cambiando de ser muy favorable a ligeramente desfavorable. Algunos estudios más recientes han acentuado las críticas a los proyectos de E.R., pero también han generado recomendaciones para mejorarlos ². Las conclusiones más relevantes están relacionadas con el impacto y la selección de los proyectos.

1. Impacto de los proyectos

En prácticamente todos los casos revisados, los objetivos globales de los proyectos de E.R. han sido el desarrollo económico y el mejoramiento de los ingresos

de la población en las áreas a ser electrificadas. El supuesto ha sido que la E.R. por sí misma promueve el desarrollo.

Las conclusiones de los estudios indican que la E.R. por sí misma no ha sido un canalizador del desarrollo económico. Hay muy poca evidencia de que la introducción de E.R. haya resultado en nuevas agroindustrias, pequeña industria o comercio. Los proyectos en que la E.R. ha sido parte de los programas de desarrollo rural y los insumos complementarios para la producción han estado disponibles, los beneficios sociales de los proyectos de esta naturaleza se han logrado prácticamente con el mismo costo.

Por otra parte, la E.R., en general, no ha contribuido a aliviar la pobreza. Por el contrario, la conclusión de varios estudios es que ésta ha acentuado la desigualdad ya que los mayores beneficiados han sido los grupos de altos ingresos.

2. Selección de proyectos

La revisión de la literatura reciente sobre E.R. y las estadísticas sugieren que los beneficios económicos y sociales de los proyectos de E.R. han sido sobre estimados, en tanto que los costos han sido sub estimados.

El costo real de proveer electrificación en las áreas es substancialmente mayor que lo que se había estimado anteriormente, primeramente por su bajo factor de carga y altas pérdidas. Sin embargo, algunos proyectos, en particular los asociados con la producción agrícola, pueden generar mayores beneficios que los previamente estimados.

Los estudios de seguimiento e impacto han encontrado que muchos proyectos se han guiado por los supuestos beneficios sociales de la electrificación, sin poner atención a las estimaciones de costos y beneficios económicos, al diseño institucional y factores complementarios que podrían hacer al proyecto exitoso. Dado que hay poca evidencia de que los beneficios no económicos sean relevantes, el principal criterio para

(1) Las opciones presentadas en este documento son atribuidas únicamente al autor y no representan necesariamente las del Banco Interamericano de Desarrollo.

(2) Aquí se entiende por programa al conjunto de acciones conducentes a lograr un objetivo. Los proyectos de inversión forman parte de estas acciones.



Foto: Archivo ITDG-Perú. Cargador de baterías accionado por molino de piedras mejorado.

juzgar la conveniencia de una inversión en E.R. debería ser económico, como es la Tasa Interna de Retorno Económica (TIRE). En los proyectos evaluados sobre los estudios de impacto, la TIRE fue menor que la estimada en el análisis *ex ante*.

La falta de sostenibilidad financiera de los proyectos ha restringido la inversión en la expansión de los sistemas, aun para proyectos que serían económicamente viables. Los subsidios para E.R. imponen una carga pesada en las empresas de servicios (y en otros consumidores cuando hay subsidios cruzados) aun en proyectos que son económicamente viables. En las evaluaciones de resultados, la mayoría de los proyectos operaban con pérdidas en su evaluación *ex ante*, pero también por la política del gobierno de mantener tarifas rurales iguales a las urbanas aun con costos más altos y que no son ajustados regularmente por inflación u otros costos reales. Muchos de los proyectos revisados no cubrirían los costos de operación y mantenimiento aun en el análisis *ex ante*.

El cambio en la orientación y el financiamiento de los proyectos en infraestructura

Durante la década de los años ochenta, las experiencias de la crisis de la deuda experimentada por muchos países de la región y las restricciones presupuestarias del ajuste indujeron transformaciones en el modelo de desarrollo de los países. Éste ha venido cambiando de un carácter proteccionista y un papel predominante del Estado en todas las áreas de actividad

económica, a uno de economía de mercado con mayor integración con el mercado internacional y en que la actividad en los sectores productivos se confía al sector privado.

El BID apoyó este proceso a través de préstamos sectoriales de política que se iniciaron en 1990 y que contribuyeron a la liberalización y desarrollo de los mercados, al cambio en el papel y reducción del tamaño del Estado y al establecimiento de condiciones favorables a la inversión privada en mercados competitivos. La experiencia con operaciones de política condujo al reconocimiento explícito de que para lograr una mayor eficiencia y productividad de la inversión en los proyectos financiados por el Banco, es necesario no sólo introducir en el análisis económico de los proyectos las restricciones políticas e institucionales, sino eliminarlas.

A las reformas económicas anteriores se ha agregado la experiencia de los países desarrollados y de algunos en desarrollo en la privatización de la infraestructura, inducida por las restricciones de recursos para inversión, las ineficiencias en la provisión de los servicios, los cambios tecnológicos que han permitido la introducción de la competencia en algunos sectores y los avances en las economías de la regulación. Ello ha permitido reestructurar algunos sectores y poner monopolios en manos privadas, estableciendo a su vez, el marco regulatorio e institucional orientado a restringir los abusos del poder de mercado y a mantener la eficiencia productiva y de asigna-

ción de recursos en las empresas monopólicas que proveen servicios públicos.

Los sectores de infraestructura han sido tradicionalmente reservados al sector público, en particular en los países en desarrollo. Ésto ha sido así en parte por su condición de monopolios naturales y porque se han considerado de importancia estratégica para la economía, pero también porque se ha considerado que sus elevados requerimientos de capital y sus largos períodos de gestación los hacen poco atractivos al sector privado. Las tendencias recientes en privatización y en financiamiento de proyectos de infraestructura por inversionistas privados han cambiado la percepción anterior. Los gobiernos han venido creando oportunidades de inversión para el sector privado, como parte de sus esfuerzos para aumentar su acceso a los mercados internacionales de capitales, reducir el compromiso de recursos públicos en sectores atractivos a los inversionistas privados para asignarlos a la producción de bienes públicos, aumentar la eficiencia en la construcción y operación de proyectos de infraestructura y aumentar la competencia en la provisión de estos servicios. El sector privado, a su vez, ha demostrado su capacidad para movilizar recursos, aceptar los riesgos del proyecto y del país, dando un adecuado ambiente macroeconómico e institucional y un proyecto bien estructurado para mejorar la eficiencia de los servicios. La participación del sector privado en infraestructura ha apoyado también el desarrollo de los mercados de capitales en los países receptores.

Esta última tendencia también ha demandado un cambio en la forma tradicional de operar de las agencias internacionales de financiamiento, que han estado acostumbradas a conceder préstamos a los gobiernos para inversiones públicas en infraestructura. La adaptación a estos cambios está todavía en proceso, pero existe toda una nueva generación de iniciativas de financiamiento y programas innovativos que se han ajustado al nuevo ambiente de política de los países.

Ahora la pregunta principal no debería ser si deben crear las condiciones para inversión privada en E.R., sino cuál es la mejor forma de hacerlo.

Temas relevantes para el diseño de política y estrategia de E.R. en el Perú

El BID y el Banco Mundial han venido colaborando con el Gobierno del Perú

(Continúa en la página 14)



Estrategia de energía rural, Bolivia

por Enrique Birhuett

Antecedentes

La capitalización YPFB Y ENDE significa una transformación sustancial del Estado y de su rol en lo que se refiere a la producción de energéticos, su distribución y la regulación del consumo.

Bolivia se propone, en el tema energético, convertirse en un protagonista central en el Cono Sur, tanto por la disponibilidad de recursos energéticos que posee, como por su situación geográfica privilegiada en el Centro de América del Sur. La participación del sector privado y de capitales extranjeros parece vislumbrar que esta situación es posible y que Bolivia se consolidará como un exportador neto de energía.

Pero, además de la exportación de energéticos, donde las probabilidades de éxito para el desarrollo energético son mayores, el consumo interno de energía seguirá jugando el rol dinamizador del desarrollo y por lo tanto es de interés del Estado expandir el mercado interno de energéticos.

El sector menos desarrollado en lo que se refiere a mercados energéticos es el rural. Este mercado se caracteriza por bajos consumos, inexistencia de redes de distribución; uso intensivo de la leña y aprovechamiento prácticamente nulo de otras fuentes energéticas disponibles localmente. Las barreras que impiden su expansión se refieren a las condiciones de diversidad social, económica, organizativa y geográfica.

Dentro de una política global de complementariedad: exportación y expansión del mercado interno, la actual administración gubernamental pretende sentar bases para que de forma coherente la energía beneficie a toda la población boliviana. La energía juega un doble rol en Bolivia: es un producto de exportación y es un bien que rinde servicios directos muy estrechamente relacionados con el desarrollo regional y nacional.

El área rural como un mercado potencial de energía

Para desarrollar un mercado energético ampliado, sobre todo en las áreas rurales, la actual administración gubernamental se ha propuesto implementar una estrategia de energía rural. Esta estrategia permitiría superar los bajos índices

de suministro energético a las áreas rurales y que la energía efectivamente sea un factor de desarrollo y la población rural pueda mejorar sustancialmente sus condiciones de vida.

La estrategia pretende alcanzar objetivos de suministro energético seguro, confiable y sostenido tomando en cuenta los siguientes aspectos estructurales:

- La oferta energética se mueve en un ámbito de libre mercado y regulado por las nuevas Leyes de Hidrocarburos y de Electricidad.
- El sector privado tiene una participación activa en los rubros de producción, transmisión y distribución energética.
- El área rural, como demandante, presenta una alta diversidad geográfica, social, económica y étnica.
- Existe en la actualidad bajos niveles de consumo de energéticos comerciales debido a una baja capacidad de compra de bienes y energía en el área rural.
- El Estado se concentra en la promoción, la normatividad, el control y la regularización de los mercados de energéticos.

Principios de la estrategia de energía rural

Bajo estas condicionantes, la estrategia rural se estructura sobre tres pilares:

- El principio del co-financiamiento o de subsidiariedad: donde el Estado y sector privado emprenden proyectos de energía rural.
- La innovación tecnológica: se amplía el aspecto de las fuentes energéticas convencionales a las renovables.
- La gestión de la demanda: basada en los mecanismos de priorización y estructuración de la demanda señalados por la Ley de Participación Popular. Sólo se pueden atender las demandas priorizadas y concertadas a nivel de Desarrollo Regional y del Gobierno Central.

El principio de co-financiamiento está referido a que los proyectos de energía rural muchas veces no presentan una rentabilidad financiera, pero sí tienen un impacto social importante. El sector público financiará la componente social de los proyectos, incluyendo su identificación y formulación, mientras que el sector privado participará en la componente factible financieramente. Este esquema

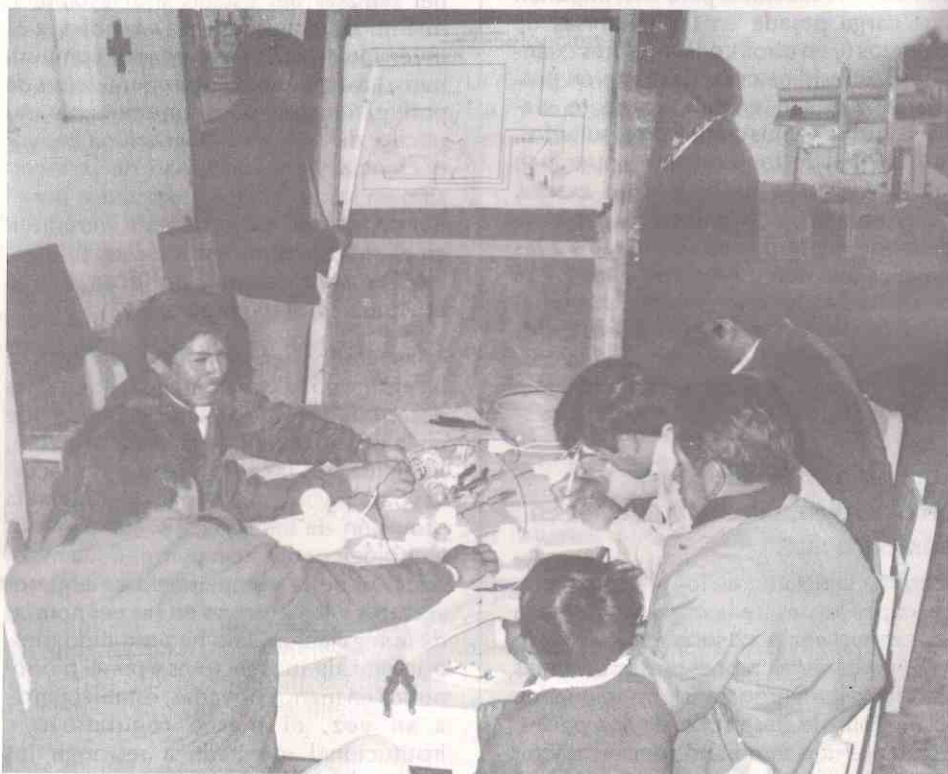


Foto: Archivo ITDG-Perú. Capacitación en el uso de electricidad.



de participación es el que se denomina co-financiamiento.

La ampliación de la base tecnológica a las energías renovables y localmente disponibles permitirá un uso racional y óptimo de la energía. La alta dispersión poblacional, las dificultades de acceso y comunicación a diversas zonas rurales no permiten que los energéticos como la electricidad de red y los derivados de hidrocarburos puedan ser distribuidos eficientemente y a bajos costos. La utilización de las energías renovables, cuya característica principal es su disponibilidad local, definitivamente son una solución tecnológica y económica para que la energía pueda ofrecer servicios, en zonas aisladas y de difícil acceso.

La gestión de la demanda es un mecanismo para su identificación, estructuración dentro de un sistema socioeconómico y cuantificación. Uno de los resultados de este mecanismo es que la energía realmente sea un factor de desarrollo. Los usuarios potenciales percibirán los inicios de la energía en función de su desarrollo concreto y no sobre un supuesto que la energía «trae» el desarrollo de forma mecánica. Los mecanismos de concentración a niveles microregionales y regionales permiten determinar con bastante precisión los usos finales de la energía, además de anticipar sus efectos sobre el desarrollo de las comunidades rurales. Es decir, que la demanda de energía debe ser priorizada en función a otras demandas y necesidades rurales (camino, educación, salud, riego, etc.) y sobre todo en función de los recursos económicos disponibles. Solamente bajo estas condiciones la energía y su consumo son reales factores de desarrollo.

Los roles del sector público y privado en la estrategia de energía rural

Los actuales cambios estructurales en el campo energético como la capitalización de YPFB Y ENDE permiten al Estado redefinir sus acciones. Ya no intervendrá más en la oferta energética como productor y distribuidor de energéticos y más bien se concentrará en estimular la demanda mediante la implementación de programas de desarrollo que permitan, a corto y mediano plazo, incrementar la capacidad de pago de los usuarios potenciales.

Esto implica también un cambio en el comportamiento de la población en relación a sus demandas, hasta ahora canalizadas por intermediaciones políticas y sin efectos de impacto en el desarrollo. ¿Cuántas poblaciones rurales en la ac-

tualidad poseen un generador diesel y su sistema de distribución de energía eléctrica sin funcionar? ¿Era prioritaria esa inversión? ¿Porqué de todas maneras la gente emigró a las ciudades aun contando con energía eléctrica? Las demandas no podrán atenderse sin una participación efectiva de los demandantes, lo que equivale a que éstos realicen también inversiones con los pocos recursos que disponen a través de la Ley de Participación Popular. Ello obliga a los demandantes a evaluar y priorizar sus diferentes requerimientos que deben ser satisfechos, entre ellos la energía.

La participación del sector privado en la estrategia no corresponde a una extensión mecánica de su participación en la producción y distribución de energéticos. La reproducción del capital también está en función del nivel de consumo y del tamaño del universo de los demandantes. Esto significa buscar mercados y expandirlos de forma sostenida y creciente. El área rural obliga al sector privado a un cambio en su actitud y visión de sus inversiones.

En una primera fase, sus inversiones estarán acompañadas de las inversiones públicas (algo así como andar todavía de la mano del Estado) porque los proyectos de energía rural todavía no presentan una factibilidad financiera completa. El cambio de actitud que se exige del sector privado consiste en ya no considerar al Estado como el mejor cliente, sino como el mejor socio para sus inversiones, donde cada cual asume sus responsabilidades y riesgos de forma compartida en espacios como el rural y donde la constitución de los mercados no es evidente.

Para satisfacer demandas energéticas de inversión, eficiencia y sostenibilidad, éstos son los aportes importantes del sector privado a la estrategia de energía rural. Pero también se requiere demandantes con capacidad adquisitiva. Los programas de desarrollo del Estado buscan precisamente esto último, articulando el factor energético como dinamizador de desarrollo, sobre todo rural.

Los instrumentos que permiten operativizar la estrategia de energía rural

Para operativizar la estrategia de energía rural es necesario contar con los siguientes instrumentos:

- Planes nacionales, regionales y micro-regionales de inversión en suministro energético, resultantes de priorizaciones de las demandas locales.
- Mecanismos de financiamiento por

parte del Estado y del sector privado, destinados a inversiones en proyectos de energía rural.

- Mecanismos de coordinación entre la Secretaría Nacional de Energía y las diferentes instancias gubernamentales y el sector privado (empresas, ONGs, cooperativas, etc.) y una estructura institucional con participaciones de desarrollo, los municipios y las OTB.

Para la elaboración y ejecución anual de los planes de inversión nacionales, regionales y microregionales, es necesario que la estrategia de energía rural vaya concertándose, de los niveles microregionales hacia los niveles nacionales. El contenido de los planes microregionales se traducirá en proyectos concertados y priorizados que benefician directamente a la población. Para la identificación de proyectos se deberá contar con la asistencia técnica de ONGs, y Corporaciones Regionales de Desarrollo que permitan formular dichos proyectos.

Por otra parte, el plan de inversiones permite estimar los montos de financiamiento que posteriormente deberán ser gestionados tanto a nivel del Estado como del sector privado y las proyecciones que deberán realizarse anualmente. Las instancias que permitirán articular los planes microregionales y nacionales serán las Corporaciones Regionales de Desarrollo donde se establecerán bancos de datos para facilitar la toma de decisiones.

Los mecanismos de financiamiento son aquellos que el Estado establecerá para proveer los recursos financieros necesarios para implementar los proyectos de energía rural. En la actualidad, el FONDO DE INVERSIÓN SOCIAL, el FONDO NACIONAL DE DESARROLLO REGIONAL y el Fondo de DESARROLLO CAMPESINO son las instancias que permiten canalizar recursos tanto internos como externos dentro del sector público. De acuerdo a Ley de Participación Popular, estas instancias servirán de mecanismos para financiar proyectos de suministro energético rural.

Dentro del sector privado se está organizando una FUNDACIÓN DE ENERGÍA RURAL con el objetivo de financiar proyectos de energía rural. Se trata de una iniciativa del sector privado que permitirá tanto a empresas como a cooperativas de suministro energético, encontrar el respectivo financiamiento de proyectos de energía rural.

De esta manera, se establecen los respectivos mecanismos, estables y privados, para financiar proyectos de energía rural. Ello permitirá operativizar el principio de co-financiamiento.



La coordinación interinstitucional será el tercer elemento de operativización de la estrategia. Esta coordinación interinstitucional será una instancia de intercambio de información y de concertación de planes y acciones concretas entre el sector público y privado.

Para concretar dicha coordinación, se habrá consolidado, en la Secretaría de Energía, la Dirección de Fomento Energético Rural como una entidad de coordinación, promoción y fiscalización de proyectos energéticos rurales. También se institucionalizará los seminarios y talleres de concertación y planificación entre las diferentes instancias de participación —tanto el sector privado como el sector estatal—, abarcando una serie de temáticas relativas a la estrategia: tecnología, financiamiento, pre-inversiones, etc.

Las acciones prioritarias de coordinación de la Secretaría Nacional serán con la Secretaría Nacional de Desarrollo

Rural, la Secretaría Nacional de Participación Popular, las Corporaciones Regionales de Desarrollo, los Fondos de Inversión Pública y la Fundación de Energía Rural.

Otros componentes de la estrategia de energía rural

La estrategia, finalmente, contempla otros aspectos que coadyuven a que los proyectos de energía rural tengan éxito. Para ello, se hará énfasis en la planificación energética local, el uso productivo de la energía, la formación de recursos humanos y el monitoreo de proyectos y difusión de la información.

De acuerdo a la experiencia anterior, sobre todo en electrificación rural, la provisión de energía debe acompañar a los programas de desarrollo regionales y microregionales e insertarse de forma coherente y compatible con los objeti-

vos de dichos programas que se vayan implementando en las áreas rurales.

La planificación energética local permitirá contar con información básica local y regional para orientar las inversiones, tanto del sector privado como público, de forma más adecuada y con mayores probabilidades de éxito.

La formación y capacitación de los recursos humanos permitirá que los proyectos, tanto en su identificación y ejecución como en su operación, puedan ser eficientes y sostenibles.

Finalmente, el monitoreo y seguimiento de los proyectos generará suficiente información que pueda ser retroalimentada a nuevos planes y programas energéticos del área rural. Esta acción deberá traducirse en difundir información permanente como un medio de integrar más actores y hacer conocer sus experiencias ■

MCH's en zonas rurales de Chile

Perfiles de proyectos de autogeneración

por Jaime Espinoza Silva y René Cifuentes Bobadilla

Resumen

En las proximidades del Siglo XXI, el país exhibe logros en materia de desarrollo, los que no alcanzan por igual a toda la población, siendo los sectores rurales los menos favorecidos. La energía eléctrica se constituye en un elemento esencial para satisfacer necesidades básicas de la población y su disponibilidad es una condición necesaria para iniciar procesos sostenidos de desarrollo económico y social. La electrificación rural enfrenta, por otra parte, problemas típicos de inviabilidad económica por bajos niveles de consumo y dispersión de la población. En este sentido, el Gobierno ha definido como una tarea prioritaria la superación de la pobreza y la modernización de la vida rural (Programa de Electrificación Rural, Agosto 1994)

En el marco anterior, la Comisión Nacional de Energía encomendó a la Universidad Técnica Federico Santa María, en conjunto con la Universidad de la Frontera y la Universidad Austral, la elaboración de una "Cartera de Proyectos de Autogeneración", en base a centrales

minihidráulicas en zonas rurales y aisladas de la Región de La Araucanía (IX Región) y la Región de Los Lagos (X Región). En el presente trabajo se analiza los resultados técnicos, económicos y sociales de un universo de 20 proyectos característicos.

Introducción

En Chile, el total de viviendas rurales alcanza en la actualidad aprox. 507 000 (16,5 % de la población nacional). El porcentaje de cobertura de electrificación rural es del 53%. El 45% del problema se concentra entre las regiones IX y X. El Programa de Electrificación pretende suministrar solución al 100% de la población en un período de 10 años, con una primera meta del 75% al año 2000. Ésto representa un costo de inversión de aprox. US\$110 millones. Por otra parte, el crédito actual del BID financiaba hasta 1994 sólo proyectos de extensión de red convencional y no proyectos de autogeneración. Por lo anterior, se definió primeramente una metodología de evaluación de proyectos de autoge-

neración, una definición de soluciones tipo, un desarrollo de normativa de estándares de calidad y un modelo de organización local, entre otros. El precio promedio de la energía rural en Chile alcanza a 213 (Mills/kWh) y el pago por este concepto equivale a US\$ 6,7 mensuales.

Desarrollo

El objetivo y alcance del presente trabajo nace de la Comisión Nacional de Energía (C.N.E.), quien considerando la definición de una política específica que sustente la elaboración de su Programa Nacional de Electrificación Rural a partir de 1995 —en cuyos lineamientos se destacan la descentralización de decisiones, la incorporación de las Energías No Convencionales (ENC) como alternativa tecnológica y el co-financiamiento de proyectos entre el Estado, el sector privado y los usuarios—, solicitó a la Universidad Técnica Federico Santa María (UTFSM) el presente requerimiento de estudio, cuyo objetivo estaba destinado a la localización de 20 proyectos



potenciales de suministro de energía eléctrica, mediante tecnología minihidráulica. De éstos, al menos 10 deberían localizarse en la Región de la Araucanía (IX) y el resto en la Región de Los Lagos (X). Cada proyecto potencial debería orientarse a beneficiar a una localidad rural.

Junto a las características propias de la localidad beneficiada, entre las que se mencionan la inexistencia de red eléctrica, la capacidad organizativa de la comunidad, la capacidad de pago para cubrir los costos de operación y mantención y la existencia de postas, escuelas y retenes, los proyectos propuestos debían considerar:

- Abastecimiento mínimo a 30 viviendas.
- Potencial primario de 350 watt/vivienda.
- Generación anual/mensual de 50 kWh/vivienda.
- Priorización de proyectos con mínimo costo de inversión.

El estudio preliminar, en este sentido, tuvo por objeto disponer de una metodología que permitiera evaluar los costos y beneficios sociales y privados de distintas opciones tecnológicas destinadas a satisfacer los requerimientos energéticos de localidades rurales con desarrollo productivo incipiente. Los tipos de consumos considerados fueron: residencial, alumbrado público, pequeño comercio, actividades artesanales, producción de frío en caletas pesqueras, riego, escuelas, postas, retenes y centros comu-

nitarios. Esta metodología consideró proyectos de hasta 200 kW de potencia.

El beneficio social de disponer de energía tiene dos componentes. Por un lado, la liberación de recursos que requería la comunidad para proveerse de energía *sin proyecto* y, por otro lado, el aumento del bienestar debido a la mayor disponibilidad de energía en la situación *con el proyecto*. En el caso de que el proyecto reemplace a un sistema alternativo (grupo electrógeno), el beneficio social bruto será el valor presente de los costos de operación y mantenimiento, así como la inversión necesaria para reemplazar el equipo al fin de su vida útil. Del estudio de potencialidades de la localidad se pueden estudiar actividades que puedan incrementar su productividad con la energía eléctrica u otras que surjan con ella. En el aspecto comercio, la electricidad permite mantener productos refrigerados y ampliar el horario de atención, así como reducir número de viajes. En el aspecto artesanía, el beneficio corresponde al aumento de la productividad al contar con herramientas eléctricas y el ahorro de componentes que se importaban antes del proyecto. Para la situación de las escuelas, la electricidad permite un mejor aprovechamiento de la jornada escolar, mejorando la iluminación. Para las postas, la electricidad permite extender el horario de atención, la esterilización, mantener *stock* de vacunas, iluminación y comunicaciones. Finalmente, en los retenes implica un ahorro de costos por iluminación mediante el sistema electrógeno en su ope-

ración, mantenimiento y reemplazo.

El estudio incorporó una ponderación por menor impacto ambiental de las ENC, ya que éstas sustituirán parte de la energía del Sistema Interconectado Central generado por sistemas convencionales térmicos. Al considerar la alternativa de extensión de red, se aplica en la forma de un sobreprecio de 14 (Mills/kWh)

Las tablas 1 y 2 reflejan los proyectos potenciales de autogeneración en la región IX y X.

El consumo típico está dividido de la siguiente manera: iluminación 30, TV y radio 9, refrigeración 15, planchado 1,6; lo que hace un total de 55,6 kWh/mes. El gasto mensual del consumo de energía por familia en la situación sin proyectos es 6,95 kWh/mes de los cuales 0,8 kWh/mes corresponde a iluminación (56 % con velas y el restante mediante lámparas a kerosene); el gasto en entretenimiento (TV y radio) alcanza los 5,53 kWh/mes. En promedio, se ha determinado que el gasto total mensual de energía en la situación sin proyecto es de 1 942 US\$/mes en cada una de las localidades.

Conclusiones

El desarrollo de los proyectos documentados en el presente trabajo permite disponer de una metodología válida para enfrentar el desafío de cumplir la meta trazada por el Gobierno. Se ha dado respuesta a variadas interrogantes: la necesidad de disponer del perfil tipo de proyectos requeridos, la tecnología

(Continúa en la página 9)

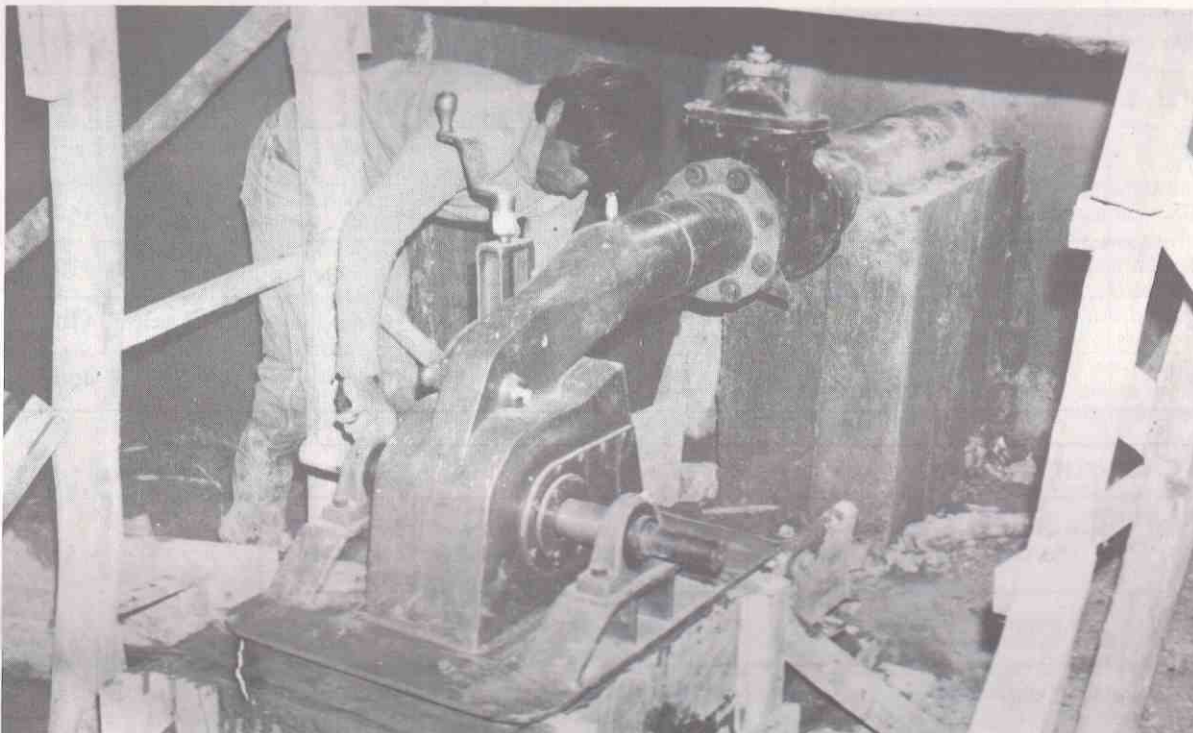


Foto:
Archivo ITDG-Perú.
Montaje de una
turbina de flujo
cruzado de 9 kW.



TABLA 1: PROYECTOS POTENCIALES EN LA REGIÓN DE LA ARAUCANIA (IX)

Central	Caudal (Lts/seg.)	Altura (m)	Potencia (kW)	Tipo de Turbina	Longitud tub. (m)	Diámetro tub. (m)	Distancia a líneas	Personas Benef.
Pehuenco	110	65	35	Banki	290	250	40	435
Cusaco	27	11,5	1,5	Pelton	88	110	65	263
Icalma	700	8,6	336	Hélice	140	700	2	631
Quinquén	300	8,5	12	Hélice	35	315	40	120
Contraco	40	9,5	2	Banki	50	200	58	72
Cerezos	300	15	24	Banki	80	400	14	150
Caupolicán	450	25	50	Banki	46	355	42	390
Mitr. Alto	500	13	32	Banki	20	355	27	150
Quiñenahu	60	22	6	Banki	138	200	31	350
Maite	80	30	9	Banki	256	200	16	250
Reigolil	150	25	18	Banki	46	250	42	317
Liucura	600	6,7	24	Hélice	11	700	47	317
Mitr. Bajo	64	55	18	Pelton	430	160 160	25	225

TABLA 2: PROYECTOS POTENCIALES EN LA REGIÓN DE LOS LAGOS (X)

Central	Caudal (Lts/seg)	Altura (m)	Potencia (kW)	Tipo de Turbina	Longitud tub.(m)	Diámetro tub. (m)	Distancia a líneas	Personas Benef.
Quitaqui	230	19	15	Banki	300	350	10	112
Pumillahue	95	45	20	Banki	91	250	18	200
Gaviotas	180	25	20	Banki	180	300	20	200
Neltume	50	120	25	Pelton	400	150	5	200
San Pedro	24	45	7	Pelton	400	110	40	75
Manquem	30	120	20	Pelton	280	140	40	140
Vallecalif	140	35	30	Banki	500	350	20	110
El Espolón	25	120	15	Pelton	350	110	37	110
Llanada G.	100	75	40	Banki	240	250	100	400

TABLA 3: PROYECTO CAUPOLICAN

	Inversión RED (US\$/kW)	Inversión MCH (US\$/kW)	Costo Mensual (US\$)	Costo Generación (US\$)	VAN privado Red	VAN privado MCH
Con aporte estatal (95%)	5 870	2 900	6,0	60	-128 000	94 700
Sin aporte estatal	5 870	2 900	13,0	197	-76 000	142 600

Los reguladores avanzan a pequeños pasos

Debido a que los sistemas integrados de control para las grandes centrales, bajo una forma simplificada se encuentran cada vez más disponibles para aplicarse en pequeñas centrales, se están abriendo nuevas posibilidades, por ejemplo, la optimización del comportamiento y la indagación remota de sistemas. En el caso de las pequeñas centrales, se encuentran cada vez más disponibles los ya probados sistemas de control de carga, tanto para su empleo en generadores sincrónicos como en los de inducción. En esta edición de MHPG se podrá leer artículos sobre las posibilidades y avances en este campo.

Los sistemas de regulación representan un costo apreciable en las pequeñas centrales hidráulicas pero, por otro lado, la tecnología de regulación está progresando

muy rápidamente. La pregunta es si es posible aprovechar estos progresos para reducir los costos en su aplicación a las pequeñas centrales. La respuesta parece ser un «sí» muy cauteloso.

Ya casi pasaron aquellas épocas en que la regulación en las pequeñas centrales consistía en mantener limpio el aceite y verificar el desgaste. Hoy en día, los sistemas de control pueden muy bien monitorearse por sí mismos y qui-

zás baste sólo una llamada por teléfono para solicitar un nuevo cojinete.

Nos gustaría recordar a nuestros lectores que las contribuciones son bienvenidas y que requerimos permanentemente de noticias y artículos en especial para sistemas por debajo del rango de 2 MW. En este momento estamos particularmente interesados en las noticias de Europa Oriental y del África. Las próximas ediciones tratarán sobre aspectos tales como reducción de costos, avances en las técnicas de medición, efectos de los estándares nacionales e internacionales y uso de softwares en la mini hidrogeneración. Los resúmenes y comentarios de artículos pueden enviarse a la siguiente dirección:

Editors (Mini Hydro), c/o Hydropower & Dams. Los detalles para el contacto pueden encontrarse en los créditos de este suplemento.



Andy Brown, Editor/Coordinador MHPG

El generador y las posibilidades de regulación en la Mini hidrogeneración

Los factores usados en la selección del tipo de alternador en la mini hidrogeneración tienen gran influencia en la selección de los reguladores.

Sistemas autónomos

Los sistemas autónomos usan alternadores sincrónicos, ya sea con regulación de caudal o con regulación electrónica de carga (ELC). Los sistemas muy pequeños usan a veces máquinas de inducción (asincrónicas) con excitación de condensadores para alimentar a cargas fijas, como se describe más adelante. Con la difusión de la tecnología de control mediante un generador de inducción (IGC), en la década de 1980, las máquinas de inducción se hicieron más comunes, al poderse utilizar los métodos de regulación de carga, manteniendo aún las ventajas de disponibilidad, confiabilidad, capacidad para las sobrevelocidades y bajo costo.

Hoy en día, la decisión para usar máquinas de inducción en sistemas autónomos depende en gran medida de la disponibilidad local de la tecnología de IGC y de la existencia de cargas significativas de arranque del motor, ya que el comportamiento del arranque del motor es relativamente débil en estos sistemas.

Sistemas conectados a la red

Por lo general, los generadores de inducción son más baratos que las máquinas sincrónicas hasta potencia de 250 kW. La ventaja del

precio aumenta en la medida en que la velocidad de rotación decrece, de la velocidad común correspondiente a 4 polos a la velocidad para 6 u 8 polos. Las máquinas de inducción pueden usarse a menudo con interfases de redes menos complejas, ya que no se necesita de un equipo de sincronización.

Por encima de los 250 kW, los costos se incrementan, siendo las ventajas de la máquina sincrónica las siguientes:

- pueden operar fuera de la red en una situación de arranque sin energía en la red;
- por lo general tienen mayor eficiencia que las máquinas de inducción;
- no consumen corriente reactiva de la red y no requieren de corriente de arranque;
- para adaptarse a la red, pueden operar a cualquier factor de potencia;
- pueden operar como condensadores auxiliares, entregando potencia reactiva a la red.
- pueden operar con sistemas de control de carga, permitiendo la desconexión y reconexión instantánea a la red sin ocasionar cambios rápidos en el flujo de agua.

En la actualidad, las máquinas de inducción se usan en muchos lugares para producir potencias altas, por las siguientes razones:

- son más robustas y necesitan poco mantenimiento;

- no se requiere de un sistema de sincronización;
- los sistemas basados en condensadores pueden usarse en la operación de sistemas autónomos;
- los sistemas de corrección del factor de potencia pueden permitir la operación con factores de potencia cercanos a la unidad; y,
- la disponibilidad es suficiente, especialmente para las máquinas de baja velocidad, y el castigo en el precio es pequeño.

Consecuencias de la regulación

Por lo general, la selección del sistema de regulación se ubica dentro de las siguientes categorías: (1) manual; (2) sin regulación con carga fija; (3) sin regulación y con conexión a la red; (4) control de carga; (5) control de caudal; y, (6) control combinado de caudal y de carga.

En los últimos años se ha desarrollado una nueva generación de reguladores digitales de turbinas (DTC). La capacidad extensiva de dichos sistemas permite la integración de la regulación de control de caudal y de carga para aprovechar las ventajas de ambos métodos. La selección del generador no está limitada por este tipo de control, a pesar de que la tendencia es usar las máquinas de inducción si es posible hasta los 0.3 MW y las máquinas sincrónicas por debajo de este valor.

Una mini perspectiva de los controladores digitales

Desde la aparición de las computadoras, los diseñadores de los sistemas de control de las centrales hidráulicas han estado adoptando la nueva tecnología de los controladores digitales. Conforme la tecnología ha ido avanzando, han ido apareciendo oportunidades para nuevas propuestas de sistemas integrados. En cambio, en el caso de las aplicaciones en la mini hidrogeneración la adopción de los controladores digitales ha resultado más lenta, pese a que recientemente han empezado a aparecer señales de un avance en el estado de la cuestión sobre la aplicación tecnológica en las pequeñas minicentrales hidráulicas.

Algunos fundamentos sobre el control

Los sistemas de control en las centrales hidroeléctricas son necesarios para mantener estables ciertas variables dentro de límites definidos para condiciones variables de operación: la frecuencia, el voltaje, el nivel en la cámara de carga y el factor de potencia. Si el control dentro de los límites definidos resulta imposible, el sistema de protección tiene que desconectarse y la central sale de servicio. Con frecuencia existe también el requerimiento de comunicar la situación de la central a algún punto lejano de la casa de fuerza.

Sobre este aspecto hay dos puntos importantes que resaltar:

- Cualquier minicentral hidráulica contiene más de una función de control. La combinación de esas funciones de control conforma el sistema total de control.

- Una minicentral incluye más de un sistema de operación. Además del sistema de control, se requiere, por ejemplo, de un sistema de protección.

Para la mayoría de los problemas simples de control aplicados a las minicentrales hidroeléctricas, existen soluciones ya probadas a lo largo de muchas décadas. El regulador, como un dispositivo mecánico, pertenece al dominio del fabricante de turbinas; por otro lado, el regulador automático de voltaje (AVR), es un dispositivo electrónico que está integrado al generador.

Cada dispositivo de control ha alcanzado un cierto nivel de perfección que no necesariamente se refleja en el sistema total de control. Una de las razones para ello es que los reguladores trabajan en forma más o menos independiente y la coordinación de su operación es difícil; por ejemplo, es frecuente que el «lenguaje de control» del regulador sea mecánico, mientras que uno del tipo AVR es eléctrico.

Una forma de resolver esta dificultad es diseñando el sistema de modo que permita el uso de un lenguaje común de control. Esto es posible usando algoritmos matemáticos de control implementados como software en una computadora.

Reguladores digitales de turbinas (DTC)

Las principales características de un DTC se pueden explicar rápidamente. Todas las funciones de control se transfieren a un programa de software de una computadora. Asimismo, todas las tareas realizadas por los dispositivos convencionales

de control pueden aún realizarse; además, se puede ejecutar completamente un nuevo rango de optimización del sistema, ya que los controladores pueden interactuar fácilmente mediante el software.

Se podría afirmar que los controladores tradicionales facilitan el uso de centrales simples de mini hidrogeneración, y que las nuevas posibilidades con los DTC permitirán la implementación de una nueva generación de centrales cuya operación sea compleja.

Para transferir los controladores a una computadora, todas las señales desde y hacia la central que se requieren para el control en un circuito cerrado tienen que convertirse en números. Esto se hace por lo general en dos pasos:

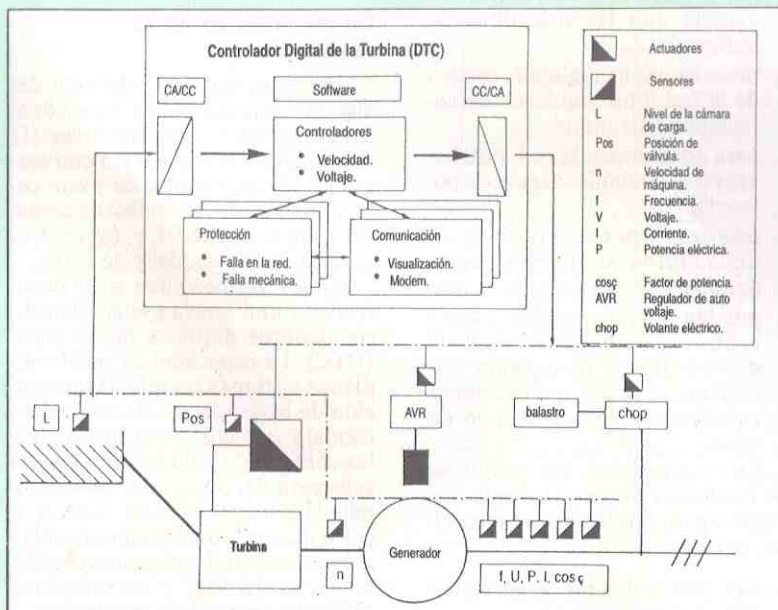
- *La información es llevada primero a la computadora:* (1) los sensores leen cada parámetro físico y los transforman en una señal eléctrica (por lo general en señales estándares de 0-10 V, 4-20 mA o pulsos) la cual es luego transferida al computador; y, (2) los convertidores (CA/CC) de analógico a digital traducen la señal eléctrica en números (valores digitales).
- *Luego, para operar el sistema:* (1) los convertidores de digital a analógico (CC/CA) transforman los números en señales eléctricas; y, (2) los actuadores transforman las señales eléctricas en acción física.

Funciones de los DTC

Además de las funciones de control neto, en los DTC también pueden integrarse muchas otras funciones o sistemas, tales como los sistemas de protección y monitoreo. La siguiente lista nos da una visión general de los diferentes usos potenciales de los DTC:

- *Comunicación:* una de las ventajas principales de los DTC es que, con un pequeño costo adicional, puede comunicar todos los datos tales como la situación de la central, condiciones de emergencia, etcétera, a otros sistemas o al operador. La distancia casi no tiene importancia, ya que mediante un modem y una línea telefónica, por ejemplo, el DTC puede comunicarse con cualquier parte del mundo. El operador puede manipular la central con comandos basados en iconos y puede ser apoyado con ayuda programada e instrucciones.
- *Integración de sistemas:* las ba-

Dibujo esquemático de un sistema de MHG mostrando el proceso de adquisición de todas las señales necesarias de la planta física, el proceso de conversión de CA/CC en el DTC y en el actuador de la central vía las señales de salida de las corrientes convertidas CC/CA.



rreras entre los diferentes sistemas de una minicentral hidráulica (control, protección, comunicación) desaparecen tan pronto como todas las funciones se integran al DTC. Así, por ejemplo, la señal de un aparato de protección se puede usar para operar una función de control.

- **Información:** los datos de operación y comportamiento de una minicentral hidráulica pueden recolectarse fácilmente, así como también almacenarse o imprimirse.
- **Modernización del controlador:** en la medida en que los algoritmos de control están sujetos a un perfeccionamiento y en que se dispone de nuevas técnicas de control -por ejemplo: lógica difusa (fuzzi logic)- éstas pueden ser incorporadas al controlador.
- **Automatización:** a menudo, la automatización de los parámetros de control para un lugar específico requiere entradas especializadas. El DTC realiza el proceso de automatización en forma mucho más fácil y consistente. Además, el uso de controladores adaptables que son auto-ajustables, abre la posibilidad de una autosintonización y optimización de las minicentrales.

El costo y la disponibilidad de la tecnología del DTC son cada año más competitivos; hoy en día los costos ya se han equiparado a aquellos de las soluciones tradicionales con excepción de los sistemas directos con las ventajas crecientes para capacidades mayores a los 100 kW.

Inquietudes

¿Por qué existen ciertas reservas al uso del DTC que causan que muchas minicentrales empleen controles de base analógica separados?

Uno de los temores frente a los sistemas digitales es la reducida redundancia del sistema: cualquier falla en el software tiene el potencial de detener toda la central, requiriéndose de conocimientos especializados, mientras que en el caso de un AVR defectuoso, por ejemplo, es posible que una persona inexperta pueda reemplazarlo simplemente cambiando un circui-

to. Esto es en cuanto a lo relacionado con el problema general de la familiarización con el equipamiento digital; en las áreas remotas, sin embargo, ese adiestramiento no es frecuente y se requiere de un entrenamiento adicional.

La ayuda programada y las instrucciones para los operadores pueden ofrecer cierta ayuda. Por otro lado, los sistemas de comunicación también permiten reducir estos problemas, ya que es posible identificar las fallas en el software y, una vez corregidas, pueden ser remitidas a distancia, lo cual requiere de un sistema telefónico razonable y confiable. Otra inquietud es la longevidad de los componentes y la evolución de la tecnología de computadoras. El hardware en el mercado de las computadoras se vuelve anticuado después de unos tres años. La única garantía de un uso continuo es el compromiso del fabricante y la existencia de una garantía de repuestos de por lo menos unos diez años.

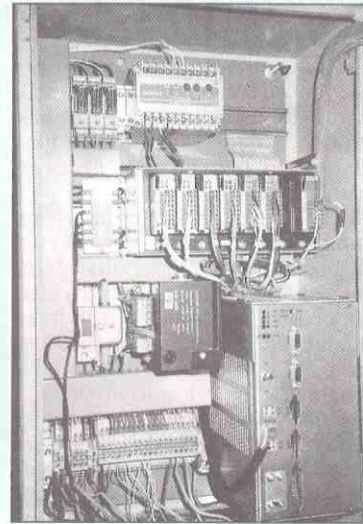
Finalmente, es probable la ocurrencia de deterioros del sistema causados por un accidente o por rayos, pues los componentes electrónicos son sensibles a los pulsos electro-magnéticos. De ocurrir tales situaciones, todo el sistema puede quedar fuera de servicio, a menos que desde la etapa de diseño se haya previsto la incorporación de elementos confiables de protección.

Ejemplo

El siguiente caso nos ilustra sobre la utilidad de un DTC.

Actualmente, la capital provincial de una isla del Pacífico Sur recibe el suministro de electricidad de un grupo Diesel de 150 kW cuya operación es costosa y el suministro de combustible es precario debido a las dificultades de transporte.

En las cercanías existe un lugar posible para la instalación de una PCH; no obstante el potencial no es suficiente para reemplazar totalmente al grupo Diesel debido a la baja disponibilidad de agua durante las épocas secas. El sistema de micro hidrogeneración posee una capacidad de diseño de 150 kW (Q75 = 90 l/s, y un salto de 240 m) e incluye un reservorio para cubrir la demanda de agua para las horas de punta en



Un DTC instalado en una central de 100 kW en Suiza. No sólo controla el funcionamiento óptimo de una turbina Francis y una de flujo transversal operando en la red y autónomamente, sino que también realiza la administración por el lado de la demanda de un pueblo para evitar multas por picos de potencia. Obtiene datos ambientales y de planta vía una línea telefónica (foto por cortesía de Entec AG).

la noche y para acumular agua durante la estación seca, de tal manera que se asegura la operación continua de la central.

La tarea inmediata es permitir el mejor uso del recurso disponible de agua para minimizar el consumo de combustible y las emisiones de CO₂. Como una solución a este problema, se ha propuesto un DTC, el cual, además de controlar las dos unidades de generación, también optimiza el uso del recurso de agua basado en algunas predicciones de la curva de duración de carga diaria, y minimiza el consumo de combustible así como el tiempo de operación del grupo Diesel.

El DTC obtiene todos los datos necesarios, calcula la energía acumulada remanente, y analiza las tendencias de la afluencia de agua y consumo de potencia por los dos grupos de generación, tomando en cuenta sus características de comportamiento. Todo esto es realizado por la unidad, aparte del control de velocidad, voltaje, etcétera. Adicionalmente, el sistema monitorea todos los aspectos de seguridad y comunicación con el operador.

En este ejemplo, el DTC hace posible un complejo sistema y permite la optimización, lo cual redundará en beneficios a largo plazo en el ahorro de combustible y en las emisiones de CO₂. Este tipo de instalación sería muy difícil de optimizar usando los controles tradicionales por separado.

La primera minicentral de Zimbabwe entrará pronto en servicio

El sistema hidroeléctrico de 700 Kw, en Rusitu (Zimbabwe) entrará en operación en agosto. El sistema, que es el primero de este tipo en Zimbabwe, es una empresa de riesgo compartido entre la ENDA-

Zimbabwe, una ONG, y la Zimbabwe Electricity Corporation, socio subsidiario de la CCI Small Hydro Inc. del Canadá. La compañía de riesgo compartido, Rusitu Power Corporation ha firmado un acuerdo de compra

de energía con la empresa nacional ZESA, con tasas entre 70 y 80 por ciento de la tarifa estándar.

Se ha informado sobre la planificación de muchos proyectos similares en el país.

Proyectos hidráulicos subsidiados requieren aún mayores ajustes

La mayoría de países europeos cuentan en la actualidad con alguna forma de subsidio para la promoción de la generación de energías renovables, pero no están libres de problemas.

El gobierno del Reino Unido está impulsando un sistema por el cual el interesado presenta una oferta para el suministro de electricidad de origen no fósil, a una tasa subsidiada. El sistema es impopular para la industria de mini hidrogeneración, ya que el sistema de ofertas es caro y sólo un pequeño porcentaje de los proyectos presentados logran obtener un contrato. En una reciente reunión con el gobierno del Reino Unido, la National

Association of Water Power Users (Asociación Nacional de Usuarios de la Energía Hidráulica) propuso cambiar el sistema, incluyendo las siguientes propuestas:

- Un precio base para cada tecnología (tales como, hidráulica, solar, eólica, etc.) y para cada rango de potencia. Esto significaría que los empresarios no gastaran dinero presentando propuestas que no sean atractivas para un subsidio útil.
- La realización más frecuente de rondas de propuestas ya que el actual sistema periódico bianual sobrecarga tanto a la industria como a las diversas instituciones involucradas.

En cambio, en Alemania y Suiza los sistemas son más directos, pues han vinculado el subsidio a la hidrogeneración con el precio de venta de la electricidad. Al parecer, sería preferible este sistema, que es más predecible; no obstante, en ambos países están empezando a surgir algunas debilidades.

El problema proviene de la renuencia de las compañías de electricidad a pagar las primas recomendadas y a algunos posibles vacíos en la legislación. Han habido varios informes de productores impagos y por lo menos se sabe de un caso que ha sido llevado a los tribunales en Suiza.

El nuevo mercado energético de Nueva Zelanda

En junio de este año, el gobierno de Nueva Zelanda dió un paso importante en la desregulación del mercado de electricidad del país al separar la generación en gran escala en dos compañías competidoras. Este país, rico en recursos hidráulicos, ha demorado ocho años en cambiar su red eléctrica, de una dependencia gubernamental, a un mercado de venta al por mayor altamente rentable y eficiente.

En 1987, el gobierno de Nueva Zelanda inició el proceso de desregulación con el fin de alentar la competencia entre los productores de electricidad y las compañías de energía. El Departamento de Electricidad de Nueva Zelanda fue reemplazado por la Electricity Corporation of NZ (ECNZ), una empresa de propiedad del Estado (SOE) que opera como una empresa privada pero que aún pertenece al Estado. En 1988, se estableció una subsidiaria de la ECNZ llamada Transpower, la que compró la red nacional de alto voltaje de Nueva Zelanda.

En 1992, se introdujo una regulación de bajo nivel con el fin de fomentar la competencia entre compañías de energía, permitiendo que operen en los territorios de sus competidores. Al mismo tiempo,

Transpower se hizo responsable de la colocación y cobro de los ingresos del alquiler de las líneas.

En 1994 y 1995, se dió nuevos pasos hacia un mercado al por mayor cuando las compañías de energía fueron completamente separadas del Estado y la Transpower se convirtió en una SOE, completamente independiente de la ECNZ. Finalmente, en junio de este año la ECNZ se separó a su vez en dos SOE independientes y competidoras entre sí.

Transpower sólo trata con clientes que generen más de 10 MW. Los usuarios de la mini hidrogeneración organizan la conexión y venta con una de las compañías regionales de energía una vez que han alcanzado el factor de potencia nacional y las tolerancias de voltaje por encima del 0.9 ± 10 por ciento, respectivamente. Algunas compañías de energía no pueden generar toda la energía que ellos suministran, en cuyo caso una nueva minicentral hidroeléctrica en la región puede recibir un precio de estímulo. Se debe demostrar que existe un completo aislamiento después que la red ha sido cerrada. Asimismo, se tiene que aumentar el bajo factor de carga típico de un generador de inducción que opera en paralelo con una red abierta.

Nueva Zelanda tiene un gran potencial hidráulico, con 73 por ciento de la generación en la red proveniente de esta fuente; de ahí que el precio unitario de 6.5 Cent.US dólar/kWh sea uno de los más bajos del mundo. Esta situación, combinada con la falta de apoyo del gobierno y el desánimo de las compañías de energía, han limitado el número de minicentrales conectadas en paralelo. Sin embargo, el gran número de lugares adecuadamente ubicados y el potencial del nuevo entorno del mercado ha creado ahora un resurgimiento favorable del interés en el sector.

Lago Ohau en Islandia del Sur, Nueva Zelanda, al fondo se ve la cadena de montañas Cook. Esta región posee un considerable potencial remanente para el desarrollo hidroeléctrico.



Mini Hydro Power Group

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

Swiss Centre for Development Cooperation in Technology and Management (SKAT); Association for Appropriate Technology (FAKT), Alemania; Intermediate Technology Development Group (ITDG), UK; y, Projekt-Consult (PC), Alemania.

Comité Editorial

*A. P. Brown (Editor-coordinador)
R. Metzler (FAKT)
T. Scheutlich (PC)
R. Widmer (SKAT) y
A. B. Harvey (ITDG)*

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

Reducción de los costos de la mini hidrogenación

Henry Ford definió a un ingeniero como alguien que puede hacer por 10 centavos, lo que un tonto hace por un dólar. Ciertamente, los ingenieros que trabajan en una industria conservadora como la mini hidrogenación, tienen la necesidad de buscar continuamente soluciones de bajo costo. La sabiduría convencional dice que los costos de la hidroelectricidad suben cuando la capacidad disminuye a décimos de MW. En realidad, esta generalización no tiene asidero, pues se ha visto que, en la mayoría de los casos, el costo de los sistemas de mini hidrogenación está entre los US\$ 1500 y 4000 por

kW, bastante similar a los grandes sistemas.

Los sistemas de mini hidrogenación tienen costos de operación relativamente altos, sin embargo, y a menudo, poseen un mínimo almacenamiento. Aún cuando los costos son competitivos, la clave para una mayor actividad es reducir los costos de pre-inversión, de instalación y de operación. La mini generación se beneficia de los nuevos materiales tales como el plástico en las tuberías y nuevas tecnologías tales como el control telemétrico y los controladores digitales. En este campo se vislumbran algunas nue-

vas ideas tales como el uso de discos estallables para tuberías de presión más baratos e indicadores de dilución para un monitoreo más fácil.

La reciente decisión del Banco Mundial de no financiar el proyecto Arun III de 200 MW en Nepal lanzó a la industria de micro y mini hidrogenación el reto de lograr los US\$3800/kW que el proyecto había esperado conseguir. Con el ejemplo de Andhi Khola (US\$ 740/kW) por un lado y la tendencia de grandes proyectos de altos costos, por el otro, este reto puede ser muy bien asumido.

Andy Brown, Editor/Coordinador MHPG

Préstamo denegado incentivaría los pequeños proyectos en Nepal

Tal como se informó en la sección de Noticias de esta edición, el Banco Mundial ha anunciado que no apoyará el hidroproyecto de Arun III en Nepal, como consecuencia de las campañas de muchos grupos y organizaciones locales e internacionales.

Tecnología Intermedia (TI) - uno de los mayores grupos involucrados - ha estado haciendo campaña junto con grupos nepaleses (Alliance for Energy y el Arun Concerned Group) con el fin de persuadir al Banco y otros donantes a que tomen en consideración pequeños proyectos.

Alex Bush, un investigador de política de Tecnología Intermedia declaró: «En Nepal todavía existe un problema de energía, pero el Banco deberá dar ahora una adecuada atención a una estrategia de energías alternativas para Nepal, que permita aprovechar las habilidades nepalesas y mejorar las posibilidades de Nepal de construir una fuente de energía sostenible y económicamente estable».

TI ha hecho públicos los sustanciales problemas sociales y de medio ambiente asociados con el pro-

yecto; asimismo, ha hecho explícita su preocupación por la posibilidad de que la industria de mini y pequeña hidrogenación - que ha demostrado su capacidad en el rango de los 5 MW a 12 MW - pierda el mercado local. El proyecto de Arun no había tomado en cuenta la industria hidroenergética local.

El proyecto Khimi de 60 MW - que pudo haberse ejecutado sin ningún problema por la industria local - fue archivado frente a la perspectiva del proyecto de Arun, pero ahora podría ser nuevamente reconsiderado.

Proyectos pequeños de energías renovables reciben apoyo en Sri Lanka

Menos del 40 por ciento de la población de Sri Lanka tiene acceso a la energía eléctrica. La política nacional es proporcionar el acceso a las energías renovables en pequeña escala a por lo menos un 20% de la población, siendo el Energy Services Delivery Project (ESDP), el primero en orientarse a cumplir con este objetivo. El proyecto tendrá el apoyo del The World Bank Asia Energy Unit (WB-ASTAE).

El proyecto se presenta como un precursor de la electrificación rural. La implementación provendría del sector privado o de organizaciones comunitarias. Los créditos serán otorgados por los bancos comerciales y estarán sometidos a los procedimientos estándares de evaluación de préstamos. Se incluyen los siguientes componentes:

- Casas solares autónomas;
- una central eólica piloto de 3 MW conectada a la red;
- mini y microcentrales autónomas y conectadas a la red; y
- una planta de generación de energía de biomasa conectada a la red.

Hidroenergía alimentada a la red

Desde que, hace dieciocho meses, la empresa nacional anunció su disposición a adquirir energía de minicentrales, ya se han iniciado unos cuantos proyectos para la conexión a la red. A través de el ESPD, los inversionistas privados estarán en condiciones de obtener financiación para la ejecución de dichos proyectos. La empresa pública, Ceylon Electricity Board (CEB) ha ofrecido un servicio de consultoría sin cargo alguno para proyectos menores de 0.5 MW y, por otro lado, la CEB/WB-ASTAE está preparando un acuerdo de adquisición de energía, una tarifa transparente y un estándar de conexión a la red.

Hidroenergía descentralizada

Los proyectos descentralizados serían ejecutados por las comunidades de los pueblos a través de las Electricity Consumer Societies (ECSs) con vistas al abastecimiento de energía para las necesidades básicas. Se realizarán sobre la base

de la experiencia ganada por veinte centrales de propiedad de la comunidad y que han sido puestas en marcha con el apoyo del Grupo de Desarrollo de Tecnología Intermedia (ITDG). Estos proyectos operan bien pero requieren de algunos subsidios.

Como una primera etapa por el lado de ESPD, y con vistas al desarrollo de proyectos dignos de crédito, se ha seleccionado dos lugares a partir de los proyectos existentes y de las 140 solicitudes recibidas por parte de pueblos interesados. Adicionalmente, se ha identificado un proyecto comercial de propiedad privada para este proceso piloto, que incluye aspectos de cobertura legal e institucional.

El costo estimado por el ESPD es de US\$40 millones. Se espera que US\$30 millones serán proporcionados por un crédito de IDA y US\$10 millones serán donados por el Global Environment Fund. De este modo, se espera que los fondos estén disponibles en tasas de interés subsidiadas.

Técnicas de monitoreo de bajo costo para Minicentrales hidráulicas

El método de medición de dilución de sal por extensión ("extended salt gulp") usando sal común, cuando se combina con un registrador moderno de nivel de agua de estado sólido cuidadosamente ubicado, ofrece la posibilidad de producir datos hidrológicos exactos a bajo costo en pequeñas corrientes turbulentas, de acuerdo con los resultados de un proyecto de investigación encargado por la Unidad de Apoyo Tecnológico de Energía (Energy Technology Support Unit-ETSU) del Reino Unido. El proyecto fue terminado recientemente por la empresa Dulas Engineering Ltd. en el Reino Unido (*).

Historia

El método de dilución para la medición del caudal se ha usado desde el siglo pasado y el método de dilución por extensión se remonta al trabajo de Stromeyer en 1905.

(* El informe detallado está disponible en ETSU, Harwell, Didcot, Oxfordshire OX11 0RA, UK. Fax: +44 1235 433355.

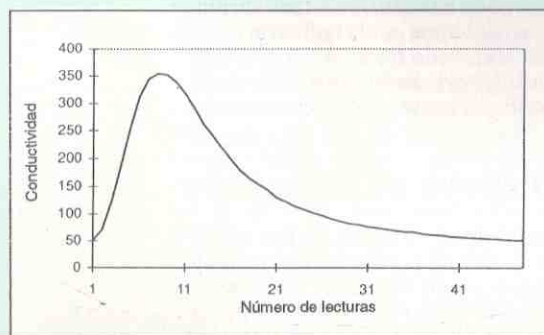


Fig. 1: Típica curva de conductividad obtenida por medición de dilución de sal por extensión.

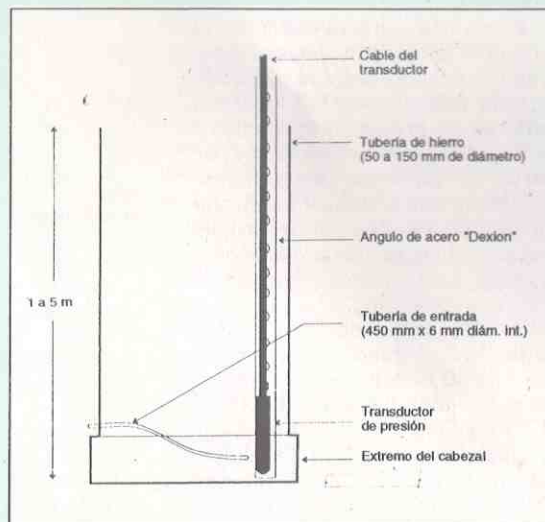


Fig. 2: Típico pozo de amortiguamiento.

Una revisión de los métodos de medición de caudal realizada en 1960 señaló que el método de dilución estaba muy próximo al método volumétrico y que su precisión podría estar entre el 1 y 2 por ciento. La sal común ha sido siempre una opción popular como elemento trazador, ya que los medidores de precisión de conductividad y de resistencia se encuentran ampliamente disponibles.

El desarrollo del método de dilución por extensión para la medición del caudal de los ríos se debe principalmente a los noruegos, quienes establecieron el método de integración usando sal común y la medición de la conductividad, y también a los investigadores estadounidenses, quienes ampliaron la aplicación del método de integración a los grandes ríos usando trazadores fluorescentes.

En 1982, se probó una versión simplificada del método de dilución por extensión y fue adaptada finalmente por Intermediate Technology (IT) del Reino Unido para el trabajo en mini y microcentrales en varios países. Sin embargo, la precisión del método nunca fue adecuadamente probada.

El método

El método consiste en inyectar una masa conocida de sal en una corriente, y luego graficar la curva de conductividad (figura 1) medida en un punto ubicado a unas cuantas decenas de metros aguas abajo. El caudal se calcula usando una simple ecuación que contiene constantes conocidas, la cantidad de sal, el tiempo y la conductividad.

$$Q = \frac{M}{\Delta t \cdot k \cdot \Sigma(C-B)}$$

donde Q es el caudal (m^3/s); Δt es el intervalo de las mediciones (s); M es la masa de sal (kg); k es el factor para convertir la conductividad a la concentración de sal ($kg/m^3/s$); C es la lectura de la conductividad individual (micro Siemens, μS) y B , es la conductividad inicial (μS).

Registro de nivel

El registro de nivel también es una tecnología ya establecida, pero en los últimos tiempos se ha hecho más barata y más útil al haberse reemplazado el método del flotador con registro en papel con una tecnología de registro electrónico usando transductores de presión y utilizándose un tubo pequeño como pozo amortiguador (figura 2).

El método consiste en instalar un sistema de registro de nivel de estado sólido en una corriente (figura 3) y un tubo de acero o de PVC que actúa a modo de pozo amortiguador. El lugar se visita a intervalos de 1 a 2 meses para pasar los registros a un computador portátil (ver foto). Para usar el método de dilución por extensión, se realizan mediciones puntuales del caudal durante las visitas, complementadas con visitas extras para asegurar que estén incluidos los rangos de caudal de mayor interés. Los principales componentes del equipo son unos cuantos kilos de sal, una cuchara mezcladora y un medidor de conductividad. Una medición completa toma alrededor de 10 minutos.

Los datos de nivel (figura 4) que pueden registrarse en intervalos de 5 a 15 minutos se grafican versus las lecturas de caudal, dando lugar a una curva de descarga correspondiente a la sección de la corriente materia de estudio (figura 5). A partir de esta información se obtiene posteriormente la curva de duración de caudales.

Se debe ser muy cuidadoso para evitar errores tales como mezcla incompleta de la sal, efectos de movimiento del lecho, efectos de temperatura e histeresis.

El método tiene las siguientes ventajas:

- Se requiere de una mínima cantidad de obra civil ya que no es necesaria la construcción de un vertedero.
- Permite un monitoreo continuo del caudal.
- El equipamiento a usarse es simple, liviano, portátil y confiable, sin partes móviles.
- Ambos métodos constituyen técnicas bien conocidas.
- El equipamiento es electromecánico, ofreciendo la posibilidad de una alta confiabilidad, costos decrecientes y crecientes niveles de rendimiento. La acumulación digital de datos es compatible con el análisis moderno de datos.
- Los costos de instalación son bajos (por lo general dos personas/día por lugar).
- La medición mediante el método de dilución de sal por extensión se adapta bien al caso de corrientes rápidas turbulentas, donde es bastante difícil obtener el caudal por otros métodos.
- Los costos del equipamiento son más bajos que los de las técnicas convencionales.

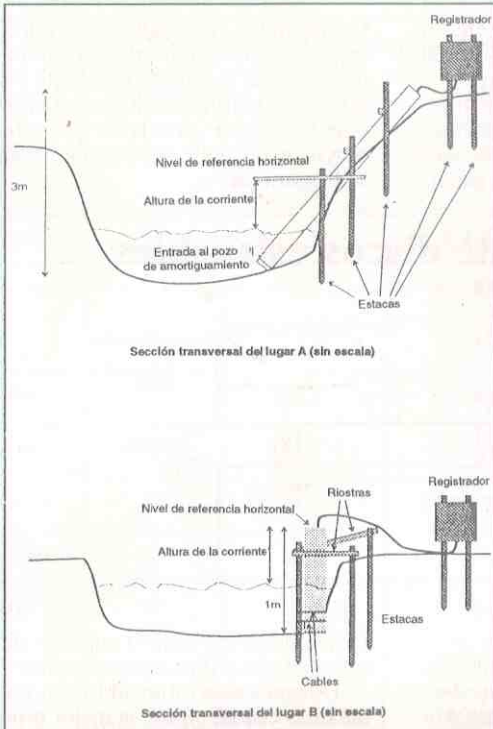


Fig. 3: Disposición del sistema de registro de nivel de estado sólido en una corriente.

Aplicaciones

Para probar el equipo de registro de nivel, se escogió tres arroyos ubicados en Gales Central, Reino Unido. Dos de los lugares tenían desde hace tiempo una estación de monitoreo de caudal del tipo cana-

lón operado por el Instituto de Hidrología. Como referencia se utilizó la información de caudales registrada por los vertederos.

El informe concluyó en que los resultados eran lo suficientemente precisos como para permitir el diseño de minicentrales hidráulicas con bastante confiabilidad, asumiendo que los procedimientos se seguirían cuidadosamente. Se recomienda un período de monitoreo de un año, el cual debería ser, por supuesto, corregido, si lo permiten los datos regionales, correlacionando las lluvias del año



Registrador de nivel durante el traspaso periódico de datos.

elegido con el promedio de largo plazo. El proyecto condujo al desarrollo de un medidor integrador especializado, el flowstream, el cual proporciona lecturas directas del

(Continúa en la siguiente página)

Estandarización del diseño

Los costos del tiempo de ingeniería especializada en pequeñas centrales resultan muy significativos y, en ciertas situaciones -centrales de derivación de menos de 500 kW conectados a la red-, son casi independientes de la capacidad instalada.

Se ha avanzado bastante en el diseño estandarizado, lo cual se refleja en diferentes publicaciones y en paquetes de software. Sin lugar a dudas, se ha logrado un gran ahorro de costos en muchas mini y microcentrales hidráulicas.

En el próximo número se presentará una relación de paquetes de software adecuada a sistemas menores de los 2 MW. A continuación indicamos el inicio de la larga lista de los paquetes disponibles:

- EMINI (GTZ/Lahmeyer International, Germany);
- HydrA (ESHA) FLASH (Dr Fernando Sant'Ana, Portugal);
- MICADO (ODA, UK)
- MICROHYP (Exeter University, UK).

Nos gustaría saber sobre otros programas y sobre las experiencias de los lectores con ellos, antes de fines de setiembre, de modo que puedan ser incluidos en la lista.

Por favor enviar detalles a:
The Editor, MHPG, c/o
Hydropower & Dams, Westmead
House, Westmead Road, Sutton,
Surrey SM1 4JH, UK.
Fax: +44 181 643 8200.

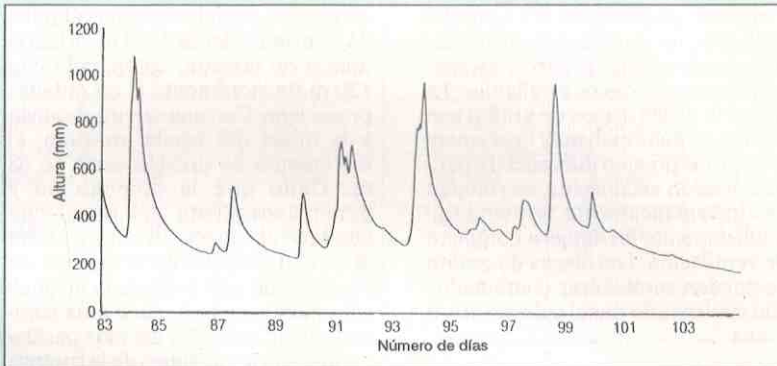


Fig. 4: Datos de nivel obtenido por el registro de nivel.

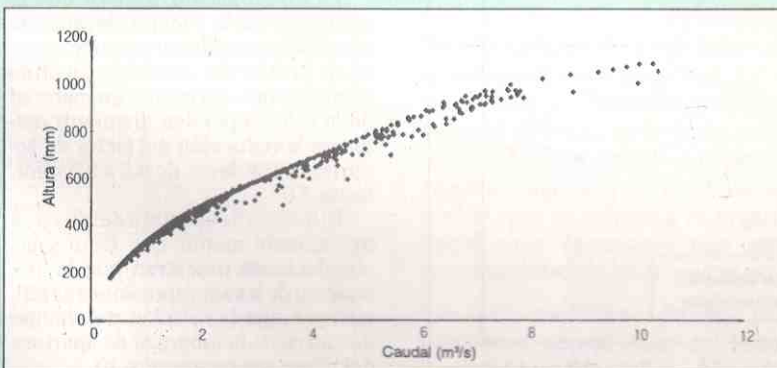


Fig. 5: Datos típicos de altura de descarga.

(Viene de la página anterior)

caudal, simplificándose así el proceso. El instrumento estará disponible en el mercado en el mes de octubre.

El costo de una estación con vertedero o un canalón convencio-

nal en un pequeño arroyo remoto cuesta, por lo general, US\$30,000 (aún más, si el acceso al lugar es difícil). Las simplificaciones son posibles pero limitadas, ya que la estructura tiene que construirse con precisión y debe ser capaz de sopor-

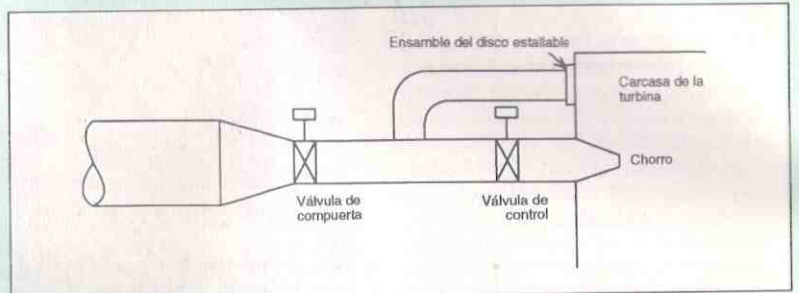
tar avenidas. El costo del equipo registrador de nivel/extensión usando sal cuesta menos de US\$4000, ya instalado, y proporciona resultados con suficiente precisión para la mayoría de aplicaciones en mini hidrogeneración.

Atenuación de sobrepresiones mediante discos estallables

Luego de la investigación realizada en la Universidad de Warwick, Reino Unido, ha renacido nuevamente el interés por el uso de discos estallables para la atenuación de sobrepresiones. El beneficio potencial para el operador de una minicentral usando esta simple pero efectiva forma de atenuar las sobrepresiones, es la reducción de los costos sin comprometer el rendimiento y la confiabilidad. El uso de un disco estallable asciende a unos US\$500, pudiéndose ahorrar hasta un 15% de los costos de la tubería al reducir la capacidad requerida.

El proyecto fue iniciado por la compañía galesa de energías renovables Dulas Engineering Ltd., y llevado adelante por la Universidad de Warwick. Incluyó el análisis completo de las variaciones de presión para diferentes situaciones, y demostró que los discos estallables eran efectivos aún con cierres de válvulas tan rápidos como de 0.10 s.

Un disco estallable es una barrera entre la tubería presionada y la atmósfera, que ha sido diseñada para romperse a una presión típica correspondiente al caso de un bloqueo del chorro o de un cierre de válvula excesivamente rápido. En el proceso, el disco se destruye y tiene que ser reemplazado. Su mérito radica en su simplicidad, y su operación no depende de partes móviles o de sensores o actuadores para aliviar las presiones críticas. El dispositivo es capaz de proporcionar un grado de seguridad, velocidad de respuesta y un completo desfogue conveniente para muchas tuberías de mini y



Disposición preferida del ramal.

microcentrales.

Los discos se fabrican de diferentes materiales, incluyendo metales, grafito y plásticos. El grafito es favorable pues tiene la virtud de su facilidad para la construcción. En su estado natural, después del proceso de grafitización, los bloques de grafito son porosos e inconvenientes para usarse como una barrera. Se requiere de una impregnación de resina para producir un material útil de ingeniería para estas aplicaciones. Los poros del disco se rellenan de resina a alta temperatura y presión en un autoclave. La impregnación completa proporciona un material uniforme no poroso con propiedades completamente predecibles, ideales para fabricar discos estallables. La mayoría de los discos de grafito son planos, se deforman muy ligeramente bajo una presión diferencial y para una presión establecida, se rompen casi instantáneamente, formando inmediatamente un agujero completo de ventilación. Los discos de grafito se pueden suministrar combinados con soportes de metal o de grafito, o

en combinación con el soporte en una sola pieza (tipo monobloque).

Después de la rotura del disco, un máximo caudal ofrece la mejor protección; aún a caudales parciales todavía existe una buena protección.

Mediante un programa de simulación desarrollado por el Dr. A. P. Boldey de la Universidad de Warwick, se realizó una serie de simulaciones de presiones transitorias, usando como datos 200 kW y un salto de 150 m. Se encontró que si la válvula cerraba en 0.5 s en un sistema con protección de disco estallable con máximo caudal, la máxima elevación de presión registrada estaría limitada a un equivalente de 44 m de incremento de presión, comparado con 120 m de incremento si no hubiese protección. Con una válvula de alivio a la mitad del caudal máximo, el incremento de presión sería de 63 m. Dado que la disposición y dimensionamiento del ramal que conduce al soporte del disco afecta al caudal después de la ruptura, se requiere de una cuidadosa disposición para asegurar una buena compatibilidad entre los estados permanentes antes y después de la ruptura del disco.

La investigación sugiere que la confianza en la tubería de presión puede incrementarse con este método de protección confiable; en otras palabras, que los costos de material de la tubería pueden disminuir mediante la reducción del factor de seguridad, por decir, de 3.5 a 2.5 y aún hasta 2.0.

El tiempo de apertura del disco es típicamente menor que 10 m y las simulaciones muestran que la atenuación de las sobrepresiones es útil, siempre que la relación del tiempo de cierre de la tobera al de apertura del disco sea mayor que 10.

-R. Ramsey, B. A. P. Crenn y A. D. Lucy

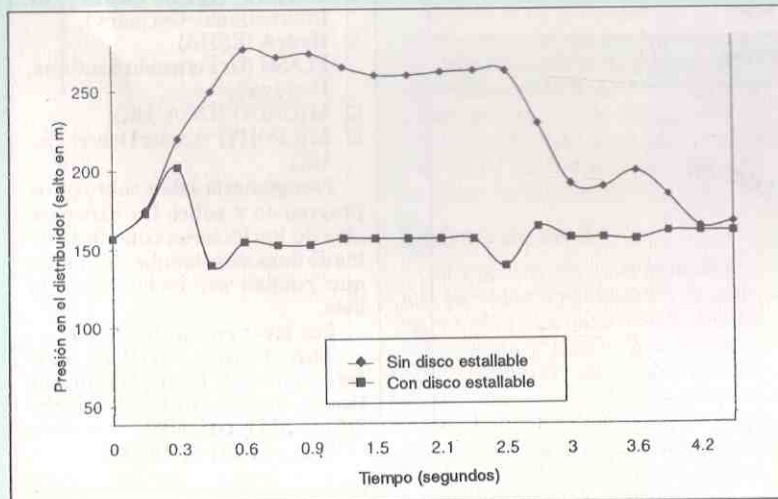


Fig. 1: Elevación de presión versus el tiempo, después de 0.05 s del cierre de la válvula para un caudal de 160 lt/s, con y sin disco estallable.



TABLA 4: PARÁMETROS ECONÓMICOS SOCIALES DE PROYECTOS

Proyecto	(kW)	Factor carga(%)	Inversión Específica Red US\$/kW	Inversión Específica MCH US\$/kW	Inversión por casa (US\$)	Costo Mensual (US\$)	Costo Mills kWh	VAN Privado (US\$)	VAN Social x 1000 US\$
Pehuenco	35	17,9	9 420	3 000	118	6,6	79	-27 000	225
Cusaco	1,5	28,7	262 871	8 600	710	11,8	181	-10 000	14
Icalma	36	22,3	5 510	3 300	108	6,3	68	-40 500	283
Quinquén	12	21,8	17 460	6 700	240	9,5	144	-18 000	75
Contracto	2	54,1	178 400	13 000	290	10,5	109	-7 400	37
Cerezos	24	11,4	15 150	3 100	830	7,4	123	-70 000	50
Caupolicán	50	20,1	5 870	2 900	92	6,0	60	-36 000	283
Mitr. Alto	32	14,8	6 100	2 700	160	6,8	110	-14 600	184
Quiñenahui	6	40,2	33 900	9 000	168	6,6	130	-13 700	88
Maite	9	23,1	13 900	8 500	350	9,5	164	-38 000	61
Reigolil	18	20,5	14 300	3 600	178	6,6	105	-19 500	122
Licura	24	19,4	10 900	1 900	86	6,6	74	-5 800	158
Mitr. Bajo	18	25,2	8 100	5 000	125	9,5	104	-1 500	118
Quitaqui	15	22,6	8 100	7 000	290	11,8	190	-65 000	93
Pumillahue	20	19,8	8 100	5 000	186	11,0	115	-7 900	115
Gaviotas	20	20,9	8 300	5 500	204	10,5	119	-25 500	122
Neltume	25	18,8	4 500	5 000	228	10,5	118	-6 800	145
San Pedro	7	22,7	37 300	8 000	206	10,0	156	-4 700	134
Manquema	30	19,8	14 100	5 000	186	9,2	152	-1 100	122
Valle Calif.	20	18,8	7 900	5 000	278	10,0	121	-46 000	168
Espolón	15	18,7	16 900	6 000	331	11,8	193	-30 800	62
Llamada G.	40	20,7	16 900	3 500	129	7,9	101	-30 800	281

CONDICIONES DE CÁLCULO	
Tasa aplicada	8%
Impuesto	18%
Periodo de evaluación	30 años
Escala de precios	10% anual
Mantenimiento y operación	3%
Depreciación	c/u 5 años
Financiamiento	95% gobierno, 5% usuarios

(Viene de la página 7)

involucrada en ellos, el número de beneficiados por cada proyecto, los requerimientos de inversión, los montos de aporte local, el impacto de la electricidad en el incentivo de actividades productivas. Quedan algunas por dilucidar, en especial la que se refiere a la organización local más favorable que asegure la sustentabilidad de los proyectos en carpeta.

Un análisis adicional de estos proyectos consideró aporte nulo del Estado y la energía a precio de mercado, ésto es a 197 (Mills/kWh). Los resultados indican, por ejemplo para el Proyecto Caupolicán, que sus índices cambian, como se pue-

de ver en la tabla 3.

Cabe destacar que en la totalidad de los proyectos evaluados, la alternativa del aprovechamiento energético de los pequeños recursos hidráulicos resultó técnica, económica y socialmente más atractiva que la alternativa de extender la red convencional. Por otro lado, el equipamiento electromecánico requerido para todos los proyectos puede ser suministrado por la industria nacional, con la necesaria asesoría de las entidades dedicadas a la investigación y desarrollo tecnológico en este campo, como es el caso del Departamento de Ingeniería Mecánica de la UTFSM ■



Electrificación rural: experiencia internacional del Banco Mundial

por Uwe Richter

1. El Banco Mundial todavía no ha otorgado préstamos para la Electrificación Rural (E.R.) en el Perú. No obstante, la experiencia de donantes bilaterales, la experiencia del BID y la nuestra con proyectos de E.R. en otros países latinoamericanos, además de nuestra experiencia en otras regiones geográficas (principalmente Asia), nos permite sacar conclusiones importantes acerca del tema. Las mismas deben ser consideradas en el proceso de preparación, ejecución y supervisión de proyectos de E.R.

Consistencia con las metas de desarrollo socioeconómico y social

2. Como componente de infraestructura rural, el servicio eléctrico puede acelerar en forma importante el desarrollo de regiones rezagadas, al contribuir, de un lado, a mejorar la calidad de vida de sus habitantes; y por otro, a estimular la aplicación de innovaciones tecnológicas, siempre y cuando las regiones en cuestión gocen ya de crecimiento económico. De otra manera, la E.R., por sí misma, no puede promover el desarrollo si faltan condiciones socioeconómicas favorables y programas complementarios. La experiencia histórica indica que típicamente, los programas de E.R. fueron exitosos en épocas de rápido crecimiento en actividades agroindustriales y de ingresos de poblaciones rurales. Sin embargo, las expectativas sobre el uso productivo de electricidad y de creación de empleo rural se han diluido, cuando los demás requisitos de desarrollo han estado ausentes y cuando las metas en términos como la E.R. debería ayudar a lograrlas, han sido demasiado imprecisas.

3. Como punto de partida, es preciso establecer que la E.R. está justificada sólo en aquellos casos donde la demanda inicial de electricidad es suficientemente fuerte como para asegurar que el crecimiento futuro de la misma genere retornos adecuados a la inversión. Por ende, es esencial escoger el momento propicio de iniciar el servicio eléctrico, con el objeto de evitar que se pierda su impacto desarrollado si la región en cuestión no está lista para explotar adecua-

damente los beneficios económicos de la electrificación.

4. Los problemas y proyectos de E.R. deben formar parte de una estrategia del desarrollo rural, con el propósito de asegurar y fortalecer su contribución al desarrollo socioeconómico. Sin tal estrategia, se corre el riesgo de no lograr los beneficios de electrificación, además de que las inversiones requeridas no serían justificadas. Las poblaciones a las cuales la E.R. está dirigida deben ser consultadas en el curso de la preparación de los programas y proyectos. Es preciso ofrecer a esas poblaciones la posibilidad de elegir qué tipo de infraestructura y otros servicios básicos prefieren tomando en cuenta por cierto, que la electrificación es necesaria para obtener el beneficio pleno de la mayoría de aquellos servicios. Poner al consumidor en el centro del proyecto es esencial para asegurar el éxito de los proyectos de E.R. Por otro lado, se debe aumentar los esfuerzos para promover entre los consumidores contribuciones financieras y de especie para tales proyectos, incluso con un período ampliado, si no fuera en forma. Tales contribuciones deben ser adecuadamente contabilizadas.

5. Una situación específica se presenta en países como el Perú donde las recientes reformas han establecido los principios del mercado para la operación y desarrollo del sector eléctrico en su conjunto, vale decir descentralización, competencia y participación máxima por el sector privado. Es preciso, entonces, que las estrategias para E.R. sean consistentes con el marco legal - regulatorio adoptado. En este sentido, los proyectos de E.R. no deben frustrar la estrategia de privatización del sector.

Viabilidad institucional

6. Los sistemas rurales eléctricos generalmente son complejos y de costos más altos que aquellos de sistemas urbanos, ya que los consumidores son relativamente escasos y están localizados en forma dispersa. Además, los consumos específicos son bajos, las pérdidas técnicas y administrativas son altas, y las

operaciones a menudo se restringen a las horas punta. Antes de llevar a cabo la inversión inicial, se debe resolver los problemas institucionales tales como la coordinación de programas, la asignación de recursos financieros, los procedimientos de adquisiciones y los estándares de seguridad. Después de la inversión inicial se debe enfrentar los problemas relacionados con operación y mantenimiento, reemplazo y expansión de los sistemas.

7. En general, el sector privado ha participado solamente de forma reducida en programas y proyectos de E.R., debido a los largos plazos de recuperación de la inversión y consecuentemente de lento crecimiento de ingresos. Mientras que este sistema no se cambie, el gobierno jugará un papel clave en el proceso. El gobierno debe liderar de forma clara, ofrecer un compromiso sustentado a largo plazo y otorgar un apoyo efectivo a las agencias ejecutoras pertinentes. La promoción de mercados rurales de electricidad también puede ser un campo de acción gubernamental. No obstante, para evitar las trabas inherentes de programas excesivamente centralizados y no viables, el gobierno debe limitarse a asegurar condiciones propicias para inversionistas y otorgar asistencia técnica. Dentro de este marco, existe una variedad de enfoques institucionales para la participación no gubernamental, tales como cooperativas de electricidad, asociaciones y ONGs. Como mínimo, existe la oportunidad de contratar la operación y mantenimiento de instalaciones a entidades del sector privado.

8. Si las instituciones responsables de programas de E.R. son de nueva creación, es preciso ejecutar los programas en forma gradual, para permitirse suficiente tiempo para corregir las deficiencias que surjan antes de la futura expansión de tales programas y proyectos. La sostenibilidad de los programas requiere que organizaciones regionales y locales den apoyo a los mismos, y que se otorgue asistencia técnica y capacitación intensiva, con el objeto de crear a nivel local entidades eficientes de operación que se encarguen de proyectos específicos.



Las entidades de operación deben establecer sistemas de monitoreo para poder analizar los consumos de electricidad individualidades, costos reales y parámetros financieros, como base para mejorar la efectividad de la toma de decisiones.

Viabilidad económica y financiera

9. Los problemas y proyectos de E.R. deben ser evaluados desde el punto de vista de las necesidades actuales y futuras de electricidad en las regiones a ser atendidas, de alternativas de mínimo costo para cubrir estas necesidades y su impacto a largo plazo sobre el desarrollo socioeconómico. Los proyectos de E.R. son más rentables en la medida que las conexiones aumenten y los factores de carga mejoren. Para ser relevantes, los programas de E.R. deben corresponder debidamente a las variaciones en las condiciones económicas de las distintas regiones rurales. Los programas y proyectos más exitosos son aquellos que logran maximizar los beneficios seleccionando sub-proyectos en las áreas donde se materializa un crecimiento rápido de la demanda eléctrica, y minimizar los costos conectando primero las áreas de bajo costo, incorporando las demás áreas según su demanda vaya creciendo.

10. Para seleccionar proyectos viables que siguen criterios económicos en vez de políticos, es imprescindible aplicar análisis económicos y financieros adecuados a los proyectos. Las opciones de mínimo costo para el suministro de electricidad deben ser identificadas basadas en comparación económica. Esto hace necesario aplicar criterios firmes para la evaluación económica de proyectos (y de cada área a ser electrificada), combinado con el detalle necesario y rigor analítico y consistencia del enfoque. El análisis de costo-beneficio es la base de este esfuerzo. Este análisis debe basarse en proyecciones realistas del futuro crecimiento de la demanda, especialmente la demanda para usos productivos y de los costos para abastecer electricidad para la carga típicamente esperada para sistemas rurales y en el estimado de beneficios basado en el superávit para consumidores y productores, así como en la disponibilidad de pago de los consumidores. No obstante, las dificultades prácticas encontradas para identificar los beneficios de E.R. (especialmente cuando factores además del precio limitan la demanda), no debe dar pie a basar la justificación de proyectos en beneficios indefinidos y no bien reconocidos tal como los de mejorar la calidad de vida de los pobres. También es importante

analizar los méritos de abastecer la demanda con sistemas existentes y de mejorar y refortalecer estos sistemas, comparándolos con el establecimiento de nuevos sistemas.

11. El análisis técnico debe asegurar el diseño satisfactorio y ejecución óptima de proyectos en forma significativa a través de la estandarización de diseños, así como con soluciones de compromiso (*trade off*) apropiadas entre costos de inversión, confiabilidad y calidad de sistemas, y requerimientos posteriores de mantenimiento. En forma factible, debe de considerarse la estandarización de equipos y alternativas locales a la expansión de sistemas existentes. Esto incluye las fuentes nuevas y renovables de energía para generación eléctrica, siempre y cuando su utilización sea económicamente viable, considerando los posibles problemas relacionados a la adaptación de nuevas tecnologías y las necesidades correspondientes para establecer las capacidades institucionales. Se debe determinar si la E.R. u otros programas de desarrollo energético aseguran la composición óptima de oferta energética y si estos programas corresponden en forma óptima con el patrón actual del uso final de energía en la región en cuestión.

12. Se debe incorporar en el diseño de proyectos los procedimientos necesarios para obtener y evaluar la información sobre el impacto económico de los mismos. A menos que se obtenga información sobre el crecimiento del consumo eléctrico de los grupos mayores, el número de conexiones y los consumos específicos por conexión, como primer intento para establecer si se cumplió con los objetivos del programa.

13. El financiamiento de proyectos de E.R. debe estar asegurado antes de que se comience con la ejecución. Estos proyectos de E.R. deben ser enfocados como proyectos comerciales, no como proyectos sociales y se debe establecer claramente su impacto sobre la posición financiera de las entidades ejecutoras. No obstante, en la medida en que los proyectos tengan motivación social, los subsidios del gobierno pueden compensar por el déficit de ingresos requeridos, sujeto a los límites discutidos más adelante. A menudo, será necesario el apoyo financiero para superar la barrera de los costos iniciales para la población de bajos ingresos, por ejemplo, para el financiamiento de los costos de conexión.

Costos de electricidad

14. Generalmente, los costos por consumidor de sistemas eléctricos en áreas rurales son más altos que en áreas urba-

nas, debido a que ellos atienden una cantidad reducida de consumidores cuyo consumo es bajo, sus pérdidas técnicas y administrativas son altas y los sistemas operan principalmente en horas punta, deprimiendo así los factores de carga. Como es el caso de los sistemas eléctricos convencionales, los costos marginales y no los costos promedio deben ser el parámetro relevante para las decisiones sobre inversiones y precios. La medida óptima de costos para comparar proyectos es: (a) para capacidad de distribución, los costos promedios incrementables por kilowatios-hora (ya que éstos toman en cuenta el valor-tiempo como el grueso de los proyectos en períodos iniciales); y (b) para energía, los costos marginales de generación y transmisión hasta el nivel de subestación.

Ya que el consumo rural de electricidad ocurre largamente en horas punta los costos de abastecimiento en horas punta, deben ser reflejados en la determinación de costos. No obstante, es preciso hacer el esfuerzo por medidas de gestión de demanda de electricidad, trasladar la demanda a horas que no son punta, a excepción de aquellas cuya elasticidad de precio es alta y de aumentar la eficiencia del uso de electricidad. Los costos de equipo y materiales deben ser estrictamente controlados, entre otros, por licitación pública internacional.

Tarifación de electricidad

15. La tarifación de electricidad es la clave para determinar la viabilidad de proyectos de E.R. Por ende, un sistema racional de recuperación de costos debe ser parte integral de la preparación de proyectos. Así como en otras áreas del sistema eléctrico, la tarifación en sistemas rurales debe asegurarse la asignación eficiente de recursos de un lado y la viabilidad financiera de las empresas, del otro. Es preciso que las empresas cubran sus requerimientos de caja y generen los superávits necesarios para financiar su expansión. Considerando que cobros fijos, independientemente del volumen del consumo, provocan ineficiencias en el consumo de electricidad, es necesario la medición y cobro según el consumo actual.

16. La tarifación debe basarse en un análisis de costos. La experiencia muestra que a menudo no se ha tomado en cuenta que los costos de sistemas rurales son sub-estimados, dado que los factores de carga son relativamente bajos y las pérdidas relativamente altas. Las tarifas deben cubrir, como mínimo, el costo completo de suministro hasta el punto de entrada al sistema de distribución, más los costos de operación y mantenimiento



Foto: Archivo ITDG-Perú. Instalación de la red secundaria.

de los sistemas de distribución. Es probable que solamente una pequeña parte de la población rural tenga la capacidad económica para pagar los costos completos de suministro, al menos en los primeros años de operación de tales sistemas. Por ende, parece aceptable un cierto subsidio a la tarifa, justificado en base a una política de redistribución de ingreso (esto también contribuiría en algo de rebalancear el tratamiento favorecido en áreas urbanas en el contexto de las políticas socio-económicas de épocas anteriores). Sin embargo, un pequeño volumen del consumo solamente debe ser subsidiado, por ej., el volumen correspondiente al uso mínimo para iluminación, con el objeto de controlar el impacto negativo de subsidios sobre la eficiencia en la economía. También, los subsidios deben ser limitados a aquella parte de costos de inversión que está directamente relacionada con los sistemas rurales y no deben ser otorgados para costos de operación y mantenimiento. Los subsidios deben ser transparentes y calculados en forma precisa, lo que hace necesario una contabilidad separada para actividades de E.R.

17. Considerando que los subsidios comúnmente son implantados por directivas del Gobierno, él mismo deberá asumir los costos de los subsidios. Sin embargo, las implicaciones de los subsidios sobre el presupuesto de la Nación deben ser claramente establecidas. En ningún caso se debe permitir que los subsidios debiliten la posición financiera de las empresas, su capacidad de mantener adecuadamente los sistemas rurales y el incentivo de expandir aquellos sistemas.

18. Con miras a establecer criterios apropiados de recuperación de costos, de un lado y de subsidios, del otro, es necesario ajustar los criterios de tarificación basados en costos marginales. El objeto es tomar en cuenta también los criterios relacionados a tarifas de socorro (*lifeline rate*) y de viabilidad a largo plazo de empresas y del sector eléctrico en su conjunto. Los programas de subsidios deben ser diseñados en forma tal que los beneficios sean maximizados con los recursos disponibles.

Intermediación financiera

19. En los casos en que el financiamiento

de la E.R. esté canalizado por intermediarios financieros (principalmente el sistema bancario), es necesario enfrentar y resolver de antemano los aspectos principales, en concordancia con las nuevas políticas del sector financiero reformado. Estos aspectos incluyen, del lado de los intermediarios financieros, las condiciones de préstamos y decisiones sobre aceptar riesgos de repago y de hacer provisionamientos para deudas morosas. Las instituciones que participan en los financiamientos para proyectos de E.R. deben establecer procedimientos rigurosos para la evaluación financiera de sus clientes y deben aplicar criterios estrictos para prestar y colectar los préstamos, basándose en el récord financiero (historias crediticias) de sus clientes. Problemas específicos se imponen en el caso de entidades nuevas, que todavía no tienen un récord financiero, como será el caso de muchas entidades de E.R. Esto impone la necesidad de que los intermediarios financieros supervisen estrictamente la gestión financiera de sus clientes, combinada posiblemente con garantías parciales de repago por el Gobierno ■



Limitantes para la difusión de las energías renovables en los países del Grupo Andino

por Luis Geng

La significativa participación del sector rural en la población total de la Subregión Andina con una deficiente oferta energética y su ubicación geográfica que le permiten disponer localmente de ingentes recursos naturales, nos lleva a deducir la existencia de un amplio mercado para el desarrollo de las minicentrales hidroeléctricas como un medio que posibilite el desarrollo de las áreas rurales.

No obstante es un importante mercado y la rápida evolución tecnológica que ha tenido su construcción –hablamos de aprovechamientos hidroeléctricos de pequeña potencia (< 5 MW), sobre todo en la Subregión Andina–, su contribución para superar el problema de la electrificación rural sigue siendo marginal. Esto es así debido a una serie de limitantes que no han permitido darle el dinamismo que se quisiera a su difusión.

El mercado se encuentra frenado por insuficiencias de tipo ESTRUCTURAL o institucional, que tienen su origen en la baja prioridad que le asignan los gobiernos a esta fuente energética, que en algunos casos requiere aún el apoyo oficial, sobre todo en aquellos países donde el sector eléctrico ha comenzado a ser transferido al sector privado y para

el cual los proyectos de electrificación de zonas rurales no son prioritarios, principalmente por razones de rentabilidad.

En este contexto, se carece de políticas claras, orgánicas y explícitas en este sector, así como de bases suficientes para proponer una legislación de fomento de esta fuente de energía renovable y en algunos países de la Subregión Andina no existen instituciones oficiales que identifiquen oportunidades y determinen las características de la demanda de energía específica por zonas, no obstante contar con estudios más o menos detallados de cuencas y de su historial hidrológico.

En este sentido, el artículo de Peter Kublank en HIDRORED 1/95 es muy explícito al referirse a las necesidades y modelos institucionales para apoyar la difusión de las MCH's para la electrificación rural.

Existen asimismo, barreras de tipo CULTURAL Y TECNOLÓGICO, que en este caso tienen su origen en la falta de información centralizada y actualizada. En algunos países del GRAN se han ejecutado proyectos con éxito no sólo en la etapa técnica de ejecución del proyecto,

sino también en el modelo de gestión operativa y administrativa de la generación, distribución y comercialización, por los propios usuarios. Esta experiencia podría muy bien ser transferida con relativa facilidad a otros países de la Subregión Andina y de Latinoamérica que presentan problemas similares. En algunos casos, esta situación tiene explicaciones ligadas a particulares condiciones locales de mercado. Sin embargo, en la mayoría de los casos denota un reducido intercambio de información entre los países, sobre todo a nivel gubernamental.

Cabe resaltar igualmente, el escepticismo que existe muchas veces entre los colectivos, sean éstos comunidades, municipios etc., por proyectos de fuentes de energías renovables, a los que nunca se les aclaró la causa de su fracaso por lo engorroso de los trámites de concesión y gestión de préstamos que tienen que iniciar los interesados una vez tomada la decisión de llevar a cabo un proyecto.

Finalmente, en los planes de difusión se habla sobre todo de nuevos proyectos y se omiten los trabajos de rehabilitación o repotenciación que podrían ejecutarse

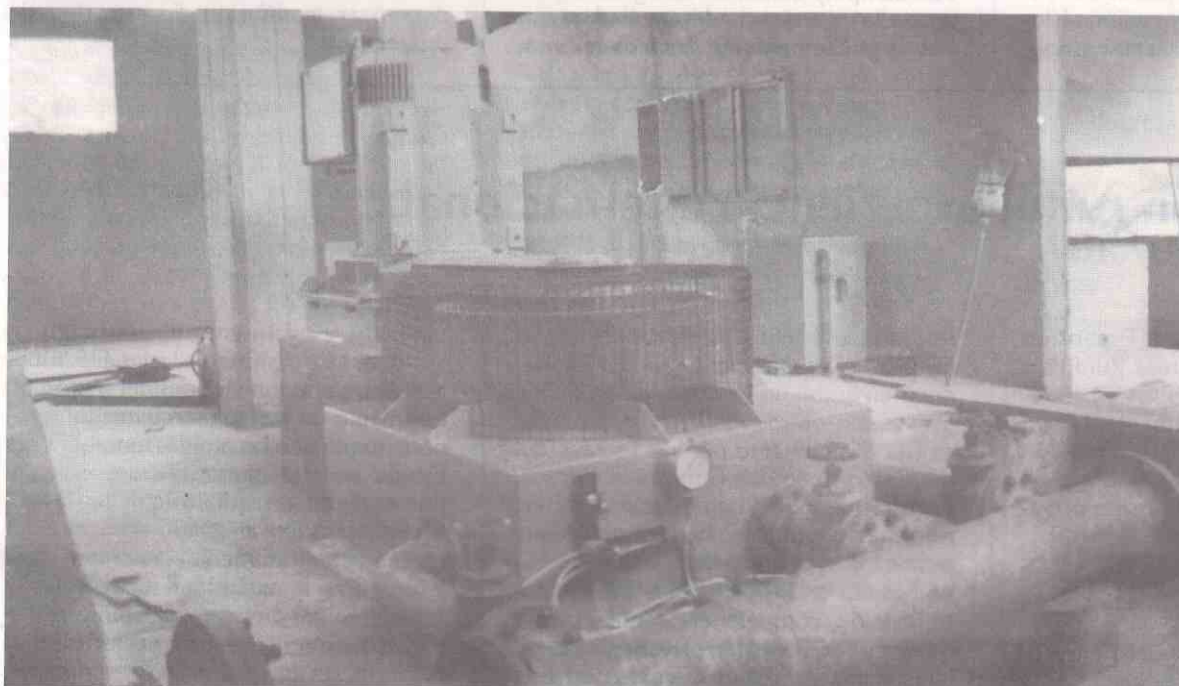


Foto: Archivo ITDG-Perú.
Equipo electromecánico
MCH de 60 kW.



al parque existente y que constituye un importante mercado. Existen centrales hidroeléctricas en la subregión que por su largo período de funcionamiento están fuera de servicio u operativas con un reducido factor de eficiencia, que tienen posibilidades de conectarse a un determinado sistema, sobre todo ahora que existen en algunos países leyes de electricidad que permiten vender al sistema como una generadora más.

Otro obstáculo ligado a lo anteriormente citado y que muchas veces se complementa para frenar la realización de los proyectos en este campo es el FINANCIERO. Los entes de financiamiento analizan con rigidez este tipo de proyectos en PCH, que al ser vista como una tecnología «nueva» aplicada al sector rural, que tradicionalmente ha sido considerado «duro» por las instituciones financieras, tienden a sobredimensionar su percepción del riesgo financiero y a ponderar más la fiabilidad y garantía del solicitante del crédito que el análisis técnico-económico del proyecto.

Además, estos proyectos son pequeños si se les compara con los de electrificación convencional, pero la dedicación y los gastos generales que las instituciones financieras cargan a ambos son iguales, postergándolos y dificultando su selección.

Finalmente, quisiera hacer mención a un factor que por su naturaleza no se puede denominar una restricción, pero cuya ausencia dificulta la difusión de estos proyectos. Y me refiero a la falta de una ESTRATEGIA EMPRESARIAL DE MERCADO, conjunto de las instituciones que trabajan en este campo. Se puede encontrar esfuerzos de comercialización aislados y muchas veces de carácter compe-

titivo que confunden al usuario final. Estas dificultades se pueden superar y se facilitan al agruparse dos o más instituciones, utilizando conjuntamente sus capacidades, información y recursos disponibles. Existen ejemplos aislados de su aplicación.

La experiencia de ITDG con el apoyo del BID en la zona de Cajamarca en el Perú es un modelo interesante de desarrollo donde se conjugan mercado, plan comercial, financiamiento y gestión operativa y administrativa de la unidad de generación. La experiencia de Bolivia es igualmente factible de transferirse, donde el Estado ha elaborado una Estrategia de Energía Rural que se orienta fundamentalmente hacia tres frentes:

- La atención de las demandas de energía rural;
- El uso racional y eficiente de la energía y;
- La gestión de la demanda en el marco de la participación popular.

Y se basa en tres pilares: el cofinanciamiento que busca la participación de fondos públicos y privados (comerciales y no comerciales); una base tecnológica amplia que integra a las energías renovables a la matriz energética de Bolivia; y finalmente, la gestión de la demanda. Proceso de creación de condiciones para la atención de las demandas dinámicas de energía concentradas y priorizadas.

Creo que estas limitaciones, que encontramos entre nuestros países, no se pueden superar con iniciativas aisladas. Merecen un esfuerzo de organización a nivel nacional en su primera fase de las instituciones que vienen trabajando en este campo y donde será de gran importancia la experiencia desarrollada a través de la Cooperación Técnica Interna-

cional y de instituciones de financiamiento internacional como el BID.

Por su parte, el Programa Andino de Integración Energética (PAIE), que viene ejecutando la Junta del Acuerdo de Cartagena o Grupo Andino con el apoyo de la Unión Europea, ha incluido entre sus actividades apoyar la difusión y desarrollo de las energías renovables en la subregión andina.

Uno de los primeros pasos de esta actividad ha sido la elaboración de un Catálogo que permita conocer las instituciones existentes en la Subregión Andina dedicadas a la producción, comercialización y difusión de este tipo de energía, su experiencia y sus proyectos en ejecución y previstos, de tal manera que permita un intercambio de información más estrecha y un desarrollo más integrado al conocer previamente las capacidades, habilidades y equipos desarrollados en los diferentes países miembros.

Asimismo, conjuntamente con OLADE, se han preparado Manuales o Guías de Proyectos en Energías Renovables, cuyo objetivo es la difusión y uniformidad de criterios técnicos y económicos que consoliden una tecnología regional. Uno de estos manuales es precisamente desarrollado con el apoyo técnico de ITDG-Perú, dedicado al desarrollo de Mini y Microcentrales Hidroeléctricas. Se subsanaría de esta manera la carencia de bibliografía en español sobre los diversos aspectos de esta fuente de energía renovables, orientándose al desarrollo de una metodología de aplicación regional que pueda ser asumida por profesionales, técnicos y pequeños empresarios locales, tratando de esta manera de dinamizar la difusión de este tipo de proyectos ■

Electrificación rural: experiencia internacional...

(Viene de la página 3)

en estructurar un programa de Expansión del Servicio Eléctrico a Áreas Rurales y Comunidades Aisladas (ERCA). Los temas descritos a continuación identifican las principales preguntas y la orientación que éstas podrían tomar para crear un ambiente favorable a la inversión privada en proyectos económicamente viables.

1. El ambiente de política para el sector de energía eléctrica

El Gobierno del Perú ha venido ejecutando un programa de estabilización y

reformas estructurales de la economía orientadas a reducir el papel del Estado, crear un ambiente económico en que la asignación de los recursos productivos se rija básicamente por las fuerzas del mercado y promover la inversión privada. Consistentemente, con este conjunto de reformas, el gobierno ha formulado una política y estrategia para el sector eléctrico basado en los principios de descentralización, competencia, regulación de monopolios, inversión privada y el papel subsidiario del Estado. Dentro de este

contexto, el gobierno: (i) promulgó en 1992 la Ley de Concesiones Eléctricas que norma las actividades del sector; (ii) estableció un nuevo marco institucional consistente con las nuevas funciones del Estado en el sector; (iii) estableció un nuevo régimen regulatorio de tarifas del sector eléctrico diseñado para ampliar los incentivos, aumentar la competencia y asegurar la viabilidad económica y financiera del sector; y (iv) ha iniciado la privatización de los sistemas existentes, consistentes en dos grandes empresas,



Electroperú y Electrolima, y nueve empresas regionales.

Los programas de ERCA deberían ser formulados en este contexto. La extensión del servicio eléctrico a zonas rurales y comunidades aisladas requiere del establecimiento de una política y estrategia específica que sea consistente con la establecida por el gobierno para el sector eléctrico, que defina los papeles de los sectores público y privado en los programas de electrificación rural, en conformidad con el marco regulatorio existente, así como los temas de selección de proyectos y su financiamiento.

2. Los papeles del sector público y privado

Este es un tema central para la estructuración de los programas de ERCA. Hasta este momento el Gobierno, a través del Ministerio de Energía y Minas (MEM), ha continuado ejecutando proyectos de inversión pública en electrificación en coordinación con las Empresas Regionales y las municipalidades, las que se han hecho cargo de la operación y mantenimiento de las obras o pequeños sistemas de servicios. Otras agencias del Estado están también financiando o ejecutando pequeños proyectos en este campo.

El enfoque del Programa propone crear las condiciones para atraer la inversión privada a los proyectos de ERCA, que estarían sujetos a concesiones y autorizaciones de acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento. En los proyectos menores de electrificación no sujetos a regulación, el Gobierno ejercería su papel subsidiario preferiblemente en el contexto de sus programas sociales.

Dentro del contexto de política y estrategia general del sector eléctrico, el papel del sector público en los programas de ERCA debería ser normativo, de promoción y apoyo a las empresas privadas, coordinación y supervisión. El sector público debería apoyar al inversionista privado a través del establecimiento de un esquema para financiamiento a largo plazo en el sector financiero. Además, en aquellos casos en que fuera necesario recurrir a subsidios para asegurar la viabilidad financiera de un proyecto económicamente viable, éste debería darse en forma eficiente, transparente, con fondos del Tesoro Público debidamente presupuestados y únicamente sobre la inversión. Los protagonistas de la inversión y encargados de la operación, mantenimiento y expansión de los sistemas deberían ser empresas privadas. La participación del sector privado reduciría la necesidad de recursos del Tesoro Público para ejecutar el Programa, contribui-

ría a mejorar la selección de proyectos y a aumentar la eficiencia, tanto en la ejecución de la inversión como en la operación y mantenimiento de los sistemas.

3. Las posibles limitaciones al sector privado

Mientras puede esperarse que la participación del sector privado en los programas de ERCA contribuya a resolver los principales problemas que se han presentado con la inversión pública, ella puede encontrar otras limitaciones importantes que necesitarían ser resueltas: (i) no existen actualmente empresas privadas dedicadas a esta actividad; éstas deben formarse por empresas actualmente en otras actividades o nuevas empresas individuales o asociativas; (ii) los proyectos son generalmente intensivos en capital y requieren un largo período de recuperación de la inversión, por lo que los inversionistas necesitan acceso a financiamiento en términos adecuados a las características de la inversión, actualmente no disponibles en el sistema financiero del Perú; (iii) las normas que regulan el sector incluyen precios y límites a la rentabilidad de la inversión en distribución, lo que puede volver a estos proyectos poco atractivos a los inversionistas; (iv) las reglas y procedimientos para la participación del sector privado en ERCA no han sido claramente definidas; (v) existen riesgos propios de este tipo de inversión en infraestructura en sistemas regulados (ejm. Ajuste de tarifas en áreas rurales).

4. La expansión del servicio por las empresas existentes

Considerando las limitaciones mencionadas en la sección anterior y la intención de privatizar las empresas regionales de distribución, es importante que el Gobierno considere cuál sería el papel que daría a las empresas concesionarias de distribución regionales en la estrategia de ERCA. Dado que estas empresas contarán con la capacidad técnica y gerencial y acceso al financiamiento privado para contribuir con la expansión del sistema a corto plazo, debería analizarse la opción de que los contratos de concesión de las E.R. incluyan un área de expansión y compromisos de inversión. Las actividades de inversión de estas empresas permitiría ganar tiempo para establecer las condiciones para atraer nuevas empresas privadas.

5. Mecanismos financieros para acceso a financiamiento de largo plazo

Dado el estado de desarrollo del sistema financiero, las nuevas empresas eléctri-

cas no tendrán acceso a financiamiento a largo plazo en términos adecuados a las características de los proyectos. Por lo tanto, una de las acciones del Gobierno para apoyar la inversión privada en ERCA, podría ser el establecimiento de esquemas financieros que permitan superar esta limitación a corto plazo.

En el caso típico de una empresa concesionaria, el financiamiento de largo plazo tendría dos componentes: patrimonio y deuda. La distribución entre patrimonio y deuda debería ser en función del riesgo del proyecto; a mayor riesgo, mayor debería ser la proporción con financiamiento vía patrimonio.

El patrimonio podría ser financiado a través de la emisión de acciones de varias clases. El programa de ERCA podría establecer un esquema de subsidio contingente a través de la compra de parte de estas acciones.

La deuda podría ser financiada a través de préstamos de largo plazo de la banca comercial u otras entidades financieras de primer piso, con los recursos de las líneas multisectoriales que maneja la Corporación Financiera de Desarrollo (COFIDE) y debería ser a tasas de interés del mercado. El programa podría incluir un componente de financiamiento a ser canalizado a través de COFIDE, y establecer esquemas de garantía para extender el plazo del préstamo a las empresas eléctricas, de acuerdo a los requerimientos del proyecto y para asegurar contra riesgos de política claramente definidos. Estas garantías no deberían cubrir ningún riesgo comercial ■

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos por la autorización de publicar sus ponencias a:

- Sr. Jaime Marco Fernández.
- Sr. Enrique Birhuett.
- Sr. Uwe Richter.

Estas ponencias se dictaron en el Seminario-Taller organizado por el Ministerio de Energía y Minas, Cenergía y NRECA, los días 1 y 2 de junio de 1995 en Lima, Perú ■



IMPRESSUM

HIDRORED es una revista internacional para la divulgación de información sobre técnicas y experiencias en micro hidroenergía. Paralela a ésta existe la revista HYDRONET editada en inglés en Sri Lanka con quienes tenemos una mutua colaboración.

Corresponsales

Argentina (Misiones)
Jorge Senn

Bolivia (Cochabamba)
Walter Canedo

Chile (Concepción)
Carlos Bonifetti

Colombia (Bogotá)
José Montaña

Ecuador (Quito)
Milton Balseca

México (Xalapa)
Claudio Alatorre

Perú (Cuzco)
Enrique Rodríguez

Perú (Lima)
Teodoro Sánchez

Venezuela (Caracas)
Carlos Flores

Comité Editorial

Teodoro Sánchez (ITDG-Perú)
Walter Canedo (PROPER)
Enrique Rodríguez (PROMIHDEC)

Editores Asociados

Carlos Bonifetti (MTF LTDA.)
Gabriel Ibarra B.
(Universidad del País Vasco)
José A. Muñiz (HIDROSERVIS)
Javier Ramírez-Gastón (Consultor)
Jorge Senn (ATAHUALPA)
Thomas Scheutzlich
(PROJEKT-CONSULT)
Carlos Zárate (FAKT)

Editores

HIDRORED: ITDG-Perú, Casilla
Postal 18-0620 Lima, Perú,
Fax (511) 446-6621,
E-mail: hidrored@itdg.org.pe

Traducción

Federico Coz Pancorbo

Asistencia de Edición

Homero Miranda, Beatriz Febres,
ITDG-Perú

Diagramación y Edición Gráfica

Ricardo Carrera

Producción

Soledad Hamann, ITDG-Perú