

9-1-1997

Models and Methods for the Provision of Rural Electrical Services

Fondo Nacional del Ambiente

Follow this and additional works at: https://digitalrepository.unm.edu/la_energy_dialog

Recommended Citation

Fondo Nacional del Ambiente. "Models and Methods for the Provision of Rural Electrical Services." (1997).
https://digitalrepository.unm.edu/la_energy_dialog/140

This Other is brought to you for free and open access by the Latin American Energy Policy, Regulation and Dialogue at UNM Digital Repository. It has been accepted for inclusion in Latin American Energy Dialogue, White Papers and Reports by an authorized administrator of UNM Digital Repository. For more information, please contact disc@unm.edu.

MODELOS Y MÉTODOS DE PROVISIÓN DE SERVICIOS ELÉCTRICOS RURALES

Daniel B. Waddle
NRECA Internacional, LTD
Agosto de 1997

ACLARACION

Daniel B. Waddle preparó el siguiente informe para NRECA International, para el Programa de Mercados Sostenibles de Energía Sostenible (SMSE) de la División del Medio Ambiente del Departamento de Desarrollo Sostenible del Banco Interamericano de Desarrollo (BID). La Oficina de Eficiencia Energética y Energía Renovable del Departamento de Energía de los Estados Unidos respaldó la preparación del informe.

El gobierno de los Estados Unidos, sus organismos, o sus empleados no garantizan, expresa o implícitamente, ni asumen responsabilidad jurídica alguna, ni declaran que su utilización no infringirá derechos de propiedad privada. Las referencias contenidas en el informe a cualquier producto comercial, proceso o servicio específico, expresadas por una marca de fábrica, fabricante o cualquier otra forma, no constituyen necesariamente o implican respaldo, recomendación o favoritismo por parte del gobierno de los Estados Unidos o cualquiera de sus organismos. Las opiniones o puntos de vista expresados por el autor en este trabajo no reflejan necesariamente los del gobierno de los Estados Unidos o cualquiera de sus organismos.

TABLA DE CONTENIDOS

OBJETIVO	1
ANTECEDENTES	1
PROGRAMAS FINANCIADOS POR EL SECTOR PRIVADO	3
MODELOS DE ELECTRIFICACIÓN RENOVABLE DEL SECTOR PRIVADO BOLIVIANO	3
GOLDEN GENESIS-FUNDAÇÃO TEOTÔNIO VILELA: MODELO DEL SECTOR PRIVADO BRASILEÑO	8
IDAHO POWER SOURCES CORPORATION	10
MODELO SELF/IDER DE CEARÁ	11
PROYECTO SSR EN INDONESIA	14
PROGRAMA SOLUZ DE LA REPÚBLICA DOMINICANA	16
PROGRAMAS AUSPICIADOS POR EL GOBIERNO	18
PROGRAMA MEXICANO DE ELECTRIFICACIÓN PRONASOL	18
PROGRAMA ARGENTINO DE CONCESIONES EN MERCADOS DISPERSOS	20
MODELO CHILENO DEL PROGRAMA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL (PER)	26
ENSEÑANZAS DE PROGRAMAS EXITOSOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL:	
MODELO REA	<i>Error! Bookmark not defined.</i>
CONCLUSIONES	<i>Error! Bookmark not defined.</i>
REFERENCIAS	<i>Error! Bookmark not defined.</i>

MODELOS Y MÉTODOS DE SERVICIO ELÉCTRICO RURAL

OBJETIVO

En este estudio se examinarán diversos modelos de electrificación rural que han sido utilizados o están desarrollándose con el propósito de comprender cómo estas experiencias pueden beneficiar el futuro diseño de programas de servicios de energía rural en América Latina. Específicamente, se examinará la aplicabilidad de algunas de las enseñanzas extraídas de pasados o actuales esfuerzos para su uso en programas del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) en mercados energéticos desreglamentados. El propósito de este estudio es presentar las enseñanzas obtenidas de diversas experiencias con modelos de servicios de energía rural para facilitar el conocimiento de los funcionarios de préstamos y programas del BID y colaboradores en los países con respecto a los temas que contribuyen a la sostenibilidad de los servicios de energía rural.

ANTECEDENTES

La provisión de servicios de electricidad a poblaciones rurales constituye un emprendimiento costoso. Los niveles de ingreso en las zonas rurales son casi siempre más bajos que en los centros de población urbana. En consecuencia, el problema de proporcionar a zonas rurales servicios públicos financieramente accesibles se ve complicado por la menor capacidad de pagar por un servicio generalmente más costoso.

Muchos gobiernos han optado por apoyar la extensión de servicios públicos a zonas rurales para respaldar el desarrollo económico y para satisfacer aspectos de equidad. Con frecuencia, este apoyo ha tomado la forma de inversiones directas por parte de organismos gubernamentales con el propósito de compartir el costo de proveer servicios como agua potable, telecomunicaciones, transporte y energía eléctrica. En algunos casos, el nivel de apoyo ha disminuido a medida que crecen los mercados para estos servicios, o sea cuando la densidad de la demanda llega a un punto en que el mercado puede mantenerse sin intervención gubernamental.

Tradicionalmente, el servicio eléctrico rural ha sido proporcionado mediante la extensión de una red eléctrica local o nacional, frecuentemente con sustancial apoyo gubernamental. En la mayoría de los países desarrollados, más del 98 por ciento de las comunidades rurales tienen acceso a servicios eléctricos de alta calidad a través de la red nacional con precios que son solo marginalmente superiores (10 a 15 por ciento) que el servicio en las zonas urbanas. En contraste, muchos países de América Latina tienen índices de electrificación inferiores al 80 por ciento, y en algunos casos, sólo un 25 por ciento de la población total tiene acceso a la electricidad. Además, el costo de proveer el servicio es mucho más alto que el de proveerlo a zonas urbanas.

Hasta hace poco, casi todos los programas de electrificación rural se concentraban casi exclusivamente en la extensión de la red existente. En algunos casos, se han utilizado centrales eléctricas aisladas incluyendo motores diesel, y cuando era posible, plantas

hidroeléctricas, para proporcionar electricidad a mini redes. Pero existe una creciente percepción de que las soluciones enfocadas en redes no son económicamente viables para la mayoría de las comunidades rurales debido a una combinación de baja densidad de demanda y baja capacidad para pagar por el servicio, y en el caso de centrales eléctricas diesel, una experiencia extremadamente problemática en materia de operación y mantenimiento de las plantas y sistemas conexos de distribución.

Debido a éstos y otros factores, el uso de tecnologías no convencionales de energía renovable, como energía fotovoltaica, generación a partir de biomasa y turbinas de viento, está considerándose una alternativa menos costosa y más apropiada para satisfacer los perfiles de demanda, y más adecuada a las necesidades domésticas y comerciales de los usuarios. Los adelantos en la tecnología de energía renovable han facilitado en parte las opciones de la energía renovable, pero más que los adelantos tecnológicos, la fijación de precios competitivos está comenzando a influir las decisiones políticas con el fin de proporcionar un nivel mínimo de servicio eléctrico a un costo más bajo para los consumidores y los programas estatales que auspician los proyectos.

Al mismo tiempo, los cambios de política sobre la propiedad y la reglamentación de los servicios públicos también están experimentando un cambio revolucionario en América Latina. Estos cambios están impulsando algunas de las percepciones acerca del nuevo papel del Estado con respecto a inversiones en servicios de energía rural. En vez de exigir que las empresas de servicio público proporcionen estos servicios, los gobiernos ahora se ven obligados a diseñar incentivos para atraer la inversión del sector privado. Sin un organismo controlado por el Estado para proporcionar estos servicios, los responsables por la reglamentación deben pensar en términos de estimular el mercado para reaccionar a las señales de precios, así como determinar el nivel de auspicio gubernamental, si lo hubiera, necesario para financiar proyectos y continuar la expansión de los servicios de energía rurales. En algunos casos, ello significa abrir la puerta a la competencia entre proveedores, o posiblemente otorgar concesiones para proveer a territorios específicos, basadas en un nivel de inversión acordado de antemano para servir a la población dentro de la zona de la concesión.

Sin embargo, existe gran incertidumbre por parte de los organismos de planificación y financiamiento debido a la falta de experiencia con las tecnologías, los modelos utilizados para aplicar las tecnologías y estimular el mercado, así como el papel apropiado del gobierno en el financiamiento de futuros proyectos. ¿Deben modelarse los futuros programas de acuerdo con las tradicionales concesiones eléctricas, posiblemente implantadas por las empresas de servicios públicos? ¿Deben venderse o alquilarse los sistemas eléctricos a empresas/proveedores de servicio? ¿Hasta qué punto debe involucrarse el Estado en la fijación de tarifas, subsidios y la reglamentación de la calidad del servicio? Estas representan preocupaciones válidas, y las respuestas sólo se obtendrán a través de experiencias adecuadas a las necesidades económicas y sociales específicas de cada país.

En este trabajo se explorarán varios modelos de electrificación rural incluyendo los que emplean tecnologías de energía renovable y los que utilizan la extensión de redes, con el

fin de extraer enseñanzas que puedan utilizarse para integrar programas de electrificación rural a las operaciones del BID. El estudio está organizado en tres secciones que describen los modelos, comenzando con una descripción de los modelos del sector privado que han sido y está implantándose en todo el mundo. Continúa con una sección que describe los programas implantados por organismos estatales. Por último, se incluye una presentación del modelo de Administración de Electrificación Rural en los Estados Unidos, que ilustra los procedimientos financieros y logísticos puestos en práctica para asegurar la sostenibilidad, y mostrar la relevancia que ese programa reviste para los programas de energía rural que utilizan tecnologías de energía renovable. El análisis se concentrará en las características clave de cada programa, seguido por breves comentarios acerca de los puntos positivos y las debilidades de los programas. El Cuadro 1 presenta las características de los modelos analizados en este estudio. El documento concluye con un resumen de observaciones sobre las enseñanzas que estas experiencias pueden representar para nuevos programas.

PROGRAMAS FINANCIADOS POR EL SECTOR PRIVADO

Existen varios ejemplos recientes de organizaciones privadas que incluyen organizaciones no gubernamentales, cooperativas de producción rural, cooperativas eléctricas rurales y algunos grupos de inversión que han comenzado a ofrecer servicios eléctricos rurales utilizando tecnologías de energía renovable. Muchos de estos grupos han recibido parte de su financiamiento a través de programas garantizados o auspiciados por el gobierno, pero sin embargo, los programas que se describirán a continuación se distinguen de los programas auspiciados por el gobierno en que ofrecen los servicios a su riesgo. En algunos casos, las organizaciones no reciben apoyo de organismos del gobierno local o central. En otros, las organizaciones reciben apoyo de instituciones filantrópicas para ayudar a sufragar el costo de iniciar la empresa.

Modelos de electrificación renovable del sector privado boliviano

Antecedentes del modelo de la CRE

Hace varios años, con financiamiento proporcionado por la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID), la Asociación Nacional de Cooperativas Eléctricas Rurales (NRECA) comenzó a promover el uso de tecnologías de energía renovable para extender los servicios eléctricos a comunidades aisladas situadas fuera del alcance de la red eléctrica nacional. Con unos pocos proyectos en ejecución, y ningún modelo verdaderamente exitoso para seguir, la NRECA decidió experimentar con tres modelos piloto adaptados a las condiciones de la región del altiplano, y un modelo separado para las regiones de los llanos donde las cooperativas eléctricas rurales proporcionan servicios. Los tres modelos se proponían utilizar instituciones privadas como vehículo de provisión, con diversos niveles de participación de los gobiernos nacional y regionales (1).

En los llanos tropicales, se eligió al Departamento de Santa Cruz debido a que la cooperativa eléctrica más grande y exitosa de Bolivia (y posiblemente de toda América

Latina) ya estaba trabajando con la NRECA en proyectos de extensión de redes, y estaba muy interesada en agregar tecnologías de energía renovable a su conjunto de opciones de proyectos para comunidades rurales. Los proyectos aislados de generación sobre los cuales la *Cooperativa de Electrificación Rural* (CRE) y la NRECA estaban colaborando atendían a un grupo de 16 comunidades aisladas, pero las comunidades eran grandes y tenían actividades económicas más adelantadas que requerían un servicio eléctrico de 16 a 24 horas. Para estos proyectos, la CRE y la NRECA utilizaron pequeñas plantas eléctricas centrales, construyendo redes de distribución para conectar las comunidades y distribuir electricidad dentro de las mismas. Las plantas eléctricas aisladas funcionaban a gas natural, y eran relativamente económicas en comparación con los anteriores conjuntos de generadores diesel.

Sin embargo, se observó durante este proceso que existían muchos grupos de hogares a los cuales no pudo proporcionarse un servicio económico entre las comunidades más grandes debido a dos factores: (1) el nivel de consumo de los usuarios residenciales era extremadamente bajo, entre 20 y 40 kw/h por mes; y (2) el costo de construir líneas de distribución secundarias para proveer a estas residencias según la demanda esperada era bastante alta. Por esta razón, la CRE estaba interesada en experimentar con sistemas solares residenciales como alternativa a la provisión de servicios eléctricos mediante la extensión de redes.

Estructura del modelo

El modelo de la CRE tiene varias características que lo distinguen. En particular, se destacan dos. En primer lugar, como empresa de servicio público, la CRE no está interesada en vender productos sino en proveer servicios eléctricos a sus miembros propietarios. Por esta razón, la CRE decidió que cobraría una tarifa fija mensual que cubriría la totalidad del costo del servicio. O sea, los miembros no serían responsables de mantener el sistema. La CRE determinó que la tarifa por servicio debería incluir el costo de reemplazo de baterías, el reemplazo de los reguladores de voltaje y, por supuesto, el reemplazo de los paneles. Los miembros sólo serían responsables por el reemplazo de las bombillas para las lámparas. En segundo lugar, los pagos por servicios deberían estar ligados al ciclo de ingreso de las comunidades. La práctica de la CRE en varios de sus sistemas rurales ha sido facturar cada dos meses en vez de cada mes para reducir el costo de facturación y cobro. Sin embargo, para los sistemas fotovoltaicos, la CRE determinó que en algunos casos sería más efectivo facturar dos veces al año cuando es más probable que los miembros de la comunidad tengan el ingreso disponible para pagar sus cuentas.

Con estos criterios, la CRE y la NRECA primero implantaron un proyecto piloto en una zona de colonias agrícolas al nordeste de Santa Cruz. El mercado de servicios en la zona se había estimado en 5.000 hogares, y la demanda de energía uniformemente baja, con muy pocas oportunidades de uso productivo de la electricidad que podrían haber hecho que la zona fuera atractiva para un proyecto de extensión de red. Un análisis de la disposición a pagar calificó la zona como una de las más promisorias del Departamento de Santa Cruz. El proyecto piloto de 100 hogares fue completado en 1993, y se

recopilaron datos sobre el rendimiento, el costo de mantenimiento y la satisfacción de los usuarios del sistema durante un año.

Con esta información, la CRE decidió avanzar a la siguiente etapa de implantación del proyecto, y solicitó financiamiento de la NRECA para implantar un proyecto de 1.3000 sistemas en la zona del proyecto piloto. La NRECA, con fondos proporcionados por la USAID, adelantó el financiamiento a la CRE para los equipos. La CRE acordó repagar los fondos a la NRECA, según lo acordado para todos los proyectos llevados a cabo en el marco del acuerdo con la USAID. En la actualidad (1997), el proyecto está en funcionamiento.

Rendimiento del modelo de la CRE

La experiencia de la CRE con este proyecto ha sido mixta, debido en parte al costo de mantener los sistemas solares, así como a la distancia entre el proyecto y la ciudad de Santa Cruz. La CRE y la NRECA subestimaron los problemas de proveer un servicio de alta calidad a una comunidad tan distante, pero esto se ha rectificado en los últimos años debido a la continua expansión del territorio de servicio y al deseo de la CRE de proveer un servicio de alta calidad a sus miembros. En la actualidad, la CRE se encuentra en la última etapa de negociaciones con el gobierno holandés para expandir el programa a 10.000 sistemas solares. El mayor número de clientes incrementará la viabilidad del programa y disminuirá el costo de mantenimiento por cliente.

Con respecto a la recuperación de costos, la CRE ha establecido una tarifa equivalente a US\$8,50 por mes, con un pago inicial de US\$100 por parte de los miembros para cubrir el costo de instalación. La experiencia ha proporcionado a la CRE la opción que deseaba: el costo para la CRE y para los consumidores es más bajo en este proyecto de lo que hubiera sido en un proyecto de electrificación convencional.

Antecedentes del modelo de la COAINE

En el altiplano tropical, donde no existía una empresa de servicios públicos con la cual trabajar, la NRECA tuvo la fortuna de encontrar una cooperativa cafetera muy exitosa. Esta cooperativa, COAINE (*Cooperativa Agropecuaria Integral del NorEste*) tiene más de 3.000 miembros y tiene un historial de vender diversos productos y servicios a sus miembros. Su papel principal es comercializar el café producido, para lo cual ha establecido una clientela en Europa y los Estados Unidos. Los miembros no son ricos según los estándares occidentales, pero tienen un ingreso mucho más alto que el promedio en comparación con la mayor parte de los bolivianos.

Estructura del modelo

La COAINE decidió desde un principio vender sistemas solares para hogares como otra línea de productos (similar en su naturaleza a la venta de fertilizantes, herramientas y otros implementos de producción) con la opción de suscribir un contrato de mantenimiento con la cooperativa. O sea, en vez de proveer electricidad como un servicio

como lo hace la CRE en Santa Cruz, la COAINE vende equipos a sus miembros, en la misma forma en que les vende fertilizantes, semillas y herramientas y equipos a los productores de café en el valle de Yungas de Bolivia.

Con respecto al mantenimiento, la COAINE proporciona un contrato que cubre las baterías, el controlador de voltaje y estabilizadores. Si estos productos fallan, los miembros que han seleccionado adquirir la cobertura de mantenimiento reciben reemplazos gratuitos. Todos los componentes son garantizados por el programa por un período de un año, lo que significa que este contrato es como una garantía ampliada para componentes específicos. Los paneles solares están garantizados por el fabricante por un período de diez años.

Rendimiento del modelo de la COAINE

El programa de la COAINE se ha extendido a 500 sistemas y la cooperativa ha continuado comprado alrededor de 100 a 150 sistemas cada 18 meses. La COAINE vende los sistemas a sus miembros, proporcionando préstamos a una tasa similar a la del mercado. La COAINE, como la CRE, paga a la NRECA mediante una tasa de amortización fija, y recibe apoyo técnico si ocurre alguna falla importante. El programa se adecúa bien al modelo comercial de la COAINE. Hasta ahora no se ha registrado ningún incumplimiento de la COAINE a la NRECA por sus miembros, y los pagos a la NRECA están al día.

Antecedentes de modelo del altiplano

En la región del altiplano de Bolivia que abarca una vasta zona desde la frontera sudoeste con Chile hasta la frontera central-occidental con Perú, se encuentran varios cientos de miles de hogares dispersos en pequeños grupos. Con frecuencia, estas pequeñas comunidades no tienen acceso a servicios de agua potable, atención primaria de la salud o electricidad. Durante años, el gobierno de Bolivia ha buscado una forma de proveer servicios públicos básicos a las poblaciones indígenas que viven en esta región árida y para hacerlo ha utilizado principalmente mini redes diesel aisladas. Los motores diesel, así como las redes de distribución, han sido muy problemáticos y no han podido proveer un servicio confiable por una variedad de razones, la principal de ellas una falta de procedimientos adecuados de mantenimiento y manejo.

En 1992, el gobierno solicitó que la NRECA asistiera en la búsqueda de alternativas para proveer servicios eléctricos a las comunidades rurales del altiplano, que llevó a un estudio preliminar que investigó la extensión de la red, la rehabilitación de las mini redes diesel y la electrificación solar. El problema más grande que enfrentó la NRECA en este análisis fue la falta de agentes confiables para administrar los proyectos de energía rural. Eventualmente se rechazaron la extensión de la red y la rehabilitación de las estaciones de generación diesel para la mayoría de la zona debido a la limitada demanda de electricidad y el costo del servicio, respectivamente. Se consideró que el servicio solar sería la alternativa más viable para la mayoría de las comunidades debido a su costo y su simplicidad.

Sin embargo, permanecía el problema de encontrar entidades adecuadas para administrar los proyectos. Por esta razón, la NRECA comenzó a trabajar con Plan Internacional (“Plan”), una organización no gubernamental internacional. Plan adquirió e instaló 120 sistemas solares para hogares para complementar los proyectos de extensión de redes que estaba financiando. Existía gran interés por parte de las comunidades, pero el enfoque de Plan parecía estar más estrechamente orientado a los servicios de salud y educación, y ambas instituciones decidieron seguir los programas separadamente. Sin embargo, durante el proceso de implantación del programa piloto de Plan, dos organizaciones regionales de desarrollo se interesaron en el programa de electrificación solar. En la actualidad, estas organizaciones están administradas por el gobierno estatal (la *Prefectura*) en Chuquisaca y Oruro.

Estructura del modelo

Las *Prefecturas* adoptaron el modelo originalmente utilizado por Plan. En este modelo, los beneficiarios pagan aproximadamente el 50 por ciento del costo total de los equipos; en muchos casos en forma de un pago inicial en vez de hacerlo a través de cuotas periódicas. Luego, las *Prefecturas* pagan el resto del costo de los sistemas a través de las asignaciones presupuestarias destinadas a proyectos de infraestructura comunitaria.

Los beneficiarios pagan el costo asociado con la instalación, el mantenimiento y la operación de los sistemas. El mantenimiento se ofrece a través de comités de electrificación, que son responsables por entrenar a los técnicos. Los comités también manejan la facturación del mantenimiento y pagan a los técnicos. La NRECA proporciona entrenamiento a los técnicos que instalan y proveen servicios de mantenimiento de los sistemas en sus respectivas zonas. Los técnicos establecen relaciones con los dueños de los sistemas (si es que ya no los conocen) cuando instalan los mismos y periódicamente los visitan para inspeccionar baterías, limpiar paneles y solicitar información sobre el rendimiento de los sistemas.

Observaciones clave sobre el modelo del altiplano

Si bien inicialmente se juzgó que este modelo era el menos atractivo de los tres investigados en Bolivia, en realidad ha resultado ser el más fácil de implantar y el que continúa creciendo. Su aceptación y constante crecimiento se deben en parte al hecho de que la política pública en Bolivia ha cambiado notablemente durante los últimos cuatro años; las decisiones acerca de muchos gastos de servicios públicos ahora se hacen al nivel local (debido a la aprobación de la *Ley de Participación Popular*). Como resultado, las *Prefecturas*, que ahora tienen a su cargo muchas inversiones de infraestructura, valoran los proyectos de energía solar por varias razones. Una de ellas es que ven que el costo marginal de los proyectos solares fotovoltaicos es más bajo en comparación con el costo de la extensión de redes. Otra es que con frecuencia no existen agentes interesados en ser propietarios y/o administrar proyectos de extensión de redes. Una tercera razón es que las numerosas mini redes a diesel están fallando rápidamente, con un nivel predecible de insatisfacción por parte de las comunidades.

Pero el aspecto más importante que aún debe solucionarse es el mantenimiento a largo plazo de los sistemas solares fotovoltaicos. Aquí, el récord del enfoque comunitario a través de las *Prefecturas* es variado. En algunas comunidades, el comité de electrificación está bien organizado y parece estar haciendo un buen trabajo manteniendo los sistemas individuales. En otras no ocurre lo mismo. El punto más importante es que el mantenimiento representa el problema potencial más grande de este tipo de programas porque requiere que las personas tengan la previsión de pagar por un servicio regular por el cual no pueden ver beneficios tangibles e inmediatos. Sin embargo, este problema aún no ha resultado ser insuperable.

Golden Genesis-Fundação Teotônio Vilela: modelo del sector privado brasileño

Antecedentes

En 1992, el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE) firmó un acuerdo con el Ministerio de Minas y Energía de Brasil para establecer un programa piloto de electrificación rural fotovoltaica solar en el nordeste de Brasil. Este programa fue administrado por CEPEL (*Centro de Pesquisas Elétricas*), la entidad de investigación y desarrollo de ELETROBRAS, y en representación del DOE, por el National Renewable Energy Laboratory. El programa financió la instalación de aproximadamente 2.000 sistemas solares residenciales, sistemas solares de bombas de agua y sistemas híbridos eólicos-solares-diesel en varios estados brasileños (2).

Esta experiencia generó gran interés en el uso de tecnologías de energía renovable para la electrificación rural por parte del gobierno y del sector privado en Brasil. Si bien la respuesta ha sido lenta, no cabe duda de que existe una gran demanda insatisfecha de servicios eléctricos en todas las zonas rurales de Brasil. Una respuesta fue la del Banco do Nordeste do Brasil (BNB). El BNB estableció una línea de crédito especial específicamente para proyectos de energía renovable que beneficiaran a comunidades rurales en los estados del nordeste de Brasil. Sin embargo, a pesar de las condiciones de crédito favorables, los fondos disponibles a través de esta ventanilla de préstamos permanecieron casi sin utilizarse durante más de dos años.

En 1995, Golden Genesis Corporation, una empresa privada estadounidense de propiedad de la familia Coors, comenzó a desarrollar un plan para entrar al mercado de electricidad rural en Brasil. Golden adquirió un 90 por ciento de las acciones de New World Power do Brasil, empresa orientada a ventas. En los Estados Unidos, Golden adquirió una participación mayoritaria en Photocomm, una empresa de sistemas de energía solar y eólica. En conjunto, ambas empresas proporcionaron a Golden Genesis la capacidad de ofrecer aplicaciones para la electrificación de aldeas, la electrificación de hogares individuales, bombas de agua y telecomunicaciones remotas.

Estructura del modelo

El verdadero interés de Golden Genesis era entrar en el mercado de servicios de energía rural. Para facilitar su entrada al mercado, Golden Genesis celebró un acuerdo con una

fundación brasileña de desarrollo rural, la Fundação Teotônio Vilela (FTV), que ya había establecido un programa de desarrollo de microempresas en el nordeste de Brasil. En el marco del acuerdo, el trabajo se distribuyó en forma funcional. Golden Genesis fue responsable por la capitalización de la empresa, la provisión de equipos (a través de Photocomm y New World Power, ahora llamada Golden Genesis do Brasil), y el desarrollo tecnológico. La FTV fue responsable por la identificación de empresarios locales, el adiestramiento y la promoción en el mercado.

El modelo es bastante simple. Golden Genesis ha desarrollado una tecnología para cargar baterías con sistemas fotovoltaicos solares que puede cargar baterías de 60 amperio-horas para hasta 60 hogares. La estación de carga es propiedad de un empresario local que opera el sistema, administra la carga de baterías y recauda las tarifas de carga. El dueño adquiere el equipo de Golden Genesis a través de FTV, y la FTV facilita préstamos para el dueño mediante el BNB. El préstamo se amortiza a lo largo de un período de cuatro años. Se estima que la vida útil del sistema es de 20 años, con una vida de batería de 8 años, según los representantes de Golden Genesis – FTV. El usuario final paga una tasa de US\$3 por cada carga, o sea aproximadamente US\$12 por mes, dependiendo de las veces que cargan sus baterías.

Los empresarios pueden ofrecer sistemas más grandes que acomodan dos baterías por hogar, o pueden instalar un sistema solar doméstico separado, sistemas de bomba de agua o sistemas para otras aplicaciones rurales si identifican el mercado para ellos. La FTV ayudará a los empresarios a encontrar financiamiento para estas empresas, refiriéndolos a empresas de Golden Genesis, por supuesto, para proveer los equipos.

Golden Genesis ha capitalizado los costos de desarrollo empresarial del proyecto y espera beneficiarse a través de la venta de equipos de sus proveedores. El primer grupo de estaciones de carga solares fue financiado conjuntamente por Golden Genesis y el BNB. Sin embargo, Golden preferiría no financiar futuras estaciones, sino depender del financiamiento local para los empresarios. La FTV, como fundación sin fines de lucro, ha auspiciado el equipo importado y ha logrado reducir, si no evitar completamente, el pago de tasas e impuestos de importación de los equipos.

Rendimiento del modelo

Este modelo es muy promisorio para Brasil porque aborda a la vez varias barreras al mercado. Está creando una cadena de mantenimiento de proveedores al auspiciar la creación de empresarios en zonas rurales. Está movilizando el capital proporcionado por el BNB para aplicaciones de energía renovable, aunque aún no se sabe a ciencia cierta cuánto y durante cuánto tiempo el BNB proporcionará capital para este programa. Puede tener la capacidad de incrementar rápidamente la penetración en el mercado a través de la capacidad de la FTV para organizar ONG y fundaciones en otros estados. La meta de Golden Genesis es alcanzar una tasa de instalación de 1.000 hogares por mes, o sea 20 estaciones de carga solar por mes para fines del año. Hasta la fecha se han instalado 33 estaciones y está preparándose la instalación del próximo grupo de estaciones. La FTV

también está procurando atraer a grupos de inversionistas adicionales para financiar futuros proyectos, lo cual ciertamente será necesario.

Observaciones clave acerca del modelo Golden Genesis-FTV

El punto débil de este modelo parece ser la propia tecnología y el valor que los usuarios reciben por el costo. Desde una perspectiva, el modelo Golden Genesis ha demostrado que existe una gran voluntad de pagar por los servicios eléctricos rurales. Las estaciones de carga proporcionan suficiente electricidad para dos lámparas de 8 vatios durante poco menos de una semana, mientras que los sistemas domésticos solares más tradicionales proveen dos o tres veces la capacidad de batería y autonomía de una estación de carga central. Sin embargo, el verdadero problema parece ser si los empresarios ganarán suficiente dinero a través de estas empresas. Los márgenes de utilidad para los empresarios locales son extremadamente pequeños durante los primeros cuatro años del programa (durante el período de amortización de la deuda). Mejoran después del cuarto año, suponiendo que las baterías no fallen. Si fallan las baterías, las empresas podrían resultar completamente improductivas.

Idaho Power Sources Corporation

Antecedentes

Hace unos años, Idaho Power Corporation (ahora llamada Idaho Power Resources Corporation), una empresa de servicios públicos de propiedad de inversionistas que provee servicios de generación, transmisión y distribución en el noroeste de los Estados Unidos, decidió expandir sus intereses comerciales a mercados internacionales. IPRC consideró varios tipos de inversión, desde inversiones tradicionales de electrificación rural hasta la participación en ofertas de privatización, proyectos de desarrollo hidroeléctrico y programas de electrificación solar no tradicionales (3).

Después de analizar muchas posibilidades en Asia y América del Sur, IPRC decidió desarrollar una plan comercial para Brasil, entre otros países de América del Sur. Sin embargo, la estrategia de IPRC no se concentró únicamente en la electrificación rural mediante energía renovable, sino que ha evolucionado en un plan integrado que incluye los siguientes elementos:

1. El establecimiento de una presencia a través de la participación en la adquisición de una empresa de distribución, probablemente en colaboración con otra empresas (brasileñas o estadounidenses).
2. El desarrollo de reconocimiento de la marca a través de una empresa con sede en Brasil.
3. El seguimiento de oportunidades hidroeléctricas privadas, incluyendo la rehabilitación de instalaciones hidroeléctricas abandonadas y/o la construcción de nuevas estaciones de generación, dependiendo de la rentabilidad de las diferentes oportunidades.

4. La expansión de servicio eléctrico rural a través de la extensión de redes en la zona de concesión de la empresa de distribución y a través de sistemas de energía renovable en otras zonas fuera de la concesión, en la medida en que lo permitan la ley y las oportunidades.

La estrategia de IPRC no está dirigida específicamente a los programas de electrificación rural que utilizan tecnologías de energía renovable como su principal fuente de actividad. Sin embargo, de forma similar a Golden Genesis, IPRC está adquiriendo una participación en un segmento del mercado a través un sistema de proveedores subsidiarios, Applied Power Corporation (APC). APC se ha presentado exitosamente en varias licitaciones pequeñas y grandes de equipos, y está creando reconocimiento de su marca y su empresa matriz, IPRC.

Estructura del modelo

El modelo que está desarrollando IPRC es completamente consistente con su historial como empresa de servicio público. IPRC se propone establecerse en el mercado eléctrico que cruza algunas barreras, pero de tal forma que pueda establecer puntos de referencia en materia de rentabilidad sobre un volumen suficiente de actividad que justifique la empresa. El modelo que utilizan probablemente tendrá un alto grado de impacto, pero sólo después de que hayan establecido su empresa de distribución eléctrica. Como resultado, parecería que IPRC no participará en el mercado de electrificación mediante energía renovable por lo menos durante tres o cinco años.

Modelo SELF/IDER de Ceará

Antecedentes

Solar Electric Light Fund (SELF) es una ONG internacional que ha establecido exitosos proyectos fotovoltaicos solares en varios países incluyendo China, India, Vietnam, Sudáfrica, Brasil, Indonesia, Sri Lanka, Nepal, Uganda, Tanzania y las Islas Salomón. El punto fuerte del modelo SELF es que requiere la participación del beneficiario en todas las etapas del programa, incluyendo la inversión de una parte del costo de capital, participación en la instalación y la administración del mantenimiento al nivel local. El modelo SELF procura trabajar con socios locales en cada país en el que inicia un programa con el propósito de canalizar financiamiento y, si fuera necesario, asistencia técnica para la implantación del proyecto.

El proyecto SELF en Brasil fue implantado a través del Instituto para el Desarrollo de Energía Renovable (IDER) dirigido por Jorge Anhalt. El IDER está integrado por un grupo de profesionales con gran experiencia en proyectos de energía eólica y solar en todo el nordeste de Brasil. El IDER tiene amplia experiencia en temas técnicos, organización comunitaria y desarrollo económico rural con aplicaciones que incluyen el abastecimiento de agua potable a aldeas, sistemas de iluminación para escuelas, puestos de salud y residencias rurales.

Estructura del modelo

El proyecto SELF/IDER en Ceará es bastante pequeño, pero hasta ahora ha tenido considerable éxito. SELF donó el equipo inicial para este proyecto en un esfuerzo por establecer un simple fondo rotatorio que se utilizará para financiar futuros sistemas. Para asegurar la sostenibilidad del programa, el proyecto funciona en tres niveles. SELF/IDER suscribió un acuerdo por escrito con la Asociación Comunitaria de Maceio (ASCIMA), que tiene responsabilidad por administrar el fondo rotatorio y el programa. También existe un acuerdo entre SELF/IDER y cada usuario final del proyecto y un tercer acuerdo entre los usuarios finales y la ASCIMA.

Las responsabilidades del IDER y de la ASCIMA están claramente definidas en el acuerdo institucional. El IDER proporciona adiestramiento a técnicos locales y a los usuarios finales de los sistemas. También provee el equipo a ser instalado en cada uno de los 50 hogares incluidos en el proyecto. El IDER también proporciona apoyo continuo en materia de repuestos y provee equipos adicionales a medida que lo requiere la demanda. La ASCIMA, la organización comunitaria, es responsable por el cobro de los pagos de los usuarios, la adquisición de los repuestos provistos por el IDER, la adquisición y venta de nuevos sistemas, y la identificación de nuevos usuarios. La ASCIMA también emplea a los técnicos que mantienen los sistemas solares residenciales (SSR) y resuelve las quejas de los usuarios. En este sentido la ASCIMA constituye una organización completamente autónoma, que depende inicialmente del apoyo del IDER, pero gradualmente debe adquirir la experiencia necesaria para obtener equipos de otros proveedores (si fuera necesario) y administrar su programa en forma completamente autónoma.

El IDER ha asignado gran énfasis al adiestramiento de los técnicos locales que trabajan para la ASCIMA. Los técnicos fueron capacitados para administrar todas las actividades de mantenimiento rutinarias, incluyendo la falta de estabilizadores, lámparas, controladores de carga y baterías. Fueron entrenados para instalar los sistemas mediante la instalación conjunta con el IDER de los 10 primeros sistemas, y luego instalando los últimos 40 sistemas sin asistencia. El IDER inspeccionó la instalación de los últimos 40 sistemas y no encontró errores.

Rendimiento del modelo

El fondo rotatorio de SELF parece estar bien diseñado con todos los incentivos correctos, y hasta ahora, todos los pagos se han recibido a tiempo. El programa requiere una cuota inicial de R\$48 de cada participante, con cuotas mensuales de R\$12,60 durante 48 meses. Los participantes pueden adquirir repuestos de la ASCIMA después de que caduca el período de garantía de los equipos, pagando el costo de los repuestos en forma de un cargo adicional a la cuota mensual. La cuota mensual cubre el costo del sistema (valorado en R\$480), así como el mantenimiento regular proporcionado por los técnicos de la ASCIMA. El problema con el fondo es que se necesitan muchos más usuarios para hacerlo verdaderamente viable. La capacidad de la ASCIMA para atender nuevas solicitudes de sistemas es casi inexistente. SELF, u otra entidad similar, tendrá que

continuar capitalizando la ASCIMA para que pueda satisfacer las necesidades de toda la comunidad.

Otro aspecto interesante de este proyecto es que la comunidad atendida por la ASCIMA no carece de servicios eléctricos. Maceio fue “electrificada” hace varios años. Sin embargo, sólo una fracción de los hogares recibió servicio eléctrico. Específicamente, sólo los hogares que se encuentran a 50 metros de la línea secundaria de distribución cuentan con servicio eléctrico. Todos los otros hogares deben pagar una prima muy alta (Jorge Anhalt del IDER indicó que \$1.000 o más) para ser conectados a la línea, y muy pocos han optado por hacerlo. Aparentemente no existe una línea de crédito para financiar el costo de conexión, así que los usuarios potenciales deben pagar su costo de conexión en efectivo.

Aparentemente, esta es una situación muy común en el estado de Ceará. Durante los últimos años, la empresa de servicio público estatal, COELCE, ha hecho un esfuerzo por conectar a muchas comunidades rurales –aparentemente no ha podido registrar todas las nuevas extensiones de distribución—pero estos proyectos han alcanzado solo los hogares situados cerca de la línea de distribución.

De hecho, ésta es una práctica común en la mayor parte de las empresas de servicio público. Los consumidores que se encuentran dentro de una distancia predeterminada de cada línea de distribución son conectados pagando una cuota de conexión fija. Aquéllos cuyas casas están situadas más allá de la distancia fija deben pagar una cuota de conexión variable que depende de la distancia al punto de conexión más cercano y el nivel de voltaje solicitado. El costo de conexión puede ser muy elevado en los casos en que se requiere un servicio de tres fases y la distancia es grande.

Observaciones clave acerca del modelo SELF/IDER

El modelo incluye todas las salvaguardas para asegurar que el equipo esté instalado en forma adecuada y sea mantenido localmente. La comunidad está bien organizada y debería poder administrar este proyecto a largo plazo, exceptuando cualquier disputa política interna que pudiera causar problemas con la ASCIMA. Sin embargo, éste es un proyecto pequeño cuya implantación requirió un significativo compromiso de tiempo por parte del IDER. Aún ahora, el proyecto continúa recibiendo bastante atención del IDER.

El IDER señala que el proyecto sigue varios principios importantes que deben seguir todos los proyectos para ser exitosos. Entre ellos:

1. El proyecto no intenta electrificar todos los hogares. La ASCIMA ofrece sistemas a compradores voluntarios. No todas las familias tienen los recursos necesarios para el servicio y no todos deciden ser miembros.
2. Los sistemas se mantienen localmente. Los técnicos locales no sólo saben cómo mantener los sistemas, sino también tienen la capacidad de hacer modificaciones menores cuando fuera necesario. Por ejemplo, recientemente agregaron un filtro a los estabilizadores para eliminar interferencia radial.

3. Los componentes de estos sistemas fueron seleccionados muy cuidadosamente por su alta calidad y facilidad de instalación. El tamaño fue seleccionado para proporcionar el mínimo de servicio requerido y mantener el costo lo más bajo posible.
4. El proyecto depende de una institución local para coordinar el proceso en vez de un dueño o “patrón” ausente. El control local es importante con respecto a la respuesta a los usuarios y la organización de servicio.

Proyecto SSR en Indonesia

Antecedentes

El Banco Mundial ha estado trabajando con el Gobierno de Indonesia a través del organismo nacional de ciencia y tecnología (conocido por su sigla nacional, BTTP) en el desarrollo de un programa para expandir el uso de tecnología de energía solar para la electrificación rural de comunidades situadas en zonas que no recibirán servicio eléctrico de red durante muchos años. Este programa está financiado en parte a través de un préstamo de electrificación rural y en parte por una donación del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM) que pagará una parte del costo de la asistencia técnica asociada con el diseño y la administración del proyecto (4).

El objetivo de este proyecto es instalar aproximadamente 200.000 sistemas solares residenciales (SSR) durante un período de cinco años. Este proyecto es complementario de un programa nacional de electrificación rural que tiene el propósito de incrementar el acceso a la red de electricidad. El programa de sistema solar residencial está diseñado específicamente para promover el uso de sistemas fotovoltaicos solares como una alternativa a la generación a diesel aislada o la extensión de la red en sitios en los que no se justifica económicamente.

El objetivo del proyecto de sistema solar residencial, de instalar 200.000 sistemas en cinco años, constituye una tarea abrumadora, tomando en consideración que durante los últimos ocho años, el programa de electrificación solar indonesio, considerado uno de los más progresistas del mundo, ha originado aproximadamente 30.000 instalaciones.

Estructura del modelo

El proyecto SSR, como se conoce comúnmente en el Banco Mundial, proporcionará diversas formas de asistencia con el propósito de promover la participación del sector privado en el esfuerzo de electrificación mediante energía renovable. Ello incluirá la provisión de asistencia técnica en materia gerencial a las nuevas empresas privadas, el desarrollo de una guía de manejo del proyecto incluyendo especificaciones del rendimiento técnico para los sistemas fotovoltaicos solares residenciales y la provisión de capital inicial y un subsidio único para cubrir parte del costo inicial de capital de los equipos instalados. La contribución del FMAM al proyecto financiará el subsidio de capital de los sistemas solares residenciales financiados por el proyecto.

El proveedor de asistencia técnica bajo el contrato con BTTP será responsable por la preparación del manual de administración del proyecto que debe proporcionar una gran cantidad de información para asistir a los empresarios locales a administrar sus empresas. El contratista de asistencia técnica también proporcionará la diligencia debida para los proyectos financiados. Ello incluirá la revisión de una muestra de las instalaciones antes de aprobar los subsidios otorgados a los proveedores y asegurar que los sistemas satisfagan las especificaciones mínimas de servicio para calificar para el financiamiento en el marco del programa BTTP.

El financiamiento se canalizará a los empresarios locales a través del sistema bancario local, con préstamos a tasas de interés de mercado. Los plazos de los préstamos han sido acordados anteriormente con los bancos locales a través del proyecto SSR, así como las condiciones para calificar para los préstamos. Los empresarios recibirán asistencia en materia de planes de negocios por parte del proveedor de la asistencia técnica, pero tendrán que presentar sus solicitudes para préstamos comerciales directamente al banco. El tiempo de procesamiento de estos préstamos, y el tiempo de procesamiento para la adquisición de equipos podría presentar significativos problemas con respecto al cumplimiento de las metas de instalación proyectadas; el programa ha proyectado la instalación de un promedio de 40.000 sistemas por año, lo que requerirá aproximadamente US\$20 millones en capital. La licitación de equipos, la adquisición de equipos de los proveedores, la coordinación del transporte y la entrega serán actividades engorrosas y que exigirán mucho tiempo, dado que es probable que los proveedores de servicios sean pequeños empresarios.

La parte de subsidio del proyecto será administrada por el proveedor de la asistencia técnica. Una vez que los participantes (instaladores/proveedores de sistemas solares residenciales) son precalificados, solicitarán fondos para el costo de capital. Se realizará una verificación de la calidad de los sistemas instalados después de la instalación pero antes del desembolso de los fondos. Si los proveedores de servicio han seguido las especificaciones incluidas en el manual de administración del proyecto, recibirán el valor completo del subsidio.

El programa concentrará sus esfuerzos en tres zonas geográficas, lo que debería ser más fácil de manejar que un esfuerzo a nivel nacional. Pero existen muchos desafíos que tendrá que enfrentar el proyecto. El transporte del volumen de producto requerido no será fácil, dado que en la actualidad los proveedores no cuentan con la infraestructura requerida. El objetivo de firmar más de 100 contratos por día con los usuarios, que incluirá el recibo de un pago inicial en efectivo, significa realizar una importante campaña promocional para generar interés en el programa. Es preciso abordar rápida y eficientemente el desarrollo de la red de servicio después de la venta para asegurar la calidad de servicio, incluyendo el tiempo necesario para solucionar problemas debidos a instalaciones incorrectas, problemas relacionados con la fabricación de los equipos y los nuevos sistemas de facturación y cobro. Todo esto lo deben llevar a cabo empresarios que en gran parte son nuevos a la industria.

Observaciones clave acerca del Programa SSR en Indonesia

El programa tiene gran potencial, pero también tendrá que superar importantes desafíos. El riesgo de administrar un programa a través de pequeñas empresas que no solo son responsables por la instalación de los equipos --lo que de por sí constituye un desafío-- sino también por la provisión de servicio eléctrico, será bastante alto. La mitigación del riesgo, mediante la participación oportuna del proveedor de asistencia técnica, será un componente esencial para el éxito de este programa.

Programa Soluz de la República Dominicana

Antecedentes

La empresa de electricidad de la República Dominicana, la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE), no ha podido satisfacer las necesidades de las zonas rurales durante más de una década. Muchas zonas rurales no cuentan con acceso a la red de electricidad, y las que lo tienen sufren largos períodos sin servicio debido a deficiencias de capacidad que han existido por muchos años.

A mediados de los años ochenta, Richard Hansen fundó Enersol, la primera organización no gubernamental que ofreció servicios eléctricos rurales en América Latina utilizando sistemas solares de energía fotovoltaica (en la misma época se fundaron otras instituciones similares en Kenya y en el Pacífico Sur). Enersol comenzó como una empresa unipersonal que vendía sistemas de energía solar a crédito a hogares individuales. Enersol creó su base de clientes lentamente, obteniendo capital de diversas fuentes para financiar un creciente programa de ventas a crédito y directas. Se recogieron muchas enseñanzas durante los primeros años del programa, incluyendo la necesidad de normas técnicas, control de costos y un buen programa de mantenimiento. El programa fue desarrollado como un esfuerzo popular, organizando comunidades y utilizando la buena voluntad de grupos comunitarios para asegurar el pago oportuno y compartir experiencias.

Durante varios años de operación, Enersol instaló varios miles de sistemas en la región del nordeste de la República Dominicana. A principios de los años noventa, Hansen decidió reestructurar su programa pasando de un acuerdo de préstamo y compra con los clientes a un programa de arrendamiento. Formó una nueva empresa comercial llamada Soluz, que comenzó a operar en 1993 en la República Dominicana.

Estructura del modelo Soluz

Soluz es una empresa que ofrece servicio eléctrico a hogares dispuestos a pagar una tarifa de conexión y una cuota mensual por el servicio. El servicio ofrecido varía según la capacidad de pago del usuario y la demanda de energía. Se ofrecen varias opciones a los clientes, que varían según el precio y el servicio provisto.

El programa emplea a varios técnicos que instalan los sistemas y proporcionan servicios de reparación y mantenimiento. Si se efectúa algún cambio al diseño de los sistemas estándar instalados, los cambios los llevan a cabo los técnicos de Soluz. Los clientes no están autorizados ni se les requiere efectuar ningún cambio al equipo o llevar a cabo el mantenimiento del sistema, y como Soluz es el propietario de todo el sistema energético (excluyendo las lámparas fluorescentes), tiene completa responsabilidad y autoridad para manejar todos los componentes de la operación.

Para el sistema fotovoltaico solar normal de 50 vatios como máximo, se cobra una cuota mensual de US\$20. También se ofrecen sistemas más pequeños, por los cuales los clientes pagan tarifas proporcionalmente menores. Sin embargo, en la actualidad el sistema más popular es el sistema de 50 vatios.

Soluz ha recibido el apoyo de varias instituciones e inversionistas, incluyendo la Fundación Rockefeller, E&Co., y más recientemente, Sunlight Power. Estas instituciones han apoyado a Soluz en diversas formas, incluyendo donaciones e inversiones de capital, con el propósito de apoyar el modelo que muchos consideran el primero en el mundo de la electrificación solar.

Observaciones clave acerca del modelo Soluz

El modelo Soluz ejemplifica los objetivos y los desafíos que supone la ejecución de programas rurales de energía renovable basados en el mercado. Este programa ha crecido muy lentamente, debido al enfoque utilizado por Hansen en los primeros años de crear apoyo comunitario para el programa, y también debido al desafío de capitalizar un pequeño programa de infraestructura sin acceso a las fuentes normales de capital comercial. También demuestra algunos de los problemas de escala que deben superarse para que empresas como ésta sean viables. Hansen estima que Soluz debe alcanzar a 5.000 hogares para ser financieramente viable, pero aún con el apoyo de muchos de los actores principales en la comunidad de energía solar, aún no ha alcanzado el nivel de 2.000 clientes.

Sin duda, éste es un enfoque muy interesante y ha sido clave en la formación de la estrategia de la comunidad de bancos de desarrollo para la provisión de servicios a comunidades rurales. También puede proporcionar muchas enseñanzas a los miembros de la comunidad de energía rural. Soluz ha desarrollado su experiencia a lo largo del tiempo, comprende la tecnología y toma decisiones en base a los riesgos percibidos, la disponibilidad de recursos y el alineamiento de nuevos proyectos con su misión. En otras palabras, utiliza sólidas prácticas comerciales para administrar sus actividades en el campo de la energía solar.

Al mismo tiempo, Soluz ha tenido acceso (anteriormente a través de Enersol) a donaciones sucesivas y contratos que le permitieron aprender el negocio. Mientras que el servicio proporcionado a sus clientes actuales no está subsidiado, la experiencia que utiliza para ofrecer el servicio que ahora proporciona fue desarrollada por lo menos en parte a través de proyectos basados en donaciones.

De esto puede afirmarse que mientras la electrificación mediante energía renovable no es un negocio muy complicado, el éxito o el fracaso se vincula por lo menos en parte al adiestramiento y la asistencia técnica proporcionada a nuevas empresas para acelerar su experiencia lo más rápido posible. En la mayoría de los casos, los márgenes de estos proyectos son extremadamente estrechos, y no existe un gran margen de error si se cometen errores en la selección de la tecnología o los procedimientos de mantenimiento.

El modelo, más que nada, demuestra que una empresa puede manejarse exitosamente si está adecuadamente capitalizada, si tiene acceso a la experiencia requerida, si el producto está diseñado para satisfacer diversos niveles de necesidades del cliente y si la población a servirse tiene los recursos para pagar el servicio. Todos estos requisitos son normales en cualquier negocio, pero el estudio de este modelo muestra que también se aplican a la provisión de electricidad rural.

PROGRAMAS AUSPICIADOS POR EL GOBIERNO

Programa mexicano de electrificación PRONASOL

Antecedentes

Posiblemente el programa de electrificación mediante energía renovable auspiciado por el gobierno más grande y mejor conocido es el programa iniciado por el gobierno del presidente Salinas como parte del programa de promoción del PRONASOL (*Programa Nacional de Solidaridad*) para el desarrollo de la infraestructura en comunidades de bajos ingresos.

El programa PRONASOL promueve proyectos de electrificación rural en general, incluyendo proyectos dentro y fuera de la red, pero fue el primer programa en el cual la empresa nacional de servicio público, la *Comisión Federal de Electricidad* (CFE), adoptó el uso de sistemas de energía solar en aplicaciones de electrificación rural. Inicialmente, el programa fue administrado por un comité directivo de PRONASOL a través de un contrato con una empresa consultora llamada ENTEC. Durante los últimos años de la implantación del proyecto, el control pasó a manos de la CFE. Durante los primeros años, el programa era muy flexible, y la mayor parte del esfuerzo se concentró en la instalación de sistemas solares residenciales. Sin embargo, se construyeron cuatro pequeños proyectos hidroeléctricos, así como una pequeña planta de energía térmica y una planta solar de fabricación de hielo, además de varios pequeños sistemas híbridos. Cuando la administración del programa fue transferida a la CFE, se concentró casi completamente en los sistemas solares residenciales (5).

Estructura del modelo

El programa de electrificación mediante energía renovable de PRONASOL tenía dos características que lo distinguían de anteriores esfuerzos de electrificación, además del hecho de que financiaba el uso de tecnologías de energía renovable. En primer lugar, requería fondos de contrapartida del Estado y de gobiernos locales aproximadamente

equivalentes a un 40 a 60 por ciento del costo total de los proyectos. El gobierno federal, a través de la CFE, contribuiría aproximadamente un 40 por ciento del costo de los equipos utilizados. Sin embargo, ésta no era una cifra firme. En algunos casos, la participación del gobierno se incrementaría a un 80 por ciento del costo total del proyecto, dependiendo de la capacidad del Estado para cofinanciar proyectos. Las comunidades beneficiarias aportarían entre un 10 y un 15 por ciento del costo del proyecto generalmente a través de contribuciones en especie, como por ejemplo, mano de obra o materiales utilizados para la instalación de los equipos. Los gobiernos estatales y municipales aportarían el resto del costo de los proyectos mediante contribuciones directas en efectivo.

La segunda característica que distingue a este programa es que incluyó la participación del sector privado. En muchas formas, ello representó una gran diferencia en programas financiados por el gobierno federal en México, ya que tradicionalmente, están diseñados e implantados por organismos gubernamentales. Sin embargo, es importante señalar que el sector privado participó solamente en función de proveedor de bienes y servicios y nunca como propietario-operador de los sistemas de electrificación rural instalados.

Rendimiento del modelo PRONASOL

El programa instaló más de 30.000 sistemas fotovoltaicos solares de una capacidad nominal de 50 vatios. El nuevo programa, encarado durante el gobierno del presidente Zedillo, es un programa principalmente financiado por el gobierno, con un porcentaje muy bajo de participación privada en el costo. Las características que distinguen al nuevo programa del programa original de PRONASOL es que las decisiones sobre el uso de todos los nuevos fondos se han descentralizado al nivel estatal y municipal. Es decir, los fondos ya no se asignan específicamente para la electrificación rural. Los fondos destinados a infraestructura rural son proporcionados a los gobiernos estatales y municipales, y ellos deciden cómo utilizarlos. Si con esos recursos se financian proyectos de electrificación rural, los proyectos deben utilizar las normas técnicas especificadas por la CFE. La CFE sólo participa como agente de control técnico y puede participar en la administración del proyecto sólo si es invitada a hacerlo por los gobiernos locales. En este sentido, ya no existe un programa de electrificación solar o rural *per se*. En la actualidad, los proyectos de electrificación rural son financiados cuando representan una prioridad suficientemente importante para las comunidades que serán atendidas.

Observaciones clave acerca del programa PRONASOL

Obviamente, el modelo México-PRONASOL está altamente subsidiado. En realidad, los beneficiarios no pagan casi ninguna parte del costo de capital de los sistemas instalados, y no existe un mecanismo mediante el cual se proporciona mantenimiento a los sistemas, aparte de los arreglos ad hoc acordados por los mismos beneficiarios. Los equipos utilizados son casi todos de origen mexicano, con la excepción de los módulos solares. Ello ha resultado problemático en el caso de los controladores de carga y las baterías. Mientras que el *Instituto de Investigaciones Eléctricas* (IIE) ha dedicado un gran esfuerzo al desarrollo de las especificaciones que deben utilizarse para los sistemas solares, no se

han aprovechado los adelantos de la industria de la energía solar que han producido estabilizadores de alta calidad, controladores de carga con modulación de duración de impulsos y características de baterías equiparadas al diseño del controlador de carga para extender la vida de la batería. El proyecto de ninguna manera ha sido un fracaso, pero no ha podido demostrar autosuficiencia y virtualmente no ha influido en los recursos públicos utilizados para financiarlo.

En el marco del nuevo programa, los estados del norte han demostrado cierto interés en un programa que incorporaría un mayor grado de recuperación de costos. Si bien por el momento no existen proyectos planificados, están discutiéndose algunos proyectos piloto en Sonora y Chihuahua.

Programa argentino de concesiones en mercados dispersos

Antecedentes

A principios de los años noventa, el sector eléctrico argentino comenzó un programa de privatización con una ley de reforma que autorizó al gobierno federal a reorganizar la generación, transmisión y distribución eléctrica, vendiendo centrales eléctricas federales a inversionistas privados. Como la privatización de las centrales de generación eléctrica ya está bastante avanzada, el gobierno se ha concentrado en la privatización de los sistemas de distribución eléctrica de propiedad y administración de las provincias. El gobierno central también ha establecido un programa de asistencia técnica para que los gobiernos provinciales establezcan y capaciten organismos regulatorios que fijarán tarifas, establecerán parámetros de referencia para la calidad del servicio y adjudicarán y supervisarán las nuevas concesiones eléctricas urbanas y rurales (6).

El gobierno federal también ha comenzado a abordar las necesidades del mercado disperso, formado aproximadamente por un 10 por ciento de la población que vive en zonas alejadas sin acceso a servicios eléctricos de red. Con este propósito, la *Secretaría de Energía* (SE) ha diseñado un programa para asistir a los gobiernos provinciales en el proceso de privatización en mercados rurales (dispersos), en base a un modelo que ha aplicado en Salta y Jujuy. El modelo se ampliará a todas las provincias que acuerden participar en el programa. El propósito del programa es proporcionar un mayor acceso a servicios eléctricos en las zonas dispersas mediante el uso de tecnologías de energía remota, utilizando recursos solares y eólicos y compartiendo el costo entre subsidios provistos por los gobiernos provinciales y federal y tarifas pagadas por las comunidades rurales. Los concesionarios rurales estarían encargadas de manejar la construcción, el mantenimiento y la administración de los sistemas eléctricos, y solicitar la aprobación de las tarifas a los nuevos reguladores provinciales. Esto se explicará en mayor detalle en la sección que sigue.

Estructura del modelo

A medida que se aceleró el proceso de privatización y resultó claro que se necesitaría algún programa proactivo para estimular o reglamentar la cobertura de zonas rurales aún

no electrificadas, la SE comenzó a analizar las distintas formas en que podría estructurarse un programa de este tipo. Con pocos modelos de electrificación exitosos en América Latina para utilizar como antecedente y ningún modelo internacional para implantar el uso de tecnologías de energía renovable, la SE desarrolló su modelo sobre la base de varios importantes supuestos. El primero, y posiblemente el más importante, era que el mercado para electrificación rural en zonas con una baja densidad de población es limitado. Es decir, se supuso que el mercado no era suficientemente grande para mantener varias empresas.

En segundo lugar, los arquitectos del programa de la SE determinaron que la capacidad de los hogares para pagar por los servicios eléctricos en las zonas dispersas era de US\$9 a US\$11 por mes (luego la tarifa se fijó en US\$4 por mes para el consumo residencial), y en consecuencia, el costo del servicio (estimado entre US\$14 y US\$25 por mes) debería subsidiarse. Otras categorías, como el uso comercial en pequeña escala, no están subsidiadas. Además, la SE determinó que para que los nuevos concesionarios extiendan su servicio a las comunidades rurales, debería compartirse el costo del servicio entre los beneficiarios (mediante tarifas estrechamente vinculadas a la capacidad de pagar estimada por el servicio), el gobierno federal y el gobierno provincial. La participación del gobierno en el costo provendría de las mismas fuentes de financiamiento que se utilizan en la actualidad para financiar programas de electrificación rural, es decir, del Fondo para el Desarrollo del Interior (FEDEI) y el Fondo de Compensación Regional de Tarifas (FSCRT). En este modelo, los fondos del FEDEI se utilizarían para subsidiar el costo inicial de las instalaciones y el FSCRT proporcionaría apoyo en materia de tarifas.

Con respecto a las tarifas, el modelo de la SE establece categorías de tarifas en base a niveles proyectados de demanda por hogar. Es decir, la tarifa se fija de acuerdo al nivel de energía proporcionado al usuario, que a su vez se basa en la preferencia y la capacidad para pagar de cada usuario de ese servicio en particular. El servicio para los sistemas aislados se diferencia entre sistemas colectivos (mini red) y sistemas residenciales individuales. La estructura tarifaria está diseñada en forma similar a la del servicio eléctrico de la red, con un cargo fijo por la conexión del servicio, un cargo mensual por el nivel de servicio y un cargo de reconexión en caso de que haya que desconectar el servicio por cualquier razón.

La parte subsidiada de la tarifa varía en cada categoría. Por ejemplo, existen ocho niveles de demanda definidos dentro de la clase de tarifa denominada “demanda individual”, que varía entre sistemas de 50 y 400 vatios nominales. La tarifa mensual total (en una provincia) varía entre US\$16,40 en los sistemas de 50 vatios y US\$57,01 por mes en los sistemas de 400 vatios. También varía la contribución que paga el cliente al concesionario, entre aproximadamente el 30 por ciento de la tarifa y el total de la cuenta mensual en el caso de la categoría de pequeña empresa, por ejemplo. En todos los casos la parte de la tarifa no subsidiada se incrementa con la capacidad del sistema.

La parte del costo inicial de los sistemas residenciales o comunitarios que recibe un aporte del gobierno varía entre un 30 por ciento y casi todo el costo de capital. El concesionario recibe el subsidio en forma de un pago único para el costo de capital del

equipo instalado. Sin embargo, el subsidio operacional para cuotas mensuales es continuo.

El programa de electrificación rural de la SE está diseñado para estimular a los concesionarios a alcanzar el nivel más alto de penetración del mercado mediante la provisión de subsidios de capital más altos a los concesionarios durante el primer año de la concesión, y subsidios más bajos para el costo de los equipos durante el segundo y tercer año del programa. Los subsidios para tarifas mensuales son más o menos constantes a través del período de la concesión, que puede ser renegociado después de dos años a partir de la fecha del acuerdo de concesión original y cada cinco años después de eso. El programa también fue diseñado para otorgar la concesión a la empresa que propusiera el nivel más bajo de subsidio, con la intención de promover soluciones de menor costo desde la perspectiva de los gobiernos provincial y nacional. Sin embargo, en todos los casos, es decir en todas las provincias, los fondos para apoyar estos programas son limitados, de manera que estas cifras representan un monto que será presupuestado año tras año y aplicado al programa.

Si bien los subsidios se reducen a lo largo del tiempo, no se eliminan. El supuesto es que los campesinos que requieren servicio eléctrico no pueden pagar el costo total de los mismos. En realidad los niveles de subsidio son bastante elevados, y los resultados de varios análisis de la disposición a pagar indican que en las zonas encuestadas, la disposición a pagar por el servicio eléctrico era casi el doble de la proporción de la tarifa asignada a los consumidores por la SE.

En efecto, los fondos del FSCRT se utilizan para otorgar subsidios cruzados para las tarifas eléctricas en zonas rurales gravando la energía administrada por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA), es decir, gravando el uso de energía en zonas urbanas. Esta es una práctica que se ha utilizado durante muchos años en la Argentina, en el caso de la generación aislada para subsidiar el costo inicial de la generación a diesel, así como para subsidiar la energía “a granel” que se vende a las cooperativas eléctricas rurales. Si bien en muchas provincias la energía en bruto no se subsidiará más, el subsidio del mercado disperso parece ser una modalidad aceptada, por lo menos en las provincias que participarán en el programa de la SE. Sin embargo, debe señalarse que no todas las provincias han participado en este programa porque no todas tienen una gran población rural sin servicios eléctricos.

Rendimiento y experiencia del modelo argentino

De las once provincias (excepto la provincia de Buenos Aires) en las cuales se han privatizado las empresas de servicios públicos provinciales, sólo Salta y Jujuy han incluido concesiones para el mercado disperso en los acuerdos de concesión. Recientemente, 16 de las 24 provincias habían llegado a un acuerdo con la SE para participar en el programa de mercados dispersos. Esta es una señal clara de que el programa ha logrado un significativo nivel de aceptación en la Argentina.

Si bien los procesos de privatización de Salta y Jujuy aún no han proporcionado suficiente experiencia práctica para llegar a conclusiones firmes, están surgiendo algunos

patrones generales. Inicialmente, la SE había promovido la idea de que las concesiones para mercados dispersos y concentrados debían adjudicarse de forma separada, pero se decidió combinar ambas concesiones por razones prácticas. Ello fue necesario debido al bajo nivel de interés en la concesión rural que originalmente se estaba licitando independientemente de la concesión urbana. En primer lugar, la combinación de ambas concesiones y el requisito de que el licitante ganador atienda zonas rurales además de las urbanas debería asegurar que una empresa bien capitalizada pudiera administrar ambos tipos de servicio. Pero en un sentido práctico, también puede resultar que gane la concesión una empresa bien calificada para operar el servicio de distribución, pero que tenga poca experiencia (y posiblemente poco interés) en diseñar e implantar un programa de electrificación rural utilizando tecnologías de energía renovable remotas.

En Jujuy, la *Compañía General de Electricidad* (CGE) de Chile ganó la concesión. La CGE tiene varios años de experiencia de operación en varios pueblos provinciales de Chile, pero tiene limitada experiencia en la provisión de servicio eléctrico rural, mediante la extensión de red o mediante el uso de sistemas solares fotovoltaicos. En Salta, donde la *Unión Fenosa* ganó la concesión en conjunto con la *Sociedad Internacional Electric Holdings*, existía un acuerdo informal de que el componente de electrificación rural sería provisto por BP Solar, una empresa fabricante de sistemas fotovoltaicos solares. Si bien esto aún podría suceder, BP Solar aún no tiene un contrato de servicio con *Unión Fenosa*, aparentemente hallándose pendiente una renegociación de tarifas. En consecuencia, en por lo menos los dos primeros casos en los cuales la concesión para los mercados dispersos fue vendida en conjunto con la concesión urbana, ninguno de los concesionarios tiene mucha experiencia en la provisión de servicios eléctricos rurales.

La responsabilidad clave desde la perspectiva del manejo de empresas privadas de servicio público es frente a los accionistas, y la presión por lograr que las nuevas inversiones den buenos resultados es primordial. La forma obvia de hacerlo es focalizarse en los grandes mercados concentrados, por ejemplo el sistema conectado a una red, y no necesariamente mediante la expansión a zonas poco pobladas de bajos ingresos. Este punto parece verificarse en la perspectiva de uno de los concesionarios. Por ejemplo, en conversaciones con miembros del personal de la CGE, se sugirió que la CGE no piensa que puede obtener utilidades adecuadas a través del programa de electrificación solar. Si bien la CGE está obligada y satisfará su obligación de atender a los mercados rurales, las empresas como CGE no buscarán de forma agresiva programas de electrificación si no consideran que pueden obtener un rendimiento razonable sobre su inversión.

Este punto destaca la necesidad de revisar los medios mediante los cuales los programas pueden proporcionar incentivos para que otros actores entren al mercado en conjunto con los concesionarios para satisfacer las necesidades eléctricas de las zonas rurales. A través del reconocimiento de los aspectos favorables y las motivaciones de las grandes empresas privadas de servicio público, la SE posiblemente pueda identificar alguna forma de estimular la cooperación con empresas que se especializan en la electrificación renovable rural, y proporcionar los incentivos que las motivarán a buscar oportunidades comerciales en la Argentina en cooperación con los concesionarios.

Observaciones clave acerca de las concesiones en mercados dispersos argentinos

Uno de los problemas clave que enfrenta la SE es cómo vigilar la calidad del servicio en pequeños sistemas aislados de energía renovable. El concesionario, según el modelo de la SE, debe satisfacer una estricta norma de disponibilidad (con un número máximo de horas de interrupciones permitidas por año). Sin embargo, si bien esta información no es muy difícil de compilar en operaciones eléctricas convencionales, será muy difícil medir y posiblemente aún más difícil de compilar en sistemas de energía renovable, especialmente los que emplean sistemas residenciales individuales. En realidad, el tema de la reglamentación plantea un conjunto complejo de interrogantes, interrogantes que aún deben abordarse.

Los interrogantes se relacionan con la capacidad de los nuevos organismos regulatorios (federales y provinciales) de pasar de la práctica de una empresa autoreglamentada y de propiedad del Estado a una que está reglamentada por órganos regulatorios provinciales. Los problemas varían entre el cumplimiento de las nuevas empresas y cooperativas existentes de servicio público con las normas de medición electrónica, las normas de información electrónica y la aplicación de tarifas de tiempo de uso a grandes clientes, y los complejos problemas presentados por estos pequeños sistemas aislados de energía renovable. Las normas regulatorias están siendo diseñadas con el objeto de promover la equidad, la eficiencia y la calidad, pero su puesta en práctica está resultando ser un desafío.

La orientación de planificación y administración centralizada del programa, junto con el financiamiento proporcionado por el gobierno para el programa, requiere que cada provincia lleve a cabo la función regulatoria con un alto grado de diligencia. Sin embargo, no existe una historia de supervisión regulatoria independiente para empresas privadas de servicio público al nivel provincial porque hasta ahora el sector eléctrico ha sido administrado directamente por los gobiernos provinciales. Las provincias no solo deben desarrollar instituciones regulatorias para las empresas de servicio público convencionales, sino también deben desarrollar reglamentos sobre tecnologías de energía renovable para aplicaciones de empresas no convencionales, por ejemplo pequeños sistemas aislados.

Los argentinos tienen pocos ejemplos o modelos internacionales para la regulación de sistemas pequeños, y las prioridades en las provincias se concentran necesariamente en los “principales” aspectos regulatorios de las nuevas empresas privatizadas. Aunque se arriesga menos dinero, una sensible regulación de los sistemas pequeños y aislados es clave para el establecimiento del mercado de electrificación rural en la Argentina.

En resumen, el programa de la SE está suscitando gran interés en toda América Latina y probablemente será un importante programa en la región. Para incrementar la posibilidad de éxito, se ofrecen las siguientes sugerencias:

1. Revisar cuidadosamente los medios prácticos mediante los cuales pueden aplicarse normas para tecnologías de energía renovable utilizadas en los servicios

- eléctricos rurales. Determinar los medios mediante los cuales puede proporcionarse una vigilancia fácil y exacta antes de fijar las normas. Proporcionar entrenamiento adecuado a reguladores y concesionarios y estimularlos a participar en un diálogo activo sobre temas regulatorios.
2. Considerar los medios a través de los cuales puede modificarse una política para estimular la formación de asociaciones entre los gobiernos provinciales y los concesionarios. Esta relación incluiría trabajar conjuntamente con los concesionarios en la determinación de tarifas justas y modelos de servicio para asegurar el crecimiento de los programas. Podría resultar útil requerir asociaciones con empresas que tengan experiencia documentada en programas de electrificación renovable en colaboración con empresas que tengan experiencia en distribución urbana. La electrificación obligatoria nunca ha tenido mucho éxito, incluso los programas administrados por instituciones gubernamentales y empresas de servicios públicos, ni las que han obligado a empresas privadas a otorgar subsidios cruzados a usuarios rurales. Los programas exitosos son los que utilizan una combinación correcta de incentivos fiscales y financieros para asegurar que los concesionarios encaren los programas no porque se ven obligados a hacerlo, sino porque tienen el incentivo financiero para hacerlo.
 3. Considerar la opción de otorgar subconcesiones o estimular contratos entre los concesionarios y pequeñas empresas de servicios eléctricos rurales. Probablemente, esto requeriría una campaña promocional para informar e involucrar a empresas pequeñas interesadas y capaces en electrificación rural y energía renovable, y requeriría la extensión de las mismas tarifas y subsidios a través de los concesionarios a los subcontratistas.
 4. Considerar permitir acceso a los fondos del FEDEI y el FSCRT en toda la Argentina en zonas no afectadas por el proceso de concesiones. Existen varias provincias que ya han privatizado empresas de distribución y que no han dividido la concesión entre mercados concentrados y dispersos. En algunas de estas provincias, existen cooperativas eléctricas rurales que podrían llevar a cabo proyectos de energía renovable, y en otras, no existen instituciones privadas o no gubernamentales que actualmente proporcionan servicios. Esto representaría oportunidades para que las empresas del sector privado formen empresas de servicios eléctricos rurales para electrificar y atender hogares rurales con tecnologías de energía renovable. Para que esto ocurra, debe existir igualdad de oportunidades, y permitirse que las empresas utilicen fondos gubernamentales de la misma forma en que los están utilizando los concesionarios.
 5. Considerar la opción de administrar los fondos del FEDEI y el FSCRT de manera que se pague un mayor porcentaje del costo por adelantado, y las tarifas para el costo de operación y mantenimiento sean pagadas en gran parte por los usuarios. Esta estrategia está respaldada por las investigaciones sobre la disposición a pagar y reduciría la necesidad de continuos subsidios, eliminando así la posibilidad del fracaso de todo el programa en el caso de que no se disponga de los fondos, dejando los sistemas de energía renovable existentes sin fondos para su operación.

Modelo chileno del programa de electrificación rural (PER)

Antecedentes

Cuando el Presidente Frei fue electo a la primera magistratura de Chile, uno de sus objetivos políticos fue incrementar la electrificación de zonas rurales de aproximadamente un 85 a un 95 por ciento para el año 2000. El programa que resultó de este objetivo político fue nombrado simplemente PER (*Programa de Electrificación Rural*). Desde hacía varios años ya existía un programa de infraestructura rural, pero no tenía objetivos tan claros y agresivos como los propuestos por el gobierno de Frei. El anterior programa de expansión de la electrificación rural fue cofinanciado por el gobierno chileno y el Banco Interamericano de Desarrollo a través de un mecanismo denominado FNDR (*Fondo Nacional de Desarrollo Regional*). En el marco de este programa, se le asigna a cada región de Chile un presupuesto anual para desarrollo de infraestructura, incluyendo la electrificación. El programa es administrado por el Ministerio de Planificación (MIDEPLAN), que fija asignaciones presupuestarias para cada provincia, así como las políticas y metodologías utilizadas para evaluar y priorizar los proyectos a ejecutarse (7). Dentro de cada región, el programa es administrado y la metodología del proyecto es aplicada por la Secretaría Regional de Planificación y Coordinación (SERPLAC), representante local del MIDEPLAN.

Estructura del modelo PER

El PER adoptó la estructura del MIDEPLAN-SERPLAC. El modo de operación es bastante simple. Cada SERPLAC recibe una asignación anual del MIDEPLAN a través del FNDR. La SERPLAC decide cuanto invertirá en la electrificación rural. Luego la SERPLAC anuncia el financiamiento recibido destinado a electrificación rural, y solicita propuestas para proyectos. Decide la cantidad máxima de financiamiento que proporcionará por “solución” (es decir, por cada conexión nueva) y procura maximizar el número de soluciones utilizando el financiamiento que recibe. El PER también incluye ciertos fondos adicionales canalizados a través del FNDR que son asignados específicamente para la electrificación rural.

La industria eléctrica chilena está compuesta de empresas privadas, de generación y distribución de energía eléctrica (el sector eléctrico fue privatizado durante los años ochenta). Las empresas de distribución de energía eléctrica incluyen empresas de propiedad de inversionistas, así como cooperativas eléctricas rurales. En general, las empresas de propiedad de inversionistas están mejor organizadas, mucho mejor capitalizadas y son más agresivas en términos de su perspectiva comercial.

El código eléctrico chileno no permite concesiones para territorios de servicio específicos. Hasta tres empresas eléctricas pueden ofrecer servicios dentro del mismo territorio, y en las zonas rurales es bastante común ver dos líneas de distribución principales a cada lado de la carretera.

La estrategia del PER está diseñada para promover la competencia entre las empresas de servicios eléctricos mediante el ofrecimiento de fondos gubernamentales para construir

nuevos sistemas de distribución o el financiamiento del costo de sistemas de energía renovable, pero requiriendo que las empresas liciten proyectos sobre la base del costo mínimo de instalación. A la empresa ganadora se le adjudica el contrato, el financiamiento basado en el diseño del proyecto y la cantidad del costo acordado una vez que inicia la construcción del proyecto. El coordinador de electrificación rural de la SERPLAC luego revisa el proyecto y certifica que ha logrado los objetivos acordados.

En la práctica, el costo por solución es mucho mayor en Chile que en otros países. Durante el año pasado, el costo marginal por conexión nueva en la Región IX era de alrededor de US\$2.200. En comparación, durante un período de cinco años de construcción en más de 35 proyectos de electrificación con más de 30.000 conexiones en Bolivia, el costo promedio por conexión de la NRECA era de US\$750, y nunca superior a los US\$1.000 por hogar. Las normas de construcción en Chile requieren el uso de postes de concreto, con un retorno a tierra de un solo cable para la construcción de algunos sistemas nuevos, una técnica de construcción muy poco costosa (aunque con importantes limitaciones en términos de calidad de servicio y capacidad de línea), y un poste bifásico para otros. Los proyectos construidos en Bolivia utilizaron una combinación de construcción primaria monofásica y trifásica con estructuras REA estándar. Es decir que el programa chileno, si bien intenta estimular la competencia, aún resulta bastante costoso.

Una vez completados los proyectos, la empresa eléctrica agrega el valor de los bienes a sus balances y cobra una tarifa estándar por la electricidad vendida. En promedio, el ingreso proveniente de estos proyectos es bastante marginal, y parece que las empresas licitan los proyectos con el objetivo de fijar un territorio de servicio en vez de obtener el rendimiento inmediato esperado de los proyectos. Además, uno de los beneficios interesantes que obtienen las empresas de la construcción de los proyectos es que pueden registrar un crédito fiscal por el costo de la construcción. Es decir, cualquiera sea el costo que contrae una empresa en Chile que incluye el pago de impuestos, este pago impositivo es acreditado y puede deducirse del ingreso bruto de la empresa, de forma similar a la ley impositiva de los Estados Unidos. En el caso de los proyectos del PER, cuando las empresas compran equipos o pagan por servicios con fondos del PER, obtienen el crédito fiscal, pero en realidad los impuestos son pagados por los fondos del PER. En efecto, ello significa que la empresa recibe un crédito impositivo que tiene un valor financiero directo más allá del valor del proyecto.

Rendimiento del modelo PER

Este programa ha sido bastante exitoso en términos de alcanzar los objetivos políticos del gobierno de Frei, y todas las zonas de servicio pagan la totalidad del costo de operación de la electricidad provista. Según el análisis económico diseñado por el MIDEPLAN, todos los proyectos financiados tienen coeficientes B/C superiores a uno (tasa de rentabilidad económica positiva), y desde este punto de vista, deben considerarse sostenibles. En el marco de este programa, las empresas eléctricas tienen la obligación de proporcionar servicio a las comunidades electrificadas durante el período que son propietarias de las líneas de distribución, lo que significa que aunque los proyectos no

resulten redituables, las empresas deben continuar proporcionando servicio en estas zonas.

Mientras que el PER está alcanzando sus metas proyectadas, continúa incrementándose anualmente el costo marginal por hogar conectado. En realidad éste constituye un buen argumento para el mayor uso de tecnologías de energía renovable si los sistemas no deben satisfacer los mismos requisitos de servicio que los proyectos de extensión de líneas de CA. Pero hasta la fecha, las normas de calidad de servicio del MIDEPLAN son iguales para los sistemas de red convencionales que para las tecnologías de energía renovable. Dentro del PER existe apoyo para diferenciar las normas de calidad de servicio para las tecnologías renovables y convencionales, pero aún no se ha aplicado. Además, continúa habiendo resistencia al uso de tecnologías de energía renovable como alternativa a la extensión de la red para el servicio eléctrico rural por parte de las empresas eléctricas, y esto ha contribuido al lento desarrollo del programa de energía renovable.

Observaciones clave acerca del modelo PER

Como se señaló anteriormente, el programa es enormemente costoso desde el punto de vista del costo por familia atendida. Durante los últimos dos años, el PER ha estado incorporando el uso de tecnologías de energía renovable, pero la mayor parte de las empresas eléctricas se han opuesto en forma vigorosa a los proyectos que utilizan energía renovable. Existen varias razones para ello. En primer lugar, existe una barrera tecnológica con respecto a la percepción de los proyectos de energía renovable. Quizá sea justo decir que casi todas las empresa eléctricas consideran que las tecnologías de energía renovable son cosas que deberían utilizar otras industrias, pero no la industria eléctrica. En algunos países esto está cambiando lentamente, pero muy lentamente en Chile. En segundo lugar, la distribución de recursos en Chile presenta muchos desafíos debido al hecho de que en el norte, desde la Región IV hasta la frontera con el Perú, en la zona del desierto de Atacama existen modestos recursos eólicos pero excelentes recursos solares. Esta también es la zona de menor densidad de población, y también una zona con relativamente pocas empresas de distribución eléctrica. Los proyectos de energía renovable que están implementándose en esta región utilizan principalmente tecnología fotovoltaica solar, mediante el uso de sistemas solares residenciales.

En las regiones con el mayor número de hogares que aún no cuentan con servicio a través de la red eléctrica, en las Regiones VIII, IX y X, los recursos solares son muy escasos. Sobre la costa y en la cordillera oriental, los recursos eólicos parecen ser suficientes para respaldar pequeños sistemas de energía eólica. La topografía es muy compleja, lo que podría presentar algunos problemas para la instalación de turbinas eólicas. La combinación de baja densidad de población con disponibilidad variada de recursos presenta importantes desafíos para el uso de tecnologías de energía renovable para el programa de electrificación rural.

En un esfuerzo por comprender los riesgos y los beneficios de los pequeños proyectos eólicos, el PER ha iniciado varios proyectos piloto en colaboración con el Departamento de Energía de los Estados Unidos. Estos proyectos piloto están implementándose con empresas eléctricas para asegurar la continuación del programa, pero la colaboración ha

avanzado lentamente debido a la resistencia de las empresas eléctricas a llevar a cabo estos proyectos. Para ser justos con las empresas eléctricas, debe señalarse que la competencia en el sector eléctrico chileno es significativa, y existen muchos temas estratégicos en juego al decidir cómo y dónde extender servicios rurales en Chile. En primer lugar, las empresas eléctricas aún están procurando controlar territorios de servicio solicitando fondos del FNDR/PER para la construcción de líneas de distribución. Desde el punto de vista de las empresas, si de cualquier manera el costo de las líneas de distribución será pagado por el gobierno, pueden expandir la cobertura del servicio a nuevas zonas con un mínimo riesgo. Los sistemas eólicos aislados no ofrecen esta ventaja y son más problemáticos, ya que requieren mantenimiento e ingeniería especializados y generalmente más atención que los sistemas de red convencionales. Además, como se señaló anteriormente, las reglamentaciones que fijan las normas de calidad del servicio aún no diferencian entre las opciones convencionales y renovables, lo que significa que todos los sistemas renovables deben proveer 220 voltios de energía en CA, con la misma disponibilidad, voltaje mínimo y tolerancias de frecuencia que los sistemas de red.

Existe una notable excepción en la que las empresas eléctricas están de acuerdo en que las tecnologías renovables no solo representan la tecnología adecuada, sino quizá la única tecnología apropiada para proveer servicio. Tal excepción es la región del archipiélago de Chiloé, donde existen casi 40 pequeñas islas habitadas que no pueden conectarse en forma económica a la red de distribución regional. El gobierno y las empresas eléctricas han acordado electrificar esta región mediante sistemas híbridos eólicos-diesel, y a fines de 1998 se iniciará un programa para instalar sistemas en todas las islas.

Cuadro 1. Resumen de las Características de los Modelos				
Descripción del modelo	Modalidad	Subsidio	Calidad del servicio	Proveedor del servicio
COAINE - Bolivia	Venta de equipos	Ninguno	Sin regulación	Cooperativa de producción
CRE – Bolivia	Servicio eléctrico	Ninguno ¹	Autoregulado ²	Cooperativa eléctrica
Golden Genesis – Brasil	Carga de baterías	Tasa de préstamo	Autoregulado	Empresario local
Mercados Dispersos Argentina	Servicio eléctrico	Subsidio y tarifa	Regulador provincial	Concesionario
Programa PER Chile	Servicio eléctrico	Subsidio	Regulador provincial	Empresa eléctrica
Programa PRONASOL México	Donación de equipos	80-90% del costo de capital	Especificada por el programa	Contratista
Programa SSR de Indonesia	Arrendamiento de equipos	Subsidio	Especificada por el programa	Empresario local
REA	Servicio eléctrico	Tasa de préstamo	Especificada por el programa	Cooperativa eléctrica
Soluz	Arrendamiento	Ninguno	Autoregulado	Empresario

¹ CRE, COAINE y Soluz se han beneficiado de donaciones de asistencia técnica, lo que significa que ha habido un subsidio, aunque un subsidio indirecto.

² El control de calidad autoregulados implica que el proveedor del servicio debe mantener equipos para satisfacer las necesidades del cliente. Especificada por el programa implica que el patrocinador del programa ha incluido una especificación de equipo que debe satisfacerse para ser financiado por el programa. Regulación provincial significa que una entidad separada, como un organismo regulador supervisa la calidad del servicio.

ENSEÑANZAS DE PROGRAMAS EXITOSOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL: MODELO REA

Antecedentes del programa REA

Se ha hablado mucho sobre el éxito de la electrificación en los Estados Unidos a través del modelo de la Administración de Electrificación Rural (REA). La REA fue creada durante los años treinta con el propósito de proporcionar una red de servicios eléctricos a agricultores rurales con la promesa de que la provisión de servicios rurales estimularía el crecimiento económico. Junto con el programa de electrificación rural, el Departamento de Agricultura de los Estados Unidos (USDA), el mismo organismo bajo el cual recibió financiamiento la REA, financió un programa de productividad agrícola para apoyar investigaciones agrícolas, servicios de extensión agrícola y la promoción de la mecanización de la agricultura, en un esfuerzo por estimular el ingreso y el crecimiento económico de las zonas rurales.

El programa de electrificación rural no comenzó asignando énfasis al establecimiento de cooperativas eléctricas rurales como se cree en la actualidad. Se formó un fondo para el financiamiento de la electrificación que ofrecía préstamos a bajo interés a grupos de inversionistas que ya operaban empresas de distribución en zonas urbanas como incentivo para que expandieran sus servicios a las zonas rurales. Los programas de obras públicas que estaban construyendo las que hoy en día se conocen como las Power Marketing Authorities (es decir, la Western Power Administration, la Bonneville Power Authority, la Tennessee Valley Authority y otros sistemas de represas y centrales hidroeléctricas) tenían por objeto complementar el programa de electrificación mediante la provisión de energía eléctrica de bajo costo para uso en zonas rurales. Los sistemas rurales tendrían derecho preferencial sobre la energía generada por las plantas eléctricas del Estado. Pero las empresas privadas de electricidad urbana optaron por no participar en el programa. Pensaban que las zonas rurales no podrían consumir la electricidad suficiente para satisfacer sus requisitos de rentabilidad. En consecuencia, se requería una forma alternativa de distribuir energía eléctrica a las zonas rurales.

Estructura del modelo REA

La REA decidió iniciar el programa de cooperativas rurales que proporcionó varios servicios importantes, sin los cuales los niveles de penetración del mercado probablemente no podrían haberse alcanzado en el tiempo fijado por la REA (8). Los programas incluían:

1. Normas de construcción para los sistemas de transmisión, subtransmisión y distribución.
2. Técnicas de construcción para programas de construcción en masa, junto con adiestramiento en construcción para empresas eléctricas contratistas recién constituidas.
3. Programas de adiestramiento para nuevas cooperativas eléctricas rurales, que incluyeron adiestramiento para miembros de las juntas, administradores,

- operadores de sistemas (contadores, ingenieros y planificadores) e instaladores de líneas.
4. Documentos pro forma para asistir en la gestión comercial, incluyendo formularios estándar de información para el programa de préstamos de la REA que proporcionaban datos estadísticos, formularios para información financiera, formularios de construcción para ayudar a vigilar el progreso de la construcción y debida diligencia sobre contratos de construcción.
 5. Dibujos técnicos estándar para todas las unidades de construcción, demarcadores para diseño lineal, normas para el proceso de adquisición y supervisión de diseño para todos los proyectos importantes.
 6. La estandarización de las especificaciones para equipos y materiales a ser utilizados en los sistemas eléctricos rurales, y metodologías para los licitantes precalificados.
 7. Contratos estándar para la adquisición de bienes y servicios.
 8. Préstamos de bajo interés para la construcción de sistemas eléctricos, capital inicial y flujo de caja. Nunca se proporcionaron subsidios directos para costos de operación, pero se ofrecieron tasas de interés por debajo del precio del mercado para iniciar el programa.

Estos servicios fueron puestos en práctica por varias razones. En primer lugar, la REA se dio cuenta de que en las zonas rurales no existía la experiencia para administrar empresas tan sofisticadas como una empresa eléctrica y opinaba que las cooperativas necesitarían toda la ayuda posible para cubrir sus gastos. Pero también es importante señalar que la REA quería asegurarse de que los sistemas permitirían asegurar la calidad y la seguridad del servicio y tendrían una vida útil de muchos años. La REA también quería asegurarse de que los préstamos otorgados serían devueltos, y en consecuencia, se implantaron normas de calidad del servicio, utilizando indicadores técnicos y económicos, para realizar el seguimiento de los préstamos a las cooperativas y permitir a los funcionarios de la REA en el terreno trabajar con las cooperativas que experimentaban problemas para solucionar sus problemas a medida que aparecían.

El sistema utilizaba una combinación de normas y vigilancia equilibrada con términos financieros favorables para construir un enorme sistema de cooperativas rurales en todos los Estados Unidos. El papel de las normas y la vigilancia era asegurar que los fondos públicos invertidos en las comunidades rurales tuvieran las tasas de rentabilidad proyectadas para el programa, y que ofrecieran términos de financiamiento que aseguraran que el programa sería viable durante los primeros años del programa. En algunos casos, pero no muchos, la REA utilizó su autoridad para intervenir en la operación de las cooperativas con el fin de corregir problemas.

Rendimiento del modelo REA

El programa de la REA tiene más de 50 años, y el incumplimiento alcanza a menos de una décima parte del uno por ciento de todos los préstamos. El poder de intervención ha sido poco utilizado pero en forma efectiva cuando un sistema cooperativo ha experimentado dificultades. Con frecuencia, la REA y otros sistemas cooperativos han

asistido a las cooperativas con problemas para llevar a cabo los ajustes apropiados en materia de administración. Además, en menos de 30 años, el programa de la REA había desarrollado más de 1.000 empresas eléctricas rurales que en la actualidad atienden a más de 30 millones de estadounidenses. En la actualidad, el sistema de cooperativas eléctricas rurales distribuye aproximadamente un 17 por ciento de toda la electricidad consumida en los Estados Unidos y atiende a clientes en un 75 por ciento del territorio estadounidense.

A fines de los años sesenta, cuando las cooperativas eléctricas rurales se dieron cuenta de que necesitarían acceso a capital comercial más allá de lo que ofrecía el reducido programa de préstamos de la REA, fundaron la National Rural Utilities Cooperative Finance Corporation, conocida comúnmente como la CFC. La CFC se ha convertido en una institución financiera con más de US\$7.000 millones en activos, e invierte en proyectos de generación, transmisión y distribución, adquiriendo capital directamente de importantes grupos financieros de Wall Street. Sus bonos tienen una clasificación de AAA, y en más de 25 años de servicio, la CFC ha debido absorber menos de US\$40.000 en deudas incobrables debidas a préstamos otorgadas a cooperativas eléctricas rurales.

Por supuesto, existen otros notables programas de electrificación rural. El programa de cooperativas eléctricas rurales de Costa Rica ha alcanzado a más del 95 por ciento de la población de comunidades rurales costarricenses y proporciona a sus clientes servicios de alta calidad. Las empresas eléctricas municipales y la empresa eléctrica nacional (ICE) proveen energía eléctrica a grandes centros urbanos y también operan grandes estaciones eléctricas y la red de transmisión. El modelo costarricense fue desarrollado en forma similar al modelo de la REA, pero muestra algunas importantes diferencias en términos de las fuentes de financiamiento (principalmente donantes internacionales, garantizados por el ICE) y el nivel de interacción entre el ICE y las cooperativas.

Tailandia ha desarrollado un excelente récord de cobertura eléctrica rural durante los últimos 20 años, proporcionando electricidad a través de su autoridad nacional de distribución eléctrica (PEA) a más del 90 por ciento de la población rural. El programa ha sido financiado mediante un subsidio cruzado de zonas urbanas a rurales, que abarca el costo de la construcción y las tarifas. En la actualidad, el subsidio de tarifas podría estar en peligro con el actual ajuste económico que está experimentando Tailandia, pero el gobierno está dedicado a continuar el programa de electrificación.

CONCLUSIONES

Las enseñanzas recogidas del diseño y la implantación de programas de electrificación convencionales pueden y deben aplicarse a los nuevos programas de electrificación mediante energía renovable, si se quiere que estos programas alcancen el nivel de autosuficiencia necesario para ingresar al mercado comercial. Los programas deben basarse en el mercado, evitar subsidios continuos y establecer metas para la recuperación de costos y normas mínimas de calidad del servicio con el fin de asegurar la satisfacción del usuario. Además, para cumplir estas metas y generar una demanda suficientemente vigorosa, deberá establecerse algún tipo de supervisión por parte de algún organismo

cuyo papel esté cuidadosamente definido para no estimular la participación gubernamental innecesaria.

Los modelos antes mencionados no representan un estudio exhaustivo del trabajo realizado por la comunidad de desarrollo rural. Los modelos empleados no tienen más de ocho años de vigencia y la mayoría de los modelos han contado con algún nivel de subsidio público. Ninguno de los modelos ha madurado al punto de que pueda decirse que son verdaderamente autosuficientes.

Entonces, ¿cómo decide un gobierno qué modelo emplear? Como se ha puesto de relieve en el análisis anterior, cada modelo adaptado ha sido seleccionado tomando en cuenta un conjunto específico de objetivos de política pública. Cada uno se adecua a un conjunto de circunstancias particular. Algunos de los modelos están utilizándose como parte de una estrategia más amplia destinada a proporcionar infraestructura básica a zonas rurales, como las estrategias del PRONASOL y del PER en México y Chile, respectivamente. Algunos se implantan específicamente como parte de esfuerzos más amplios de electrificación rural, como el modelo argentino.

En el caso de Brasil, el gobierno enfrenta varias decisiones clave que se relacionan más con la estructura deseada de la industria eléctrica del país y dentro de cada estado antes de que puedan considerarse seriamente los modelos a utilizarse. Por ejemplo, si la política primordial del gobierno es promover la opción del usuario final en la selección de los proveedores del servicio – es decir, promover la competencia en la provisión de servicios públicos — ello conducirá a un determinado conjunto de opciones, y se traducirá en que no se otorguen concesiones que cubran el territorio rural de estados enteros. Permitirá a los clientes decidir el tipo de servicio que desean, el tipo de institución de la cual desean comprar el servicio y el nivel y la calidad del servicio provisto.

Ello se contrasta con una política que otorga concesiones para proporcionar servicio eléctrico a un solo propietario, obligando al concesionario a satisfacer las necesidades de toda la población rural en la zona atendida. Durante años, ésta ha sido la política de muchas de las empresas eléctricas estatales en América Latina, y la política fracasó no porque las empresas eléctricas no desearan cumplir sus obligaciones, sino porque era imposible hacerlo sin amenazar el bienestar de las empresas eléctricas.

Algunas de las experiencias mencionadas en este estudio han demostrado que es posible llevar a cabo proyectos sostenibles con un alto grado de recuperación de costos y un porcentaje muy bajo de inversión pública. Típicamente, estos tipos de proyectos han sido implantados en los casos en que existe flexibilidad por parte de los propietarios de los proyectos para proveer un menú de servicios. Son más exitosos cuando las instituciones no se ven sobrecargadas con costosos sistemas administrativos y cuando están bien capacitadas y preparadas para ofrecer un servicio de calidad a precios razonables. Pero debe señalarse que existe un aspecto de escala en los proyectos que han utilizado los modelos antes mencionados. Los proyectos han sido pequeños y los modelos aún no pueden considerarse maduros.

Obviamente, el desafío es aumentar la escala con el propósito de incrementar la tasa de penetración en el mercado hasta el punto en que puedan establecerse programas en vez de proyectos. Los proyectos por sí solos sirven a comunidades como beneficiarios y son importantes, pero debe atender a una masa crítica del mercado antes de que exista un verdadero programa y el mercado sea autosuficiente.

El interrogante es cómo aumentar la escala cuando en la mayoría de los casos existe tan poca infraestructura. El análisis anterior argumentaría que existen muchas opciones para seleccionar. Las empresas eléctricas pueden utilizarse como vehículos alrededor de los cuales pueden desarrollarse programas de energía renovable. Pero típicamente, las empresas eléctricas son muy conservadoras, y los ingenieros eléctricos no son conocidos por su disposición al cambio. Las organizaciones no gubernamentales (ONG) pueden y han implantado proyectos exitosamente, pero con frecuencia tienen una misión muy estrechamente definida y un enfoque que sirve a esa misión. Ello debe considerarse cuidadosamente cuando se decide trabajar con una ONG. Las empresas que ofrecen equipos raramente están interesadas en ofrecer servicios. El riesgo es mucho menor si pueden vender equipos en vez de alquilar equipos, debido al hecho de que debe alcanzarse a una masa crítica de usuarios antes de poder obtener utilidades, y la comercialización de servicios energéticos no es su negocio.

Estas son las dificultades que se enfrentan cuando se decide qué modelo utilizar. Muchas instituciones han aprendido cómo superar los obstáculos y en la actualidad están en el proceso de expandir sus programas con el fin de alcanzar la masa crítica necesaria para obtener utilidades sobre sus proyectos. Muchos de los riesgos, o caminos al fracaso, aún no han sido identificados, y es probable que en los años venideros se documentarán muchos más a medida que crezca la base de experiencia.

Sin embargo, existen algunas normas uniformes a seguirse para mitigar los riesgos que enfrentan los proyectos nuevos, incluyendo las siguientes:

1. Cuando fuera posible, determinar la disposición a pagar el servicio ofrecido, ya sea que el modelo emplee una tasa por servicio o venta directa de equipos.
2. Establecer normas de calidad en términos del equipo proporcionado, el servicio después de la venta, el mantenimiento de los equipos y los métodos para la comunicación entre los clientes y el proveedor del servicio.
3. Ser muy conservador cuando se estiman los costos administrativos, incluyendo la facturación, el cobro, el mantenimiento (si es que se ofrece), la promoción y otros costos.
4. Cuando fuera posible, siempre procurar establecer el programa con grupos que tengan alguna experiencia en la comercialización de servicios públicos rurales.
5. Analizar todas las instituciones de desarrollo y servicio rural con el propósito de encontrar posibles sinergias con grupos locales.

La provisión de servicios eléctricos rurales no es una empresa complicada, pero requiere considerable experiencia y puede ser muy intensiva en materia de capital. También es un proceso que requiere la generación de mucha confianza a través de los esfuerzos de buena

voluntad de grupos que trabajan con poblaciones rurales. Un hecho que no debe descuidarse es que el éxito o el fracaso de un programa pueden afectar la confianza generada entre el proveedor del servicio y las comunidades atendidas. Ello significa que los modelos dependen de instituciones más que las instituciones dependen de los modelos. La forma en que una institución lleva a cabo su negocio determinará el modelo apropiado.

REFERENCIAS

Nota: La mayor parte de la información utilizada en este estudio proviene de la experiencia personal del autor en los programas descritos. Las referencias presentadas a continuación representan en su mayor parte la interacción personal con los líderes y ejecutivos de los programas de algunas de las instituciones mencionadas. Como tales, cualquier error que aparezca en el estudio se debe a la comprensión del autor acerca de la información compartida y no a los individuos entrevistados.

1. Información recopilada como Director del programa NRECA/Bolivia de 1991 a 1995. Proyecto auspiciado por USAID/Bolivia en un acuerdo cooperativo con la NRECA.
2. Información proporcionada durante una conversación con Patrick D'Addario, gerente del programa de energía renovable de Golden Genesis, y con Antonio Granadiero de New World Power do Brasil.
3. Información proporcionada durante una conversación con Larry Crowley, Idaho Power Resources Corporation.
4. Información proveniente de documentos de licitación proporcionados por el Banco Mundial y de conversaciones personales con Arun Sanghvi del personal del Banco Mundial involucrado en el diseño de proyectos.
5. Información proveniente de la experiencia personal y de conversaciones con Christopher Rovero, asesor del programa de energía renovable de México, Winrock International. Proyecto de la NRECA auspiciado por Sandia National Laboratory.
6. Información proveniente de conversaciones con Aldo Fabris, Secretaría de Energía de la Nación, Ministerio de la Economía, gobierno de Argentina. Proyecto de la NRECA auspiciado por el National Renewable Energy Laboratory.
7. Información proveniente de la experiencia de trabajo con la Comisión Nacional de Energía, gobierno de Chile. Las contrapartes incluyen Jaime Parada, Ramón Galaz y Franco Aceituno. Proyecto de la NRECA auspiciado por el National Renewable Energy Laboratory.
8. Rural Electric Sourcebook , NRECA, Washington, D.C., 2990. ISBN 0-9174599-02-0.