

Desafíos de la Electrificación Rural en Chile

Octubre 2005

JOINT UNDP / WORLD BANK
ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAMME (ESMAP)

PURPOSE

The Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP) is a special global technical assistance partnership sponsored by the UNDP, the World Bank and bi-lateral official donors. Established with the support of UNDP and bilateral official donors in 1983, ESMAP is managed by the World Bank. ESMAP's mission is to promote the role of energy in poverty reduction and economic growth in an environmentally responsible manner. Its work applies to low-income, emerging, and transition economies and contributes to the achievement of internationally agreed development goals. ESMAP interventions are knowledge products including free technical assistance, specific studies, advisory services, pilot projects, knowledge generation and dissemination, trainings, workshops and seminars, conferences and roundtables, and publications. ESMAP work is focused on three priority areas: access to modern energy for the poorest, the development of sustainable energy markets, and the promotion of environmentally sustainable energy practices.

GOVERNANCE AND OPERATIONS

ESMAP is governed by a Consultative Group (the ESMAP CG) composed of representatives of the UNDP and World Bank, other donors, and development experts from regions which benefit from ESMAP's assistance. The ESMAP CG is chaired by a World Bank Vice President, and advised by a Technical Advisory Group (TAG) of independent energy experts that reviews the Programme's strategic agenda, its work plan, and its achievements. ESMAP relies on a cadre of engineers, energy planners, and economists from the World Bank, and from the energy and development community at large, to conduct its activities under the guidance of the Manager of ESMAP.

FUNDING

ESMAP is a knowledge partnership supported by the World Bank, the UNDP and official donors from Belgium, Canada, Denmark, Finland, France, Germany, the Netherlands, Norway, Sweden, Switzerland, and the United Kingdom. ESMAP has also enjoyed the support of private donors as well as in-kind support from a number of partners in the energy and development community.

FURTHER INFORMATION

For further information on a copy of the ESMAP Annual Report or copies of project reports, please visit the ESMAP website: www.esmap.org. ESMAP can also be reached by email at esmap@worldbank.org or by mail at:

ESMAP

c/o Energy and Water Department
The World Bank Group
1818 H Street, NW
Washington, D.C. 20433, U.S.A.
Tel.: 202.458.2321
Fax: 202.522.3018

Desafíos de la Electrificación Rural en Chile

Francisco Covarrubias F.
Ignacio Irrázaval
Ramón Galáz A.

**Programa de Asistencia a la Gestión del Sector de la Energía
(ESMAP)**

Copyright © 2005
Banco Internacional de Reconstrucción
y Fomento/BANCO MUNDIAL
1818 H Street, N.W.
Washington, D.C. 20433, EE.UU.

Todos los derechos reservados
Hecho en los Estados Unidos de América
Primera impresión: octubre de 2005

Los informes del ESMAP se publican con el fin de comunicar, con la mayor brevedad posible, los resultados de su trabajo a la comunidad interesada en el desarrollo. Por lo tanto, la tipografía del documento no se ha preparado en concordancia con los procedimientos apropiados de un documento oficial. Algunas de las fuentes mencionadas en este informe pueden ser documentos informales que tal vez no sea fácil obtener.

Las conclusiones y juicios vertidos en este informe pertenecen enteramente al autor o autores y no deben atribuirse al Banco Mundial, a sus organizaciones afiliadas o a sus Directores Ejecutivos ni a los países que éstos representan, y no reflejan necesariamente sus puntos de vista. El Banco Mundial no garantiza la exactitud de los datos incluidos en esta publicación y no acepta responsabilidad alguna por las consecuencias que su uso pudiera tener. Los colores, las fronteras, los nombres y las clasificaciones que aparecen en cualquier mapa de este informe no denotan por parte del Grupo del Banco Mundial juicio alguno sobre la condición jurídica o de otra especie de ninguno de los territorios, ni aprobación o aceptación de ninguna de tales fronteras.

Los documentos en la serie de Documentos Técnicos de ESMAP son documentos de discusión, no reportes finales de proyectos, y por lo tanto, están sujetos a los mismos derechos de autor que otras publicaciones de ESMAP.

El material que aparece en esta publicación está registrado como propiedad literaria. Las solicitudes de permiso para reproducir porciones de la misma deben enviarse al Director de ESMAP al domicilio señalado más arriba. ESMAP fomenta la divulgación de su trabajo y normalmente autoriza la reproducción de inmediato y, cuando no es para fines comerciales, en forma gratuita.

Contenido

Reconocimientos	vii
Siglas y Abreviaciones.....	ix
Siglas y Abreviaciones.....	ix
Resumen Ejecutivo.....	1
Objetivo del Estudio	1
El Programa de Electrificación Rural en Chile	2
Evaluación de los Sistemas de Energía No Convencionales para la Comuna de San Pedro de Atacama	6
Evaluación de los Sistemas Fotovoltaicos para la comuna de Curepto.....	10
Conclusiones y Recomendaciones para cada Sistema y Globales	14
Introducción	19
Estrategia y Normativa de la Electrificación Rural en Chile	20
El Sistema de Postulación y Financiamiento de los Proyectos de Inversión	24
Coberturas Nacionales, Regionales y Comunales de Electrificación	27
Participación Urbana y Rural.....	27
Cobertura Viviendas Electrificadas Urbana y Rural 2002	27
Evolución de la cobertura rural 1982 - 2002	28
Electrificación Urbana y Rural Según Tipo de Abastecimiento	29
Coberturas Regionales.....	29
Coberturas Comunales	30
Descripción de los Sistemas de Abastecimiento Sus Ventajas y Desventajas	33
Descripción del Sistema Interconectado Central	33
La Red de Tendido Eléctrico	33
Los Generadores Diesel.....	34
Los Sistemas Fotovoltaicos.....	34
Minicentrales Hidroeléctricas	36
Los Sistemas Híbridos	36

Desarrollo Productivo que Técnicamente Permiten los Sistemas	37
Redes	37
Generadores Diesel	38
Sistemas Fotovoltaicos	38
Microcentrales Hidroeléctricas	38
Costos Asociados a las Tecnologías	39
Identificación de Líneas de Investigación Futura	43
Análisis de los Sistemas de Abastecimiento Eléctrico No Comuna de San Pedro de Atacama	45
8. Conclusiones.....	48
271. Descripción de la Comuna	48
1. Descripción de la Comuna	49
2. Evolución de la Cobertura de Electrificación Comunal	53
3. Principales Proyectos Ejecutados en la Última Década.....	54
4. Principales Proyectos en Etapas de Preinversión y sus Fuentes de Financiamiento	57
5. Evaluación de los Sistemas de Generadores Diesel	58
6. Evaluación de los Sistemas de Paneles Fotovoltaicos	66
7. Evaluación de las Minicentrales Hidroeléctricas	71
8. Conclusiones.....	74
ENCUESTA EVALUACIÓN DE LOS USUARIOS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS NO CONVENCIONALES.....	75
Análisis de los Paneles Fotovoltaicos en la Comuna de Curepto.....	83
1. Introducción.....	83
2. Evolución de la Cobertura Comunal.....	84
3. Principales Proyectos en Ejecución y en Etapas de Preinversión	85
4. Estrategia de Abastecimiento para la Población no Cubierta	87
5. Evaluación de los Sistemas Fotovoltaicos (FV)	87
6. Conclusiones y Recomendaciones sobre el Uso de los Paneles FV	98

Cuadros

Evolución de la Cobertura de Electrificación Rural Año 1982 - 2002.....	2
Distribución de Electrificación Rural según tipo de Abastecimiento	3
Año 2002.....	3
Cartera de Proyectos en Etapa de Preinversión	4
Cuadro 1.1: Cuerpos Legales que Rigen al Sector Eléctrico.....	21
Cuadro 2.1: Población y N° de Viviendas Urbana y Rural.....	27
Cuadro 2.2: Cobertura de Electrificación Urbana y Rural Año 2002	28
Cuadro 2.3: Evolución de la Cobertura de Electrificación Rural	28
Cuadro 2.4: Distribución de Electrificación según tipo de Abastecimiento	29
Cuadro 2.5: Total viviendas rurales electrificadas y sin electrificar por región	30
Cuadro 2.6: Números de Viviendas sin Electrificación por Comuna	31
Cuadro 5.1: Costos de Inversión y Operación según Sistemas de Abastecimiento	39
Cuadro 5.2: Comparación de Costos de Inversión y Operación	40
Cuadro 5.3: Comparación de Rango de Costos de Inversión y Operación	41
Cuadro A.1.1: Población y N° de Viviendas Urbana y Rural	49
Cuadro A.1.2: N° de Viviendas de los Principales Poblados Rurales Comuna de San Pedro de Atacama.....	50
Cuadro A.1.3: Evolución de la Cobertura de Electrificación Rural 1992 - 2002	53
Cuadro A.1.4: Distribución de Electrificación Rural según Tipo de Abastecimiento Año 2002.....	54

Cuadro A.1.5: Distribución de Electrificación según Tipo de Abastecimiento	54
Cuadro A.1.6: Nómina de los Principales Proyectos de Electrificación 1994 - 2003	55
Cuadro A.1.7: Nómina de los Principales Proyectos Futuros de Electrificación.....	57
Cuadro A.1.8: Capacidad, Usuarios y Costos de Inversión en Generadores Diesel	58
Cuadro A.1.9: Gastos Mensuales de Operación Sistemas de Generadores Diesel	59
Cuadro A.1.10: Consumos Mensuales Domiciliarios y en Luminarias ..	60
Cuadro A.1.11: Gastos Operacionales Residenciales y su Costo por KWh.....	60
Cuadro A.1.12: Comparación de Gastos de Operación de	61
Cuadro A.1.13: Usuarios de Sistemas Diesel Entrevistados	61
Cuadro A.1.14: Horas de Funcionamiento Promedio Diario	62
Cuadro A.1.15: Artefactos Empleados por Usuarios de Sistemas Diesel	62
Cuadro A.1.16: Principales fallas de los Sistemas Diesel en los Últimos 12 meses	63
Cuadro A.1.17: Evaluación de la Calidad de Servicio del Sistema Diesel	63
Cuadro A.1.18: Tarifas Aplicadas para Generadores Diesel.....	65
Cuadro A.1.19: Gasto Promedio Mensual en Fuentes de Energía Complementarias	65
Cuadro A.1.20: Gasto Total Incurrido por Usuarios de Sistemas Diesel	66
Cuadro A.1.21: Calificación del Gasto incurridos por los Usuarios de Sistemas Diesel.....	66
Cuadro A.1.22: Nº de Usuarios de Sistemas Fotovoltaicos Entrevistados	67
Cuadro A.1.23: Costos de Inversión y sus Fuentes de Financiamiento	67

Cuadro A.1.24: Gastos Mensuales de Operación Sistemas Fotovoltaicos.....	68
Cuadro A.1.25: Disponibilidad de Artefactos conectados a Sistemas Fotovoltaicos.....	69
Cuadro A.1.26: Evaluación de la Calidad de los Paneles Fotovoltaicos	69
Cuadro A.1.27: Costos de Inversión Totales y Unitarios por KW.....	71
Cuadro A.1.28: Beneficios Sociales Contemplados en Proyecto de Minicentrales Hidroeléctricas	72
Cuadro A.1.29: Costo de Inversión por Usuario Residencial	73
Cuadro A.1.30: Tarifas a ser aplicadas para Sistemas de Minicentrales Hidroeléctricas	73
Cuadro A.2.1: Proyectos de Extensión de Redes Postulados a Financiamiento.....	86
Cuadro A.2.2: Localidades sin Proyecto	86
Cuadro A.2.3: Horas de uso promedio diario del sistema	92
Cuadro A.2.4: Porcentaje de los entrevistados que utiliza otro sistema de iluminación adicional.....	92
Cuadro A.2.5: Horas de uso promedio diario por artefacto	93
Cuadro A.2.6: Principales Fallas del sistema	93
Cuadro A.2.7: Imposibilidad de utilizar correctamente un artefacto.....	94
Cuadro A.2.8: Fallas totales en los últimos 12 meses y tiempo de duración.....	94
Cuadro A.2.9: Cantidad de reparaciones y cambios de componentes por usuario y evaluación de la empresa	95
Cuadro A.2.10: Gasto promedio mensual en US\$ por artefacto u otro sistema.....	95
Cuadro A.2.11: Gastos Promedio Mensual Total del sistema.....	96
Cuadro A.2.12: Beneficios del sistema.....	96

Cuadro A.2.13: Evaluación del gasto	97
Cuadro A.2.14: Principales Problemas del Sistema	97

Reconocimientos

Este informe fue elaborado por consultores contratados por el Banco Mundial bajo la actividad Desafíos de la Electrificación Rural en Chile financiada por fondos Suizos del Programa ESMAP.

Se agradece a Matthew Gardner por el formato final de este documento y a Marjorie Araya por la coordinación del proceso de publicación.

Siglas y Abreviaciones

BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CNE	Comisión Nacional de Energía
CORFO	Corporación de Fomento de la Producción
FNDR	Fondo Nacional de Desarrollo Regional
FOSIS	Fondo de Solidaridad e Inversión Social
FV	Fotovoltaicos
HP	Horse Power (caballos de fuerza)
INDAP	Instituto de Desarrollo Agropecuario
kVA	kilo-volt-ampére
KW	kilo watts
KWh	kilowatthour
MIDEPLAN	Ministerio de Planificación
MOPT	Ministerio de Obras Públicas y Transporte
PER	Programa de Electrificación Rural
SERCOTEC	Servicio de Cooperación Técnica
SERPLAC	Secretarías Regionales de Planificación y Cooperación
SIC	Sistema Interconectado Central
SING	Sistema Interconectado del Norte Grande
SUBDERE	Subsecretaría de Desarrollo Regional
VAN	Valor Actual Neto

Resumen Ejecutivo

Objetivo del Estudio

1. Como parte del estudio estratégico sobre infraestructura rural, que esta desarrollando el Banco Mundial en Chile, el objetivo de esta consultoría es la de preparar un breve resumen de las experiencias y lecciones del Programa de Electrificación Rural (PER) así como identificar los principales temas y desafíos vinculados con la extensión de la cobertura del servicio a la población no atendida y con la sostenibilidad de la provisión de estos servicios.
2. Para lograr los objetivos indicados, se ha analizado la información existente relacionada con la provisión de servicios de electrificación rural, focalizando en las perspectivas del sector.
3. En particular se ha analizado mediante un trabajo en terreno, practicado en dos comunas del país, los sistemas eléctricos no convencionales, en cuanto a la calidad de atención del servicio, sus costos de operación, las modalidades de gestión operacional, el sistema tarifario, y los desafíos que presenta este tipo de sistemas para su sostenibilidad futura.
4. Las comunas analizadas corresponden a San Pedro de Atacama ubicada en la II Región del país, donde habitan las comunidades indígenas atacameñas. En esta comuna se ha llevado a cabo interesantes estrategias de abastecimiento de energía, en especial con sistemas fotovoltaicos, mediante generadores diesel y, en el futuro. Se proyecta instalar sistemas de minicentrales hidroeléctricas.
5. La segunda comuna analizada corresponde a Curepto, ubicada en la VII Región del Maule, donde cerca del 4 % de la población se abastece mediante paneles fotovoltaicos.
6. Igualmente, se identifica potenciales líneas de investigación futuras, con miras a mejorar el acceso, la calidad y la eficiencia de los servicios de electrificación rural para comunidades aisladas.
7. Los frutos de la presente investigación fueron presentados en el Taller sobre Infraestructura Rural en Chile realizado el 25 de junio del 2003, cuyo objetivo fue el de revisar los programas de infraestructura rural y discutir como mejorarlos para maximizar el impacto y agregar valor a la inversión sectorial. Este taller fue organizado por el Banco Mundial y contó con la activa participación de los Ministerios de Obras Públicas, Agricultura, la Subsecretaría de Desarrollo Rural (SUBDERE) del Ministerio del Interior y del Programa de Electrificación Rural de la Comisión Nacional de Energía.

El Programa de Electrificación Rural en Chile

8. Hacia fines de 1994 la Comisión Nacional de Energía (CNE) crea el Programa Nacional de Electrificación Rural (PER), atendiendo a que la cobertura urbana de electrificación prácticamente había alcanzado su plenitud y, en consecuencia, correspondía abocarse a satisfacer el déficit del sector rural.

9. Los objetivos específicos de este programa apuntan a solucionar las carencias de electricidad y/o a mejorar la calidad del abastecimiento energético de viviendas y centros comunitarios en el medio rural, disminuyendo así los incentivos para la migración de familias campesinas a zonas urbanas, fomentando el desarrollo productivo, y mejorando la calidad de vida y las oportunidades de acceso a la educación y la salud de estas familias.

10. La cobertura de electrificación rural ha presentado en los últimos 20 años un importante incremento desde el 38% en 1982 a un 86% en el año 2002.

Evolución de la Cobertura de Electrificación Rural Año 1982 - 2002

<i>Año Censal</i>	<i>Total Viviendas Rurales Ocupadas</i>	<i>Total Viviendas Rurales Electrificadas</i>	<i>Total Viviendas Rurales Sin Alumbrado Eléctrico</i>	<i>Cobertura Viviendas Rurales Electrificadas</i>
1982	437.884	168.043	269.841	38,4%
1992	506.997	269.449	237.548	53,1%
2002	539.714	462.596	77.118	85,7%
Diferencia 92 - 82	69.113	101.406	-32.293	15%
Diferencia 02 - 92	32.717	193.147	-160.430	33%

FUENTE: Censo de Población y Vivienda 1982, 1992 y 2002

11. Durante el período intercensal 1982 - 1992, se observa que el número de viviendas rurales electrificadas aumentó en más de 100.000 viviendas, mientras que para el período 1992 - 2002, este aumento se duplicó, siendo electrificadas cerca de 200.000 viviendas.

12. En la primera etapa del Programa PER en 1994, la meta fue alcanzar una cobertura de abastecimiento eléctrico del 75% de las viviendas rurales a nivel nacional al año 2000, en atención a que las cifras indicaban para 1992 una cobertura de tan sólo un 53%. Conforme a los datos constatados en el Censo del año 2002, dicha meta fue plenamente alcanzada y superada.

13. En el año 2002 quedan 77.000 viviendas rurales sin energía eléctrica, lo cual si se mantienen los recursos asignados al programa, el país estará en condiciones de superar ampliamente la meta de cobertura del 90% hacia el año 2006.

14. Si bien es cierto que el ámbito del presente informe es la electrificación del sector rural y esa es la función primordial del PER, hay que mencionar que en el sector urbano, aún cuando se ha alcanzado una cobertura del 98,9 %, persiste un déficit de 36.000 viviendas. Estas viviendas corresponden fundamentalmente a campamentos cuya situación de propiedad es irregular y a viviendas aisladas que no están conectadas a la red.

15. Las cifras presentadas son muy promisorias por cuanto el déficit total nacional es de tan sólo un 2,9 %. Esta cifra ubica a Chile en el primer lugar de Latinoamérica en materia de cobertura de electrificación en conjunto a Costa Rica.

16. A continuación se evaluará las modalidades mediante las cuales se satisfará el déficit existente en el sector rural. Con este propósito, es clarificador visualizar como se distribuye actualmente las viviendas electrificadas según cada sistema de abastecimiento.

Distribución de Electrificación Rural según tipo de Abastecimiento

Año 2002

<i>Tipo de Abastecimiento</i>	<i>Rural</i>	
	<i>Nº de Viviendas</i>	<i>Participación Porcentual</i>
Red Pública (empresa Eléctrica)	440.562	95,2%
Generador Propio o Comunitario	19.636	4,2%
Placa Solar	2.398	0,5%
Total	462.596	100,0%

FUENTE: Censo de Población y Vivienda 2002

17. Se aprecia que mayoritariamente (95%) de las viviendas rurales se encuentran abastecidas mediante sistema de redes y operadas por empresas eléctricas de distribución eléctrica, que operan con tarifas no subsidiadas y reguladas por ley.

18. Los generadores comunitarios, en general, son operados por municipios, quienes subsidian las tarifas. Su operación, en atención al alto costo, se realiza por algunas horas al día. Los generadores propios, corresponden a abastecimientos privados aislados, los cuales no han contado con ningún tipo de subsidio, tanto en la inversión como en la operación.

19. Los paneles solares, son del tipo individual, es decir un panel por vivienda. En su gran mayoría, su operación esta a cargo de los propios usuarios y sus gastos de mantención es financiada por ellos mismos. Existe una sola empresa que opera 145 paneles individuales en las comunas de Curepto y Pencahue.

20. Para poder apreciar como podría ser abastecido el déficit rural de las 77.000 viviendas aún no electrificadas, es necesario remitirse a la cartera de proyectos disponible en el Banco Integrado de Proyectos “BIP” y en los archivos de las empresas eléctricas, los cuales entregan la siguiente información:

Cartera de Proyectos en Etapa de Preinversión

<i>Fuente de Abastecimiento</i>	<i>Nº Proyectos</i>	<i>Nº Beneficiarios</i>	<i>Porcentaje</i>
Redes Convencionales	2.026	40.936	83%
Eólico Diesel	3	3.821	
Fotovoltaico	5	3.297	
Minicentrales Hidroeléctricas	14	702	
Generadores Diesel	2	642	
Subtotal No Convencionales	24	8.462	17%
Totales	2.050	49.398	100%

Fuente 1: Levantamiento de Proyectos Mayo 2003 Planilla Excel CNE

Fuente 2: Informe Final “Perfeccionamiento del Programa de Electrificación Rural PER - Informe sobre Autogeneración” - Arnaldo Viera de C. Diciembre 2002.

21. Llama positivamente la atención la gran cantidad de proyectos en etapa de preinversión, los cuales sumados significa contar con una cartera identificada para satisfacer el 64% del total de viviendas deficitarias en el sector rural. Sin embargo, no es posible garantizar que todos estos proyectos identificados cumplan con los requisitos de rentabilidad socioeconómica.

22. Mayoritariamente la oferta de proyectos (41.000 viviendas) se proyecta mediante la extensión de redes, los cuales, en promedio por proyecto, atenderían a cerca de 20 viviendas.

23. Los proyectos de redes que están siendo financiados actualmente vía el Fondo Nacional de Desarrollo Regional FNDR - BID, presentan costos entre los US\$1,300 y 1.600 de inversión por usuario. Estudios preliminares señalan que el punto de quiebre, que permite que los proyectos de extensión de redes presenten una rentabilidad social positiva, se encuentra en un rango referencial entre los US\$2,000 y los US\$2,500 de inversión por usuario o vivienda electrificada. Es por ello que aún existe un amplio margen de costos unitarios de inversión para continuar desarrollando proyectos de extensión de redes.

24. Analizando los costos unitarios de la cartera de proyectos disponible para las regiones VIII, IX y X, se concluye que existen 438 proyectos que benefician a 15,000 viviendas y que presentan costos de unitarios de inversión en electrificación inferiores al punto de quiebre de US\$2,500. El 77% de los proyectos de la cartera de redes hipotéticamente sería rentable.

25. Es posible proyectar, para los años venideros, que se continuará con la exitosa senda de materializar proyectos de extensión de redes en el sector rural, apoyado

financieramente con la nueva operación del préstamo CH-0174, cuyo ejecutor será la SUBDERE y la CNE su coejecutor.

26. A su vez, se han catastrado alrededor de 8.500 soluciones para comunidades aisladas o viviendas dispersas, para ser abastecidas mediante sistemas no convencionales, como la energía hídrica (microcentrales), la solar (paneles fotovoltaicos) y la eólica en pequeña escala (aerogeneradores). La preinversión de estos proyectos esta siendo adecuadamente atendida por la CNE en coordinación con la SUBDERE, los Gobiernos Regionales y las comunas involucradas, contando desde fines del año 2001, con el apoyo del Fondo del Medio Ambiente Mundial de Naciones Unidas (Proyecto GEF/CNE/PNUD).

27. Los proyectos mas importantes que están próximos a materializarse o se encuentran en etapa de evaluación son los siguientes:

28. **Energía solar:** En las cuatro regiones de la zona norte del país, se inició durante el 2003 la ejecución de un proyecto en gran escala de alrededor de 6.000 soluciones fotovoltaicas individuales, de las cuales 2.800 se ejecutaron en la IV región, acompañado de un programa de capacitación para los usuarios y de la creación de pequeñas empresas o cooperativas rurales que se harán cargo de su operación y mantenimiento.

29. **Energía eólica:** Favorecerán a 3.100 familias de las 32 islas del Archipiélago de Chiloé y de Calbuco, y a las 200 familias de la isla Robinson Crusoe del Archipiélago Juan Fernández. Paralelamente, se están llevando a cabo mediciones de vientos en 10 puntos a lo largo del país para contar con información relevante que permita extender proyectos con aerogeneradores en zonas costeras e isleñas.

30. **Energía Hídrica:** en el marco del programa de microcentrales hidroeléctricas para comunidades aisladas en diversas regiones de la zona norte y sur, se ejecutarán, el segundo semestre del presente año, las microcentrales hidroeléctricas en las localidades de Río Grande, Talabre y Socaire en comuna de San Pedro de Atacama, atendiendo a 145 usuarios que eran abastecidos con sistemas de generadores diesel. Se iniciarán los estudios técnicos para cerca de 12 localidades de las regiones del Maule, La Araucanía y Aysén.

31. Este ambicioso plan, coordinado por la CNE, posibilitará atender mayoritariamente a aquellas viviendas que no tienen factibilidad de ser cubiertas por los sistemas convencionales de extensión de redes. La experiencia acumulada en Chile sobre las nuevas tecnologías asociadas a los recursos renovables debiera ser suficiente para no cometer errores en términos de la operación y funcionamiento de estos sistemas.

32. Hay que mencionar que persiste un 4 % de cobertura abastecida mediante generadores diesel que no cuentan con 24 horas de energía diarias y que actualmente se consideran como vivienda electrificadas.

Evaluación de los Sistemas de Energía No Convencionales para la Comuna de San Pedro de Atacama

33. Se seleccionó esta comuna con el propósito de realizar una evaluación técnica de las estrategias seguidas durante los últimos años, en particular, sobre los proyectos de generación diesel, paneles fotovoltaicos y microcentrales hidroeléctricas y, de esta forma, extraer lecciones de la experiencia.

Descripción de la comuna de San Pedro de Atacama

34. La comuna de San Pedro de Atacama alberga a una población de alrededor 5.000 personas que habitan en 1.300 viviendas. Sobre el 60 % de la población se localiza en el sector rural en pequeños poblados agrupados entre 10 y 140 viviendas. El 71 % de la población comunal pertenece a la etnia atacameña.

35. San Pedro de Atacama es una comuna alejada del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), con lo cual su abastecimiento, hasta hace unos años, dependía fundamentalmente de sistemas de generadores diesel y algunos sistemas fotovoltaicos aislados.

Evolución de la Electrificación en la última década

36. En la última década la estrategia de inversión en electrificación ha estado concentrada en tres prioridades fundamentalmente:

- a) Reforzamiento de los sistemas de abastecimiento mediante generadores diesel de mayor potencia para las localidades rurales concentradas.

Para la totalidad de las localidades, Socaire, Peine, Cámar, Toconao Río Grande y Talabre se adquieren nuevas unidades de generadores diesel de tal forma de atender con mayor seguridad a toda la población y simultáneamente a la red de alumbrado público de las calles.

- b) Lograr un abastecimiento eléctrico más económico para la ciudad de San Pedro de Atacama y sus alrededores.

La llegada del gas natural en la zona Norte, desde Argentina hacia Chile, pasando el gaseoducto por el centro de la comuna de San Pedro de Atacama posibilita a la ciudad de San Pedro cambiar su sistema de abastecimiento desde generadores diesel a generadores a gas.

El municipio inicia conversaciones con las dos empresas dueñas del gaseoducto: Gas Atacama y Gas Andino, solicitando una donación para solucionar el problema de abastecimiento eléctrico de la ciudad de San Pedro y sus alrededores. Es así como, Gas Atacama dona el Generador a Gas y Gas Andino contribuye con la postación en alta tensión de 5,9 kilómetros desde la planta generadora hasta la ciudad.

Esta inversión se ha complementado con la instalación de una segunda unidad de generación a gas financiada por FNDR y el municipio, lo cual unido a la

extensión de red, permite abastecer a todos los poblados cercanos a San Pedro con 180 nuevas viviendas conectadas y, que anteriormente no disponían de energía o se abastecían con paneles solares.

c) Abastecer con paneles fotovoltaicos las viviendas aisladas.

El advenimiento de la tecnología de paneles fotovoltaicos a comienzos de la década de los noventa, ha permitido abastecer mediante este sistema a alrededor de 100 viviendas de la comuna en los últimos 10 años. Las soluciones técnicas entregadas corresponden a paneles de 50 W de potencia máxima y de un voltaje de 12 Volts, las cuales se han instalado en todas aquellas viviendas dispersas donde la extensión de redes resulta inviable desde el punto de vista socioeconómico.

37. Los impactos mas relevantes de esta estrategia son: primeramente, contar con 24 horas de energía para San Pedro y sus alrededores; disminuir los costos operacionales debido a que el gas natural es significativamente más barato que el petróleo diesel y, por último, un sistema mas amable con el medio ambiente por cuanto el uso de gas natural es menos contaminante que el diesel.

38. Fruto de esta estrategia la comuna ha reducido significativamente su déficit de cobertura de electrificación rural desde un 38% en el año 1992 hasta tan sólo un 4 % en la actualidad.

Estrategia futura de electrificación

39. La comuna, sin embargo sigue empeñada en hacer mas eficientes sus sistemas de abastecimiento de energía, es así como, se ha planificado una renovada estrategia de desarrollo que ha contado con un fuerte apoyo de la Comisión Nacional de Energía, quienes, a través de su Programa de Electrificación Rural, ha comprometido una alianza estratégica con el municipio tendiente a cumplir la ambiciosa meta de tener sistemas de abastecimiento con cobertura durante las 24 horas.

40. Es así como surgen los proyectos de construcción de las mini centrales hidroeléctricas para las localidades de Río Grande, Socaire y Talabre, que se iniciarán en el curso del segundo semestre del año 2003 y debieran comenzar su operación en el primer semestre del año 2004. Estas obras permitirán cambiar el sistema de abastecimiento de energía desde los generadores diesel a centrales hidroeléctricas para 145 beneficiarios.

41. Las nuevas fuentes de generación hidroeléctricas, permitirán grandes beneficios en ahorro de los costos de energía, 24 horas de abastecimiento, una solución medio ambiental renovable y la posibilidad de crear nuevos emprendimientos productivos y mejorar la productividad de los existentes.

42. El siguiente proyecto que se encuentra presentado al Sistema Nacional de Inversiones y que podría ser construido en el año 2004, corresponde a la extensión de la red eléctrica desde la fuente generadora a gas en San Pedro de Atacama hasta la localidad de Toconao distante a 45 kilómetros. Tendría una gran relevancia por cuanto mediante

esta inversión los dos centros poblados más grandes de la comuna quedarían conectados a la fuente de abastecimiento eléctrico de gas y con un servicio las 24 horas.

43. Por último, esta próximo a iniciarse los estudios para complementar con sistemas de placas solares los generadores diesel de Peine y Cámara. Con la materialización de estos proyectos se estaría en condiciones de disponer para casi la totalidad de la comuna de un abastecimiento seguro las 24 horas al día.

44. A continuación se evalúan los tres sistemas analizados para la comuna: los sistemas de generadores diesel, los paneles fotovoltaicos y las microcentrales hidroeléctricas.

Evaluación de los sistemas de generadores diesel

45. La comuna abastece 6 localidades rurales mediante generadores diesel.

46. El municipio es el responsable de la mantención de estos equipos, por lo cual ha contratado a una empresa de mantención. Debe adicionalmente financiar los overall de los equipos cada 10.000 horas, las reparaciones y, en parte, subsidiar el combustible.

47. La comunidad usuaria se ha organizado en los denominados “Comité de Luz”, que generalmente son organizados desde la Junta de Vecinos. Este comité es el encargado de designar y financiar al Operador del Sistema, comprar el combustible, fijar las tarifas y cobrar los pagos mensuales.

48. Se ha calculado el costo por KWh de los sistemas diesel llegando a un valor de US\$0,54/KWh. En atención a que los consumos promedios por usuario ascienden a los 24 KWh mensual el costo total mensual llega a la cifra de US\$12. Este valor es inviable para ser asumido por las familias de la comuna que presentan ingresos de US\$200 mensuales. Es por ello que el municipio debe asumir el financiamiento de un 76% de los costos totales, debiendo subsidiar fuertemente las tarifas de consumo domiciliario.

49. Las horas de funcionamiento de los sistemas son entre 3 y 10 horas, siendo su promedio las 5 horas de operación. Este hecho hace incurrir a los usuarios en gastos adicionales, especialmente en pilas para las radios y en menor medida en velas. El costo incurrido por las familias asciende a los US\$2,4 mensuales.

50. Los usuarios conectan una variedad de artefactos donde, más allá de las radios y televisores, un 67% dispone de lavadora y un 25% de refrigerador. No hay empleo de equipamiento productivo, por cuanto en algunas localidades esta prohibido.

51. Las fallas de los sistemas son relativamente bajas constatándose un promedio de 5,2 días al año sin abastecimiento, sus razones son: reparaciones menores y falta de combustible.

52. Los usuarios al solicitarles que le colocaran nota al servicio califican mayoritariamente con nota 5 o superior, salvo en el caso de Río Grande donde se le asigna una nota promedio de 2,5, fundamentado por la falta de organización del comité

de luz, por la inseguridad en la prestación del servicio, las pocas horas de funcionamiento, donde en algunos días opera el sistema tan sólo 2 horas. La nota promedio de calificación fue de un 4,8.

53. La evaluación del servicio de mantención por parte de los operadores, fue calificada con nota 5,5.

Evaluación de los Sistemas de Paneles Fotovoltaicos

54. La comuna cuenta con alrededor de 100 paneles fotovoltaicos los cuales en la actualidad la gran mayoría se encuentran en plena operación.

55. El costo unitario por panel instalado asciende a los US\$1,300 por solución, siendo de responsabilidad de los usuarios solventar los costos de mantención y operación.

56. Los costos incurridos por los usuarios por concepto de cambio de baterías, tubos fluorescentes, reguladores y reparaciones menores ascienden a los US\$4,6 mensualmente.

57. El 100 % de los usuarios encuestados, cuando se le consulto respecto de su evaluación sobre el gasto incurrido en la operación de los paneles solares, frente a las alternativas: bajo, apropiado o excesivo, señalo que este era “bajo”. Sin embargo, esta estadística esta distorsionada desde el momento que solo un 57% de las familias encuestadas había tenido que incurrir en los gastos de cambio de sus baterías. El resto de las familias, que disponían de sistemas con menos de 4 años de uso, aún no habían necesitado reemplazar su batería. Esta evaluación debiera realizarse una vez que los equipos haya cumplido mas años de operación y, es probable, como se señalo anteriormente que algunas familias estén limitadas para absorber los gastos de recambio de batería.

58. En relación al cambio de baterías hay que consignar que muy pocos usuarios la cambian por baterías de ciclo profundo, en cambio, han decidido por recomendaciones entre los vecinos, emplear baterías de camión de 150 Amperes, la cual tiene un costo relativamente menor.

59. La gran mayoría de los encuestados señalo una disponibilidad plena de los sistemas las 24 horas del día.

60. Este buen funcionamiento de los sistemas se debe en parte a la excelente radiación solar existente en la comuna de San Pedro de Atacama.

61. En promedio cada vivienda dispone de 4 tubos fluorescentes eficientes de 10 W. En materia de artefactos, según se aprecia en el cuadro siguiente, el 86 % de las viviendas tenían conectados al sistema un equipo de radio, y el 58 % un televisor, donde un 50% era en blanco y negro de 12 V, un 25 % a color de 12 V y un 25% a color de 220V.

62. Resulta destacable el hecho que los usuarios hayan conectado televisores a color de 220V por cuanto esto implica que han debido invertir, por su propia cuenta, en inversores con un costo aproximado de US\$90,000.

63. Las familias encuestadas no detectaron fallas de importancia en los equipos. Solamente debieron cambiar los fusibles en varias oportunidades.

64. Los usuarios, al solicitarles que le colocaran nota al servicio prestado por los paneles fotovoltaicos, lo califican de excelente asignándoles mayoritariamente una nota 6 o superior, llegando a un promedio de 6,7.

65. Se concluye, que los sistemas fotovoltaicos en la comuna de San Pedro se han comportado en forma excelente, sólo habría que acotar que los usuarios debieran tener una información calificada técnicamente al momento de tomar la decisión de cambiar sus baterías. Se requiere que se les informe los tipos de baterías compatibles con los equipos, sus costos y alternativas de lugares donde adquirirlas.

66. Para el caso de las microcentrales hidroeléctrica no se ha realizado una evaluación de la calidad de dichos sistemas por cuanto aún no están construidos, sin embargo, en el capítulo E siguiente, se consignan los valores de inversión y operación en función de los proyectos diseñados para las tres localidades de Socaire, Talabre y Río Grande.

Evaluación de los Sistemas Fotovoltaicos para la comuna de Curepto

Descripción de la comuna de Curepto

67. La comuna de Curepto está ubicada en la VII región del Maule, en el noroeste de la provincia de Talca.

68. Su población actual es de 12,300 habitantes. Su economía se basa fundamentalmente en el desarrollo de actividades forestales, agricultura y, en menor grado, de la ganadería, destacándose en el ámbito agrícola la producción de leguminosas, tales como: lentejas, garbanzos y porotos.

69. Curepto cuenta actualmente con 3.094 viviendas ocupadas de las cuales un 29% son urbanas, es decir, presenta una ruralidad de un 71%.

Evolución de Electrificación en la última década

70. Un análisis de los 10 últimos años permite verificar un avance importante en cuanto a cobertura eléctrica en la comuna de Curepto. En 1992, la comuna contaba con un total de 2.246 viviendas rurales ocupadas con una cobertura de electrificación del 32%. En el año 2002 esta cobertura se incrementa hasta el 81%, construyéndose en una década cerca de las 1.000 soluciones

71. Del total de viviendas electrificadas, el 95% corresponde a electrificación con red convencional, mientras que un 3,6% con sistemas fotovoltaicos, un 1,4% lo está con generadores diesel o bencineros y, quedan por electrificar aún 415 viviendas.

La solución Fotovoltaica

72. En el año 1997 se ejecutó el proyecto denominado "Instalación, suministro y mantenimiento sistema fotovoltaico sectores Población y Hualmapu" que permitió el abastecer de electricidad a 74 viviendas. El costo por solución fue de US\$1,494.

73. El proyecto se encuentra bajo la administración de la empresa Emelectric S.A. Esta empresa es la principal y única distribuidora de electricidad de la comuna.

74. Se instalaron sistemas compuestos por dos paneles fotovoltaicos de 75 Wp cada uno, batería de ciclo profundo, regulador e inversor, el que permite entregar un suministro en 220 Volts (V). Las instalaciones interiores estaban compuestas por 4 puntos de luz más un punto para radio y/o televisor en blanco y negro.

75. Al momento de la puesta en servicio del proyecto, se firmó un convenio de Suministro de Servicio Eléctrico entre la empresa y el Municipio, mediante el cual la operación, mantención, cambio de baterías y reposición de equipos defectuosos era de exclusiva responsabilidad de la empresa. La instalación interior y las ampollitas quedaban bajo la responsabilidad de los usuarios. Adicionalmente se dejó establecido que los usuarios no podían tener accesos a los equipos de responsabilidad de la empresa y se entregan con sellos de seguridad.

76. El contrato firmado entre la municipalidad y la empresa estableció una tarifa mensual inicial, a ser cancelada por los usuarios, de US\$3,800 por vivienda al mes, lo que equivalía a esa fecha a US\$9 por vivienda.

Los proyectos de extensión de redes

77. Se encuentran presentados para postulación a financiamiento 9 proyectos de extensión de redes que abastecerían las necesidades de 196 familias. Sus costos promedio por vivienda beneficiada ascienden a los US\$1,800.

78. Se han identificado 80 viviendas que ni siquiera cuentan con proyecto, las que sumadas a las 196 que se encuentran con proyectos presentados, abarcan sólo una parte del total del déficit, número que alcanza a las 415 viviendas. Es decir, aun quedan por identificar 139 viviendas sin electricidad para incorporarlas a un proyecto.

Estrategia de Abastecimiento para la Población no Cubierta

79. La estrategia de abastecimiento para la población no cubierta debiera basarse en los siguientes elementos:

- a) Se deberá avanzar con proyectos de extensión de red todo cuanto sea posible y mientras las condiciones técnicas y económicas así lo permitan. Si se considera que el límite máximo de costo por solución, que arroja un VAN social igual o superior a cero, podría ubicarse entre los US\$2,000 y 2,500 solución, entonces una buena parte de los proyectos en tendrían posibilidad de financiamiento en el futuro.
- b) Quedarían entonces, una cantidad de viviendas cuya probabilidad de acceso a la red sería muy remota y es, en estos casos, donde debiera pensarse en una solución

con sistemas fotovoltaicos, tratando de corregir los errores que mas adelante se evalúan.

- c) La posibilidad de implementar estos proyectos con otras tecnologías es casi nula, por cuanto los generadores diesel son de un costo operacional muy elevado¹, la zona no tiene buen recurso de viento, lo que elimina la posibilidad de generadores eólicos, y el recurso hidráulico es insuficiente como para pensar en pequeñas centrales hidroeléctricas.

Evaluación de Los Sistemas Fotovoltaicos (Fv)

80. Un análisis preliminar del funcionamiento de los sistemas FV permite indicar que, al principio (durante el primer y segundo año), el funcionamiento se ajustó a lo esperado tanto por parte de los usuarios como de la empresa que está encargada del servicio. Es decir el suministro, aun cuando limitado, permitía a los usuarios obtener beneficios en comparación a la situación sin proyecto.

81. Actualmente el funcionamiento de los equipos es deficiente. En general mencionaron que el tiempo promedio era entre 1 y 1,5 horas, siempre que se cuidarán de encender una ampolleta por vez.

82. Es posible verificar el mínimo uso que se le da a los artefactos, donde la radio la ocupan 2,1 horas diarias, las ampolletas, tan sólo 0,6 y la TV Blanco/Negro 0,1 horas, lo que en realidad podría considerarse como casi nulo, sobre todo en el caso de las ampolletas que se considera como lo básico en iluminación.

83. Se menciona, en un 86% de los casos, que la radio funciona deficientemente y, en un 71% para la TV. Es posible concluir que la utilización de radio y televisión es prácticamente imposible. Sólo las ampolletas pueden ser utilizadas adecuadamente

84. Los principales problemas detectados en los equipos correspondieron a falla en los inversores. Esta situación se explica, según lo manifestado por el municipio, por el hecho de que la empresa encargada del servicio utilizó equipos que no eran de una calidad óptima, lo que obligó posteriormente a reemplazarlos prácticamente en su totalidad.

85. La principal falla actual corresponde a que la empresa no ha cambiado las baterías, con lo cual, la capacidad de horas de energía, se limita considerablemente. También se estima que los sistemas fueron mal diseñados en función a los efectivos niveles de radiación solar existente en Curepto. Estos debieron diseñarse con una mayor capacidad tanto en potencia instalada para los paneles como en capacidad de almacenamiento de las baterías.

86. Las fallas en los equipos constatadas por los usuarios representan un tiempo de 6,3 días sin servicio durante el último año.

¹ La condición de aislamiento y poca concentración de las viviendas faltantes no permiten el uso de grupos generadores colectivos, lo que obliga a pensar en soluciones individuales de altísimo costo.

87. En definitiva el funcionamiento de los equipos arroja una evaluación deficiente, la que puede resumirse en que la nota promedio que éstos obtienen en la encuesta es de un 4,1 sobre un total de 7, es decir aprueban con la mínima nota.
88. En la mayoría de los casos se utiliza un sistema adicional de iluminación, el más común es pilas para la linterna y la radio, cuando se tiene, y en menor medida velas. La parafina se sigue utilizando en un porcentaje que podría ser considerado como alto. Esto indica claramente que el funcionamiento de los equipos no ha sido como el que se esperaba y da cuenta de la evaluación deficiente que hace el usuario de los sistemas.
89. La evaluación respecto de la operación y mantenimiento se centró en el servicio que entre Emelectric como empresa a cargo de los sistemas.
90. La empresa es evaluada con nota 3,4. La explicación de esta calificación, entregada por los propios usuarios, es que la empresa no ha reemplazado los componentes a tiempo, pasando incluso hasta 15 días sin restituir el servicio. En esta caso no se puede culpar al usuario que mala manipulación de los componentes dado que los sistemas se encuentran sellados no pudiendo el usuario tener acceso a ellos.
91. La tarifa mensual cancelada actualmente por los usuarios es de US\$5,5 mensuales. Si se compara este monto con el que paga un usuario conectado a la red convencional (US\$4,12 mensuales) resulta ser excesivo para el beneficiario en atención a la diferencia de calidad del servicio proporcionado. Se observa una morosidad importante de las cuentas por el servicio de mantención, por lo cual esta puede ser una de las razones de la empresa para no cambiar las baterías.
92. Adicionalmente los usuarios deben incurrir en los siguientes gastos complementarios por concepto de reemplazo de ampolletas y otras fuentes de aprovisionamiento de energía como gas, pilas, parafina y velas. La suma de estos conceptos representa un monto de US\$6,3 al mes.
93. Si se agrega a la tarifa mensual que debe pagar el usuario los gastos adicionales incurridos se llega a un valor total de US\$11,8. De esta forma el gasto aumenta prácticamente al doble, lo que se traduce en que el usuario está gastando más de lo presupuestado en la evaluación original del proyecto, entonces, el proyecto no estaría obteniendo los beneficios sociales calculados originalmente.
94. Un 71% los usuarios encuentran que el gasto mensual es “excesivo”, mientras que el 29% restante menciona que el gasto es “adecuado”. Es recurrente el hecho de que los usuarios perciben que el costo del sistema es caro para el servicio que entrega dada su limitación técnica.
95. En consecuencia, el nivel de satisfacción de los usuarios es muy bajo, de hecho podría catalogarse como insatisfactorio. Aun así, entre ellos existe la necesidad de contar con el sistema porque lo valoran más que no tener electricidad, estando ello incluso por sobre el gasto mensual en el que incurrir.

Conclusiones y Recomendaciones para cada Sistema y Globales

Conclusiones Sistemas Fotovoltaicos

- Estos sistemas permiten entregar un adecuado suministro de electricidad si la solución deseada es de iluminación y entretenimiento (radio y TV).
- La situación es insuficiente si se requiere abastecer consumos asociados a desarrollos productivos, dado que se trata de sistemas que sólo permiten la utilización de pequeñas bombas para levantar agua, y talleres artesanales de tejido e hilado.
- Para localidades aisladas los costos asociados a estos sistemas son comparativamente inferiores a otras soluciones, lo que los convierte en una buena alternativa de solución.
- Los contratos de operación y mantención vía empresa privada no garantizan el buen servicio. En función del caso analizado, se observaron errores técnicos en el diseño de los equipos y falta de garantías que exijan el cumplimiento del contrato de mantención.
- Los sistemas instalados en San Pedro de Atacama con 9 años e funcionamiento y bajo operación de los propios usuarios han dado excelentes resultados. Sólo habría que capacitar en el recambio de las baterías.

Recomendaciones Sistemas Fotovoltaicos

- Debe evaluarse detalladamente la opción técnica a emplear.
- La operación y mantención privada de los sistemas es recomendable si hay un tamaño de proyecto tal que permita el interés del operador privado y, por economía de escala, puedan obtenerse tarifas adecuadas. Por ejemplo: proyectos sobre 300 panes y tarifas inferiores a US\$6 al mes.
- Los contratos de mantención deben contemplar garantía en caso de no cumplimiento.
- Para tamaños de proyectos pequeños es improbable la concurrencia de una empresa de operación y mantención. Se requiere en estos casos una capacitación previa a los usuarios sobre el uso y limitaciones del mismo y el envío periódico de cartillas con información técnica pertinente.

Conclusiones Generadores Diesel

- Si bien sus costos de inversión son moderados, se trata de una solución con costos de operación demasiado elevados en comparación con otras

alternativas, lo cual sólo pueden ser solventados por usuarios de ingresos altos.

- En aquellos casos de usuarios de bajos recursos se requeriría un subsidio a la tarifa.
- Debido a sus elevados costos, en general se limita su funcionamiento a sólo unas cuantas horas al día.
- Independiente de lo anterior, permite el abastecimiento eléctrico de mayor capacidad, por lo tanto, las posibilidades de conectar sistemas productivos son mayores, aunque limitados a las horas de funcionamiento.

Conclusiones Microcentrales Hidroeléctricas

- Se trata de una solución adecuada, cuyos costos de inversión son altos, pero no así su operación.
- Tiene la limitación de que es necesario contar con el recurso hídrico, y por lo tanto su localización está condicionada.
- Entrega un suministro similar al de la red (si el recurso es adecuado) y por lo tanto permite la conexión de consumos productivos.
- Al emplear un recurso hídrico presenta una alternativa ambiental renovable.

Conclusiones Sistemas Híbridos

- Se trata de una solución completa que aprovecha lo mejor de cada tecnología y disminuye sus características negativas como lo son el alto costo de mantención, limitación en el suministro por falta de capacidad, y permite mediante el complemento avanzar hacia un abastecimiento seguro las 24 horas del día.
- Permite un adecuado desarrollo de sistemas productivos.
- Sus costos de inversión son un poco elevados, pero se compensa con sus costos de operación y mantenimiento.
- Su principal desventaja es que requiere de sistemas de control sofisticados que en ocasiones pueden ser de alto costo.

Conclusiones Globales

- En Chile la electrificación está avanzando de manera correcta y eficiente. El PER ha sido un absoluto éxito gracias al modelo eléctrico implantado en el país, las adecuadas metodologías de evaluación socioeconómica de proyectos y los sistemas de financiamiento descentralizados.

- Esto permitirá alcanzar la meta del 90% probablemente al año 2006 e incluso superarla. El financiamiento para desarrollar los proyectos será aportado mediante el crédito del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) que actualmente se encuentra en vías de negociación por parte del Ministerio de Hacienda.
- Aun queda un amplio espacio para seguir implementado proyectos de red, debido a la magnitud de la cartera que se encuentra inscrita en el Sistema Nacional de inversiones.
- La diferencia debiera ser abastecida por sistemas de autogeneración, utilizando la tecnología que mejor se adapte a cada caso.
- Hasta ahora la meta ha sido electrificar, entendiendo por ello por entregar iluminación y entretenimiento.
- Lo anterior se ha traducido en un casi nulo desarrollo de sistemas productivos asociados a la llegada de la electricidad. Si bien es cierto, la meta del desarrollo productivo no debiera ser abordada directamente desde el Programa de Electrificación Rural, las instancias sectoriales dedicadas al desarrollo productivo debieran aprovechar la ventajas que proporciona este valioso recurso.

Recomendaciones

- Seguir avanzando con el PER todo cuanto sea posible. Primero con la extensión de red y paralelamente con autogeneración.
- Se propone un estudio del punto de quiebre de la inversión unitaria por usuario desde el punto de vista de la rentabilidad socioeconómica de los proyectos de extensión de redes. Esto permitiría evaluar hasta donde serían factibles los proyectos de extensión de redes y determinar la población que quedaría sin posibilidad de abastecimiento por esta vía y que necesitaría de soluciones no convencionales.
- En materia de autogeneración el rol que actualmente esta desempeñando la CNE debiera continuar, en particular prestando asesorías técnicas a los gobiernos regionales y comunales.
- Los proyectos de sistemas no convencionales, dada su complejidad técnica, requieren de la evaluación y recomendación técnica de especialistas, por lo cual se recomienda radicar esta función en la CNE. Igualmente, junto al proyecto de inversión se deben definir los mecanismos de operación y mantenimiento mas adecuados que garanticen su sostenibilidad y diseñar un sistema de tarifas.
- Con el propósito de no sembrar falsas expectativas para los proyectos fotovoltaicos se propone hacer un estudio sobre cuales serían los

límites de las condiciones de radiación solar que permitiría desarrollar proyectos de paneles solares con rentabilidad socioeconómica positiva.

- Mejorar la calidad del abastecimiento energético o aumentar el número de horas diarias de energía eléctrica en comunidades aisladas que no serán abastecidas por redes eléctricas o que basan su suministro en el uso de generadores diesel o bencineros. Con este propósito habría que hacer el catastro de todos los sistemas diesel comunitarios existentes en el país.
- Los sistemas híbridos debieran ser incorporados como una alternativa viable y que podría significar menores costos y una mejor calidad de servicio.
- Lograr la implementación de un modelo masivo exitoso para los sistemas de paneles fotovoltaicos. Desde ya esta creadas las condiciones para su aplicación en las regiones del Norte del país, en especial en la III y IV Región.
- Se debe diseñar una nueva estrategia para lograr el desarrollo productivo a partir de las ventajas que genera el abastecimiento energético. Con este fin se deben coordinar instituciones del Ministerio de Agricultura (INDAP), CORFO- SERCOTEC, FOSIS, Comisión Nacional de Riego y el MOPT (Agua Potable Rural, Inversión de Caletas Pesqueras y Telefonía Rural).

1

Introducción

1.1 Chile es un país con tendencia creciente a la urbanización, sin embargo, según las cifras censales del año 2002, mantiene una tasa de ruralidad del 13% expresada en función de su población y de un 14% expresada en función del número de viviendas.

1.2 Con el fin de establecer el ámbito de este estudio, es primordial hacer la distinción entre población urbana y rural. La población urbana corresponde a aquella que pertenece a un conjunto de viviendas concentradas con más de 2.000 habitantes, esto es, 520 viviendas considerando que en promedio existen 3,8 personas por vivienda, o entre 1.000 y 2.000 habitantes con más del 50% de su Población Económicamente Activa (PEA) dedicada a actividades secundarias o terciarias, por ejemplo, el comercio, la industria, etc. Además, se considera entidades urbanas a los centros turísticos con más de 250 viviendas concentradas. Por ende, la población rural corresponde a aquella que pertenece a conjuntos de viviendas concentradas con menos de 2,000 habitantes, con excepción de aquellas que cumplen con los criterios de entidad urbana.

1.3 Actualmente en Chile existen 539.714² viviendas rurales. De éstas el 14,3%, es decir 77,000 viviendas, no cuenta con servicio eléctrico de ningún tipo. Este déficit representa menos del 2% de todas las viviendas en Chile. El presente informe da cuenta de la situación actual de la electrificación rural en Chile.

1.4 La electrificación rural se presenta como un proceso en el cual se busca abastecer de energía a las distintas localidades del país que no cuentan con un suministro eléctrico.

1.5 Dos de las grandes restricciones que afectan la electrificación rural, es la incapacidad de almacenamiento de energía y además que el consumo presenta grandes fluctuaciones a lo largo del día. En efecto, el costo de almacenamiento para aquellos suministros aislados resulta ser alto, como también el hecho de que por tratarse principalmente de consumos domiciliarios, la curva de carga muestra una gran variabilidad a lo largo del día, teniendo su mayor consumo en horas de la noche y un consumo mínimo entre las 12 de día y las 18 horas. Esto obliga muchas veces a instalar sistemas cuyo factor uso es muy bajo, obligando a disponer de instalaciones

² Censo de población y vivienda 2002

suficientemente dimensionadas para abastecer la demanda máxima que se presente. La gran variabilidad del consumo a lo largo del día se traduce en un aumento de los costos de mantenimiento y producción.

1.6 En general, mediante la electrificación rural se busca atender los requerimientos de actividades domésticas, de servicios, y productivas, de modo de lograr un mejoramiento de las condiciones de vida, respetando y preservando el medio ambiente.

1.7 Cabe destacar que el concepto de electrificación rural debe ser considerado como estrechamente asociado al concepto de uso racional de la energía. Esto quiere decir que la electrificación rural no necesariamente implica incrementos en el uso de energéticos, sino que puede significar ahorros de energía y sustitución entre fuentes. En consecuencia, la electrificación debe ser considerada como un componente estratégico de un marco más amplio de acciones de desarrollo rural integral, teniendo en cuenta que el análisis de los aspectos energéticos es una condición necesaria pero no suficiente para lograr dicho desarrollo, tal como han demostrado los programas de electrificación rural implementados en Latinoamérica.

1.8 Tanto por su impacto directo en los niveles de vida de los pobladores rurales y en el ambiente, como por su contribución a la generación de actividades económicas, la dotación de servicios energéticos adecuados es un requisito indispensable para facilitar un proceso de desarrollo rural sostenible.

Estrategia y Normativa de la Electrificación Rural en Chile

Normativa: la Ley Eléctrica

1.9 El marco legal en el que se debe desenvolver la electrificación rural en Chile es el mismo que se aplica al sector eléctrico en general, y por tanto se rige por los cuerpos legales mencionados que se indican a continuación:

Cuadro 1.1: Cuerpos Legales que Rigen al Sector Eléctrico

<i>Norma Jurídica</i>	<i>Número Decreto y Ministerio</i>	<i>Publicación en el Diario Oficial</i>
Aprueba Modificaciones al D.F.L. N° 4 de 1959, Ley General de Servicios Eléctricos, en Materia de Energía Eléctrica	Decreto Con Fuerza De Ley N° 1 (DFL 1) Ministerio de Minería	Publicado en el Diario Oficial del 13 de Septiembre de 1982
Fija Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos	Decreto Supremo N° 327 Ministerio de Minería	Publicado en El Diario Oficial del 10 de Septiembre de 1998
Fija fórmulas tarifarias para las empresas eléctricas	Decreto N° 632 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.	Publicado en el Diario Oficial del 13 de Noviembre de 2000
Fija Precios de Nudo para Suministro de Electricidad	Decreto N° 219 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción,	Publicado en el Diario Oficial del 30 de Abril de 2001
Promulga el Protocolo Adicional al Acuerdo de Complementación Económica con Argentina No. 16, sobre Normas que Regulan la Interconexión Eléctrica y el suministro de Energía Eléctrica	Decreto Supremo N° 4 Ministerio de Relaciones Exteriores	Publicado en El Diario Oficial del 24 de Febrero de 1998

1.10 Ninguno de los cuerpos legales mencionados en el cuadro anterior, hace mención específica respecto de algún tratamiento especial o diferenciado (internalización de beneficios sociales, franquicias tributarias, subsidios a la inversión, subsidios a la operación, franquicias aduaneras para la importación de tecnología, asistencia y/o capacitación, etc.) que pudiera tener la electrificación rural.

1.11 Lo anterior supone que el desarrollo de la electrificación rural depende de la competitividad, en términos de precio y de calidad, que ésta tenga respecto de cualquier otro proyecto para proveer suministro eléctrico.

1.12 Ante esta situación, los proyectos de electrificación rural en Chile deben competir en igualdad de condiciones con otros proyectos, que cuentan con una mayor difusión entre el sector privado, mayor aceptabilidad y son mucho más rentables.

1.13 Producto de ello, en la década del 80 fue necesario crear instancias distintas y complementarias a la ley para poder dar solución al problema de cobertura eléctrica existente en los sectores rurales. Es así como se elabora un programa de inversiones financiado con créditos del Banco interamericano de Desarrollo BID.

1.14 El sistema nacional de inversiones, desde 1986 permitió financiar proyectos de electrificación rural mediante la primera metodología de evaluación de proyectos de electrificación rural, la cual estableció la diferencia entre evaluación privada

y social y abrió la oportunidad de subsidiar a las empresas en la inversión de los proyectos.

El Programa de Electrificación Rural (PER)

1.15 Hacia fines de 1994 la Comisión Nacional de Energía (CNE) crea el Programa Nacional de Electrificación Rural (PER).

1.16 Los objetivos específicos de este programa apuntan a solucionar las carencias de electricidad y/o a mejorar la calidad del abastecimiento energético de viviendas y centros comunitarios en el medio rural, disminuyendo así los incentivos para la migración de familias campesinas a zonas urbanas, fomentando el desarrollo productivo, y mejorando la calidad de vida y las oportunidades de acceso a la educación y la salud de estas familias.

1.17 En su primera etapa, la meta del PER fue alcanzar una cobertura eléctrica del 75% de las viviendas rurales a nivel nacional al año 2000. Conforme a los datos del Censo de Población y Vivienda de 2002, dicha meta fue plenamente alcanzada y superada.

1.18 Actualmente, en lo que podría denominarse como segunda etapa, la meta del PER es alcanzar una cobertura de 90% de viviendas rurales electrificadas a nivel nacional y regional al año 2006 y mejorar la calidad del abastecimiento de energía en comunidades aisladas, fomentando el uso de las energías renovables. Las cifras censales del año 2002 muestran que la meta señalada del 90% estaría próxima a cumplirse por cuanto la cobertura alcanzada asciende al 86%.

El sistema de Evaluación Socioeconómica de Proyectos

1.19 Como se mencionó anteriormente, fue en la década del 80 que se inició formalmente un programa de inversiones para electrificación rural. En 1986 se elaboró e implementó la primera Metodología de Evaluación de Proyectos de Electrificación Rural con el objeto de determinar el subsidio que el estado aportaría a estos proyectos. Hasta ese momento sólo podían acceder a este tipo de financiamiento los proyectos de extensión de red limitados a satisfacer los requerimientos residenciales. Esto dejaba al margen de los beneficios de la electrificación a localidades rurales para las cuales no ha sido económicamente factible la solución antes mencionada. Esta situación no permitía, en muchas ocasiones, financiar proyectos que si bien no resultaban rentables ni social ni privadamente a través de la extensión de la red, sí lo podían ser a través de sistemas de autogeneración.

1.20 Ante esta situación, en 1995 se implementa una segunda metodología que utilizaba los mismos principios que la original y es así como a partir de enero de 1996, se dispone de una nueva Metodología de Evaluación de Proyectos de Electrificación Rural (MIDEPLAN - CNE). Los principales elementos que diferencian la actual metodología, que se encuentra nuevamente en proceso de revisión y mejoramiento, con la utilizada hasta 1995 por MIDEPLAN son los siguientes:

- Se consideran beneficios derivados de usos residenciales, alumbrado público, actividades productivas y servicios públicos.
- Se enfatiza en el uso final de la energía en iluminación, calor, bombeo, electrodomésticos, refrigeración y telecomunicaciones.
- Se incluyen consumos productivos propios de la condición rural de la localidad.
- Se consideran energías no convencionales para generación tales como: eólica, fotovoltaica, hidráulica, grupos electrógenos y sistemas híbridos.

1.21 Los beneficios asociados al proyecto que incorpora esta metodología son los siguientes:

Ítem	Beneficios
Proveedor de electricidad	<ul style="list-style-type: none"> • ingresos por venta de electricidad
Residenciales	<ul style="list-style-type: none"> • liberación de recursos • mayor disponibilidad de servicios
Alumbrado público	<ul style="list-style-type: none"> • liberación de recursos • mayor seguridad • mayor actividad social
Actividades Productivas	<ul style="list-style-type: none"> • liberación de recursos • mayor producción de cultivos
Servicio Público	<ul style="list-style-type: none"> • liberación de recursos
Otros	<ul style="list-style-type: none"> • liberación de recursos • mayor productividad

1.22 Esta metodología se entrega como una herramienta de trabajo para consultores o funcionarios de los Gobiernos Regionales que deban preparar proyectos de electrificación rural.

El tratamiento del desarrollo productivo asociado a los proyectos de electrificación

1.23 Hasta hoy, si bien la metodología vigente permite incorporar en las evaluaciones los beneficios sociales asociados al desarrollo de sistemas productivos fruto de la llegada de electrificación, en la práctica esto no ha operado satisfactoriamente.

1.24 Conforme a la información que maneja el consultor, y que es coincidente tanto con la visión de los especialistas de la CNE como del Ministerio de Planificación y Cooperación, la razón de ello es que se torna demasiado compleja la evaluación incorporando los beneficios asociados al desarrollo productivo.

1.25 Tal situación se traduciría en mayores tiempos de evaluación producto que la recopilación de información que ello requiere toma un tiempo superior al necesario para evaluar sólo los beneficios asociados a iluminación. Esto podría producir un atraso en el proceso llevado hasta hoy. En efecto, algunos evaluadores regionales plantean que el retraso que podría haberse producido por incorporar estos beneficios no habría ayudado a cumplir con las metas propuestas, al menos en lo que se refiere a la primera etapa del PER.

1.26 La situación hoy ha cambiado producto que al gobierno no sólo le preocupa entregar iluminación, sino que también entregar mejores oportunidades a los habitantes rurales. Por esta razón la CNE se encuentra realizando una serie de estudios que apuntan en esta dirección, específicamente en el desarrollo de sistemas productivos y en potenciar la entrada de la autogeneración para aquellos segmentos que definitivamente nunca podrán acceder a la red convencional.

El Sistema de Postulación y Financiamiento de los Proyectos de Inversión

Financiamiento de los proyectos

1.27 Las inversiones realizadas por el estado en electrificación rural se realizan principalmente a través de los Gobiernos Regionales instalados en las trece regiones del país. Hasta 1994, éstos obtenían recursos básicamente del Fondo Nacional de Desarrollo Regional (FNDR), aunque éstos también son destinados a otros proyectos de inversión regional, pero a partir de 1995 se creó un fondo reservado de electrificación rural (FNDR-ER), el cual se suma al financiamiento tradicional.

1.28 El Fondo Nacional de Desarrollo Regional FNDR es el principal instrumento financiero, mediante el cual el Gobierno Central transfiere recursos fiscales a cada una de las regiones, para la materialización de proyectos y obras de desarrollo e impacto regional, provincial y local. Su administración corresponde principalmente a los Gobiernos Regionales y su coordinación a la Subsecretaría de Desarrollo Regional y Administrativo (SUBDERE), dependiente del Ministerio del Interior.

1.29 La Constitución Política de la República y, específicamente, la ley Orgánica Constitucional sobre Gobierno y Administración Regional, lo definen como: "un programa de inversiones públicas, con fines de compensación territorial, destinado al financiamiento de acciones en los distintos ámbitos de infraestructura social y económica de la región, con el objetivo de obtener un desarrollo territorial armónico y equitativo". Al mismo tiempo, debe procurar mantener un desarrollo compatible con la preservación y mejoramiento del medio ambiente, lo que obliga a los proyectos financiados a través del FNDR a someterse a una evaluación de impacto ambiental.

1.30 Por lo anterior, su distribución opera considerando dos conjuntos de variables: las de orden socio-económico y las territoriales. Se asigna el 90% de los recursos a comienzos del año presupuestario, y el 10% restante se destina en igual proporción, a cubrir situaciones de emergencias y estímulos a la eficiencia, en cada ejercicio presupuestario.

1.31 Dos son las fuentes de recursos de este instrumento. Por una parte, recursos fiscales o propios, que dan origen al FNDR - Tradicional y, por otra, el préstamo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) o FNDR - BID.

1.32 Por otra parte, el FNDR incluye un conjunto de provisiones, las cuales se generan con el objeto de dar orientación de políticas nacionales sectoriales desde una perspectiva regional. La distribución de éstas, la ejecuta la Subsecretaría de Desarrollo Regional (SUBDERE) durante el año presupuestario vigente obedeciendo a metodologías particulares de distribución interregional.

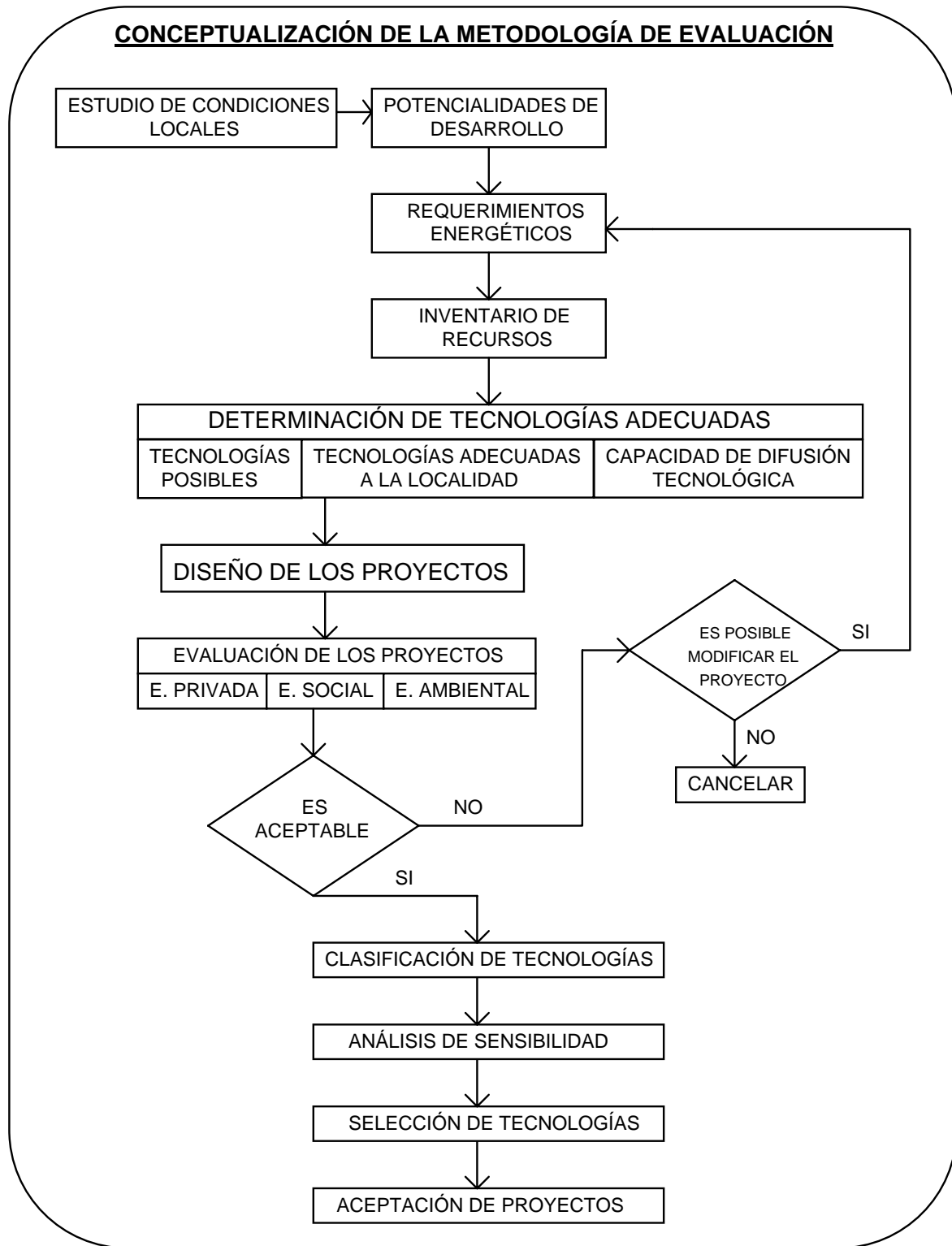
El proceso de postulación, evaluación y financiamiento

1.33 El financiamiento de proyectos de electrificación rural tiene las características de subsidio y está enfocado específicamente a la inversión necesaria para los proyectos, y no a subsidiar el consumo de electricidad. Por esto, una vez asignados los recursos, éstos son entregados a la empresa encargada de realizarlo, la cual se compromete a proporcionar el servicio eléctrico por un determinado número de años, por lo tanto, éstas son las encargadas de mantener en operación los sistemas.

1.34 Para ser aprobado un proyecto, éste debe pasar por una evaluación técnico-económica, antes de ser aprobado utilizando la Metodología de Evaluación de Proyectos de Electrificación Rural antes descrita. Esta evaluación tiene como objetivo determinar la conveniencia social y privada del proyecto, y es realizada por las Secretarías Regionales de Planificación y Cooperación (SERPLAC), usando como indicador de rentabilidad el Valor Actual Neto (VAN).

1.35 El proyecto está en condiciones de ser financiado sólo si su VAN social es positivo y si su VAN privado es negativo. El monto del subsidio depende de cada proyecto. Si el VAN privado es positivo, entonces no hay subsidio y el financiamiento lo deberá hacer por completo la empresa distribuidora o servidora. En cambio, si el VAN privado es negativo y el VAN social es positivo, corresponde otorgar un subsidio a la empresa equivalente al monto de VAN negativo para, de esta manera, obtener un VAN = 0 y una rentabilidad de un 10 % considerada como tasa de descuento privada. De esta forma, esta empresa obtiene la rentabilidad mínima para quedar en condiciones para desarrollar el proyecto, por lo que ésta no tendrá que incurrir en pérdidas económicas.

1.36 El procedimiento de formulación, postulación y ejecución de proyectos de electrificación rural se explica a continuación con la ayuda de un diagrama de flujo, en donde se involucra a varios actores como se puede ver a continuación:



2

Coberturas Nacionales, Regionales y Comunales de Electrificación

Participación Urbana y Rural

2.1 De acuerdo a las cifras del Censo del año 2002, presentadas en el siguiente cuadro, la población rural asciende a 1.960,000 personas, representando el 13% de la población total del país, las cuales habitan cerca de 540.000 viviendas, con un promedio de 3.6 personas por vivienda. La población urbana es cercana a 12.842,000 personas, las cuales habitan 3.360,000 viviendas, con una tasa de 3,8 personas por vivienda.

Cuadro 2.1: Población y Nº de Viviendas Urbana y Rural
Total País

<i>Área</i>	<i>Nº de Personas</i>	<i>Participación Porcentual</i>	<i>Nº de Viviendas Ocupadas</i>	<i>Participación Porcentual</i>	<i>Personas/Vivienda</i>
Urbano	12.841.113	87%	3.359.734	86%	3,8
Rural	1.959.013	13%	539.714	14%	3,6
Total	14.800.126	100%	3.899.448	100%	3,8

FUENTE: Censo de Población y Vivienda 2002

Cobertura Viviendas Electrificadas Urbana y Rural 2002

2.2 La cobertura de electrificación urbana y rural para el año 2002, se presenta en el siguiente cuadro:

Cuadro 2.2: Cobertura de Electrificación Urbana y Rural Año 2002
Total País

<i>Área</i>	<i>Total Viviendas Ocupadas</i>	<i>Total Viviendas Electrificadas</i>	<i>Total Viviendas Sin Alumbrado Eléctrico</i>	<i>Cobertura Viviendas Electrificadas</i>
Urbana	3.359.734	3.323.097	36.637	98,9%
Rural	539.714	462.596	77.118	85,7%
Total	3.899.448	3.785.693	113.755	97,1%

FUENTE: Censo de Población y Vivienda 2002

2.3 La cobertura de electrificación urbana alcanza un 99% mientras que la de electrificación rural es cercana al 86%. Para este mismo año el número de viviendas rurales sin alumbrado eléctrico es de 77,000 viviendas.

Evolución de la cobertura rural 1982 - 2002

2.4 La cobertura de electrificación rural ha presentado en los últimos 20 años un importante incremento desde el 38% en 1982 a un 86% en el año 2002.

Cuadro 2.3: Evolución de la Cobertura de Electrificación Rural
Año 1982 - 2002

<i>Año Censal</i>	<i>Total Viviendas Rurales Ocupadas</i>	<i>Total Viviendas Rurales Electrificadas</i>	<i>Total Viviendas Rurales Sin Alumbrado Eléctrico</i>	<i>Cobertura Viviendas Rurales Electrificadas</i>
1982	437.884	168.043	269.841	38,4%
1992	506.997	269.449	237.548	53,1%
2002	539.714	462.596	77.118	85,7%
Diferencia 92 - 82	69.113	101.406	-32.293	15%
Diferencia 02 - 92	32.717	193.147	-160.430	33%

FUENTE: Censo de Población y Vivienda 1982, 1992 y 2002

2.5 Durante el período 1982–1992, se observa que el número de viviendas rurales electrificadas aumentó en más de 100.000 viviendas, mientras que para el período 1992–2002, este aumento se duplicó, siendo cerca de 200,000 viviendas. En el año 2002 quedan 77,000 viviendas rurales sin alumbrado eléctrico, lo cual representa menos del 40% del aumento en viviendas rurales electrificadas durante los últimos 10 años.

Electrificación Urbana y Rural Según Tipo de Abastecimiento

2.6 Para el año 2002, según se aprecia en el siguiente cuadro, la distribución del número de viviendas electrificadas según fuente de energía muestra que la mayoría de las viviendas se abastece mediante Red Pública, atendida por una empresa de distribución eléctrica, tanto para el caso urbano (99%) como el rural (95%). A su vez, las viviendas rurales que se abastecen mediante generador propio o comunitario representan un 4%, mientras que para las viviendas urbanas solo representa un 0,5%. La utilización de placas solares como fuente de energía representa una nula participación en área urbana, mientras que en el área rural su participación es del 0,5%. A nivel nacional, esta distribución muestra igual tendencia.

**Cuadro 2.4: Distribución de Electrificación según tipo de Abastecimiento
Año 2002, Urbana, Rural y Total País**

<i>Tipo de Abastecimiento</i>	<i>Urbano</i>		<i>Rural</i>		<i>Total</i>	
	<i>Nº de Viviendas</i>	<i>Participación Porcentual</i>	<i>Nº de Viviendas</i>	<i>Participación Porcentual</i>	<i>Nº de Viviendas</i>	<i>Participación Porcentual</i>
Red Pública (empresa eléctrica)	3.307.261	99,5%	440.562	95,2%	3.747.823	99,0%
Generador Propio o Comunitario	15.727	0,5%	19.636	4,2%	35.363	0,9%
Placa Solar	109	0,0%	2.398	0,5%	2.507	0,1%
Total	3.323.097	100,0%	462.596	100,0%	3.785.693	100,0%

FUENTE: Censo de Población y Vivienda 2002

Coberturas Regionales

2.7 Para el año 2002, las regiones que presentan un mayor número de viviendas rurales son: VIII y X con 17% de participación, VII con 15%, IX con 14% y VI con 11%. Lo anterior indica que la población rural se concentra mayoritariamente en la zona sur del país.

**Cuadro 2.5: Total viviendas rurales electrificadas y sin electrificar por región
Año 2002**

<i>Región</i>	<i>Total Viviendas Rurales</i>	<i>Viviendas Electrificadas</i>	<i>Viviendas sin Electrificación</i>	<i>Cobertura Electrificación Rural</i>
I Tarapacá	5.995	4.731	1.264	79%
II Antofagasta	2.192	1.700	492	78%
III Atacama	5.760	4.533	1.227	79%
IV Coquimbo	37.397	29.445	7.952	79%
V Valparaíso	34.760	32.430	2.330	93%
VI General Bernardo O'Higgins	59.063	55.012	4.051	93%
VII Del Maule	80.705	73.620	7.085	91%
VIII Del Bio bío	89.532	78.710	10.822	88%
IX Araucanía	76.173	57.803	18.370	76%
X De Los Lagos	94.032	74.525	19.507	79%
XI Aysén del Gral. Carlos Ibañez del Campo	5.692	4.141	1.551	73%
XII Magallanes y de la Antártica Chilena	2.481	1.824	657	74%
Región Metropolitana de Santiago	45.932	44.122	1.810	96%
Total País - Area Rural	539.714	462.596	77.118	86%

FUENTE: Censos de Población y Vivienda 2002

2.8 Con respecto a la cobertura de electrificación rural por región, según se aprecia en el Cuadro 2.5, destacan por su amplia cobertura las regiones Metropolitana (96%), V (93%), VI (93%) y VII (91%). Por otro lado, las regiones que presentan menor cobertura de electrificación rural son: XI (73%), XII (74%) y IX (76%). A su vez, las regiones que concentran el mayor número de viviendas rurales sin electrificación son: X (19.507 viviendas), IX (18.370 viviendas), VIII (10.822 vivienda) y IV (7.952 viviendas). Estas cuatro regiones suman un déficit de 57.000 viviendas que representa un 73% del déficit total rural.

2.9 En base a lo anterior, cabe destacar, que aquellas regiones que presentan altos déficit como las regiones XI y XII, no representan un mayor problema por cuanto el número de soluciones es relativamente bajo.

Coberturas Comunes

2.10 Con el fin de conocer las comunas en donde se concentra el déficit en electrificación se presenta el siguiente cuadro, el cual considera las 20 comunas que poseen mayor número de viviendas rurales sin electrificación. Como se puede apreciar estas comunas en total representan cerca del 28% de viviendas rurales sin alumbrado eléctrico del país.

Cuadro 2.6: Números de Viviendas sin Electrificación por Comuna
Año 2002

<i>Comuna</i>	<i>Región</i>	<i>Número de Viviendas sin Electrificación</i>	<i>Déficit %</i>
Nueva Imperial	IX	2.141	36%
Panguipulli	X	1.777	36%
Ovalle	IV	1.596	23%
Calbuco	X	1.254	24%
Carahue	IX	1.169	31%
Padre las Casas	IX	1.069	18%
S. Juan de la Costa	X	1.016	43%
Los Angeles	VIII	1.012	9%
Canela	IV	989	44%
Lonquimay	IX	913	48%
Lumaco	IX	906	48%
Santa Bárbara	VIII	897	34%
Combarbalá	IV	877	34%
Quemchi	X	873	45%
Quinchao	X	861	58%
Lautaro	IX	842	29%
Galvarino	IX	794	34%
Villarrica	IX	773	18%
Teodoro Schmidt	IX	766	28%
Quellón	X	750	34%
Total		21.275	28%

FUENTE: Censos de Población y Vivienda 2002

2.11 De estas 20 comunas, 9 son de la IX, 6 de la X, 3 de la IV y 2 de la VIII. Adicionalmente, 14 de ellas concentran población indígena.

3

Descripción de los Sistemas de Abastecimiento Sus Ventajas y Desventajas

Descripción del Sistema Interconectado Central

- 3.1 El sistema eléctrico en Chile está compuesto por 4 sistemas principales.
- 3.2 Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) que se extiende desde la ciudad de Arica (I Región) hasta Antofagasta (II Región) y casi la totalidad de su parque generador es de origen térmico, representa cerca del 35% de la capacidad instalada del país.
- 3.3 El Sistema Interconectado Central (SIC) está constituido por la interconexión de los sistemas eléctricos de transmisión y las centrales generadoras de distintas empresas. El área geográfica cubierta por el SIC abarca desde Taltal por el norte, hasta la Isla Grande de Chiloé por el sur. En esta área geográfica habita aproximadamente el 93% de la población del país.
- 3.4 El Sistema de Aysén que atiende el consumo de la Región XI con un 0,22% de la capacidad; y el Sistema de Magallanes, que abastece la Región XII con un 0,62% de la capacidad instalada en el país.

La Red de Tendido Eléctrico

- 3.5 Si se intenta hacer una descripción del sistema eléctrico de distribución, éste puede resumirse en redes de media tensión y redes de baja tensión. Además deben incorporarse las subestaciones de alimentación.

Red de Distribución en Media Tensión

- 3.6 Son redes que, con una característica muy enmallada, cubren la superficie del gran centro de consumo (población, gran industria, etc.) uniendo las estaciones transformadoras de distribución con los centros de transformación. Comúnmente las tensiones empleadas son: 7, 6, 13.2 y 23 Kilo - Volt (kV)

Red de Distribución de Baja Tensión

3.7 Son redes que, partiendo de las subestaciones de distribución, alimentan directamente los distintos receptores, constituyendo pues, el último escalón en la distribución de la energía eléctrica. Las tensiones utilizadas son de 220/127 Volt y de 380/220 Volt.

Subestaciones de Distribución

3.8 Su misión es reducir la tensión de la red de distribución de media tensión al nivel de la red de distribución de baja tensión. Están emplazados en los centros de gravedad de todas las áreas de consumo.

Los Generadores Diesel

3.9 Los generadores diesel son utilizados para abastecer pequeños consumos. En efecto, son capaces de alimentar la totalidad de la demanda máxima del consumo más un porcentaje de crecimiento de ella, sin embargo presentan un alto costo de operación. Generalmente el esquema de operación utilizado considera que el equipo no estará funcionando las 24 horas del día y por lo tanto la comunidad no dispondrá de energía eléctrica en aquellos lapsos de tiempo en que la demanda es pequeña. Específicamente se puede suponer una operación promedio de 4 horas diarias.

3.10 En cuanto a las capacidades, las tecnologías disponibles permiten abastecer consumos desde unos cuantos kilo-watts (1 a 1,5 kW) hasta unos cientos de kW (600 kW).

Los Sistemas Fotovoltaicos

3.11 Los sistemas fotovoltaicos (FV) son una alternativa técnicamente viable para la generación eléctrica. Sin embargo, dados sus costos de instalación todavía relativamente altos (4 a 6 veces los de las tecnologías convencionales), su viabilidad económica está en la actualidad restringida a ciertas aplicaciones, sobre todo en localidades alejadas de las redes de distribución eléctrica, con cargas dispersas y difícil acceso a combustibles convencionales.

3.12 Desde un punto de vista estrictamente tecnológico, la modularidad de los sistemas FV permite concebir una variedad de esquemas de electrificación. La elección entre unos y otros depende de muchos factores, entre los que se incluyen los patrones de demanda, tamaño de la carga, grado de dispersión de la comunidad, y parámetros socioculturales, económicos y ambientales de la localidad.

3.13 Los sistemas FV de electrificación rural pueden clasificarse, de forma general, en 3 categorías principales: Dispersos, Centralizados, y de Aplicación Específica.

3.14 **Sistemas Dispersos:** Son aquellos destinados a satisfacer las necesidades eléctricas de una sola vivienda. Pueden ser de iluminación básica, destinados únicamente

a la operación de una o varias lámparas con propósitos de alumbrado. En Chile, normalmente constan de uno o dos módulos FV de 50, 75 ó 90 Wp, batería, regulador, lámparas, instalación y, en ocasiones, de inversor. El inversor permite pasar desde 12 V a 220 V lo cual facilita el uso de aparatos de radio, televisor y electrodomésticos que generalmente vienen condicionados con 220 V. También se encuentran sistemas fotovoltaicos, sin la inclusión del inversor, con lo cual entrega un voltaje de 12 V.

3.15 Estos sistemas pueden proporcionar iluminación y entretenimiento al contar con capacidad para alimentar además un radio, una grabadora o un pequeño televisor. Estos sistemas empiezan a ser competitivos cuando la red eléctrica se encuentra muy alejada.

3.16 Los sistemas de servicio más integral están también destinados a satisfacer las necesidades de una sola vivienda, pero proporcionando electricidad con calidad similar a la de la red convencional. Son instalaciones de mayor tamaño, entre 500 y 1500 W, y pueden proporcionar corriente alterna (se instala un inversor). En Chile no existen muchas soluciones de este tipo por su alto costo de inversión.

3.17 **Sistemas Centralizados:** Están destinados a suministrar electricidad a conjuntos de casas o pequeñas localidades en regiones remotas. Usualmente su capacidad va de varios kW a varias decenas de kW.

3.18 Son instalaciones en las cuales el panel o sistema FV proporciona toda la electricidad requerida. Además de las celdas FV cuentan con un banco de baterías para almacenar la electricidad, subsistema de acondicionamiento y control de cargas, una pequeña red de distribución eléctrica que alimenta a todas las casas, y un inversor CD/CA, según los diseños. Debido a los altos costos de los elementos que lo constituyen, un sistema centralizado es todavía poco competitivo para proporcionar electricidad con calidad similar a la de la red convencional. En consecuencia, usualmente se limita el período de uso de la electricidad, o bien el número y tipo de aparatos que se pueden conectar. En general presenta las mismas limitaciones que los sistemas FV dispersos, aun cuando permiten manejar de mejor manera la demanda, dado que se trabaja con una agregación de ella. En Chile no existen experiencias de este tipo.

3.19 **Sistemas de Aplicación Específica:** Estos son sistemas destinados a proporcionar electricidad para equipos o instalaciones específicos, como los destinados a equipos de telecomunicaciones, bombeo y purificación de agua, preservación de productos perecederos como vacunas y alimentos, y operación de algunos motores en actividades agroindustriales. Los servicios comunitarios (postas rurales, centros comunitarios, y en algunos casos el alumbrado público) pueden también ser abastecidos con este tipo de sistemas. Los sistemas son similares a los centralizados. Existen casos en los que un sistema centralizado abastece a los servicios comunitarios mientras que el servicio doméstico se abastece con sistemas dispersos. Los análisis económicos indican en que casos utilizar uno u otro esquema.

Minicentrales Hidroeléctricas

3.20 Aprovechando la energía proveniente de pequeños recursos de agua se genera electricidad mediante el aprovechamiento de la energía cinética de la caída del agua. La electricidad que se genera en las microhidroeléctricas a altos voltajes, es transmitida desde el lugar de generación mediante cables de media o alta tensión, dependiendo del tipo de proyecto, y después, reducida a voltajes inferiores para ser distribuida a los sitios de consumo (hogares, escuelas, talleres, comercios, etc).

3.21 En Chile existen muchas pequeñas corrientes de agua (energía minihidráulica) que pueden ser aprovechadas para generar electricidad, con fines productivos y de consumo doméstico, sobre todo en localidades marginadas o alejadas de las redes del servicio eléctrico. Estas pequeñas corrientes se localizan, principalmente, en el sur del país donde la orografía y las lluvias constituyen condiciones favorables para el desarrollo de proyectos minihidráulicos.

Los Sistemas Híbridos

3.22 Los sistemas híbridos están concebidos para superar las limitaciones de un sistema autónomo alimentado por energía solar (FV), eólica o de otro tipo. En ellos, la capacidad del sistema FV o eólico se complementa con un generador eléctrico de otro tipo, microhidráulico, eólico, generador diesel, etc.

3.23 La ventaja de los sistemas híbridos sobre los autónomos es que pueden proporcionar mejor servicio eléctrico a costos menores. En efecto su operación eficiente optimiza los costos operacionales con los costos de inversión asociados al sistema.

3.24 Su desventaja es que son más complicados de integrar adecuadamente y su operación depende de sofisticados sistemas de control. La mayoría de los sistemas híbridos instalados en el mundo pueden considerarse como en etapa de desarrollo y están siendo estudiados para mejorar los diseños. La competitividad económica de estos sistemas depende de varios factores, entre ellos el grado de concentración de la carga, la disponibilidad y costo de los energéticos complementarios y la distancia a la red. Se estima que sistemas de este tipo instalados a más de 20 kilómetros de la red eléctrica pueden ser económicamente competitivos. Sin embargo, es necesario efectuar estudios caso por caso para determinar su economía ya que estos deben ser diseñados para cada caso en particular.

4

Desarrollo Productivo que Técnicamente Permiten los Sistemas

Redes

4.1 Como se mencionó anteriormente, el suministro eléctrico vía extensión de la red eléctrica convencional puede realizarse con redes de media y baja tensión y con suministro monofásico, bifásico y trifásico. Sin dudas que el más completo es este último, sin embargo en el medio rural abundan los sistemas monofásicos.

4.2 La razón de ello es que sus costos son comparativamente bastante más bajos que los de las redes bifásicas y trifásicas. Estos sistemas permiten el desarrollo de sistemas productivos aun cuando presentan limitaciones de operación.

4.3 Específicamente las redes monofásicas permiten alimentar consumos de hasta 15 kilo-volt-ampére (kVA). Con esto se limita la conexión de grandes consumos productivos como lo pudieran ser aserraderos, lecherías, sistemas de frío para producción pesquera, etc. Sin embargo, permiten el desarrollo de pequeños sistemas como lo son sierras eléctricas de capacidad consumos inferiores a 1,5 KW, motores monofásicos de capacidad inferior a 2 HP, bombas para el levantamiento de agua con consumos menores a 2 kW, y pequeños sistemas de fríos. En general se está hablando de sistemas productivos a nivel artesanal, los cuales tienen mayor probabilidad de desarrollo en el medio rural.

4.4 En efecto, se estima como poco probable la existencia de desarrollos productivos de mayor envergadura dada las características de los habitantes del medio rural (escasos recursos económicos, bajos niveles de capacitación, que se traduce en mínimos emprendimientos, etc.). Lo anterior se subsana con proyectos de distribución trifásicos, que permiten abastecer mayores consumos aun cuando ello significa mayores costos de inversión, los que pueden alcanzar (dependiendo de las condiciones geográficas, niveles de carga y características topográficas), montos que doblan o

triplican el costo de un proyecto monofásico que se estima en US\$1,000³ por beneficiario.

Generadores Diesel

4.5 Los generadores diesel permiten el desarrollo productivo de cualquier tipo, En general no existen limitaciones técnicas para ello sino más bien de tipo económicas. De esta manera es posible mencionar que los generadores diesel permiten los mismos desarrollos productivos que la extensión de la red de distribución eléctrica convencional. La única limitante más importante es que en general los sistemas diesel operan sólo unas cuantas horas diarias, limitando los usos productivos en las horas sin abastecimiento.

Sistemas Fotovoltaicos

4.6 Los sistemas fotovoltaicos domiciliarios solo permiten el consumo de ampolletas y aparatos de radio y TV. Entre las aplicaciones productivas más comunes que se pueden abastecer por sistemas FV se encuentran el bombeo de agua para la agricultura, su almacenamiento y distribución, para el ganado y la irrigación por goteo; deshidratación solar de cosechas y hornos solares; producción de textiles y pequeños talleres artesanales de tejido e hilado.

Microcentrales Hidroeléctricas

4.7 Al igual que en el caso de los generadores diesel, este tipo de proyectos permiten el emprendimiento de cualquier tipo de desarrollo productivo. La limitación está dada por disponibilidad del recurso hidráulico dado que será éste el que defina las características técnicas del proyecto.

4.8 Como se mencionó anteriormente, este tipo de proyectos requiere de una red que evacue la energía generada y, por lo tanto, esta red también podría ser una limitante en el caso de emprendimientos productivos mayores (sobre 15 kVA), obligando a instalar redes trifásicas y aumentando con ello el costo por solución.

³ Monto referencial dado que dependerá de una serie de variables: dispersión de los usuarios, características geográficas y topográficas de la localidad, niveles de carga, tipo de postación, tipo y cantidad de transformadores, tipo de aisladores, utilización de barra o mallas de tierra, etc.)

5

Costos Asociados a las Tecnologías

5.1 A modo ilustrativo, en el cuadro siguiente se comparan los costos de inversión y operación mensual de los distintos tipos de abastecimiento estudiados para la comuna de San Pedro de Atacama y el caso de los paneles solares de Curepto.

Cuadro 5.1: Costos de Inversión y Operación según Sistemas de Abastecimiento Localidades Rurales de San Pedro de Atacama y Curepto (Valores Expresados en US\$)

<i>Tipo Abastecimiento</i>	<i>Inversión Por Vivienda</i>	<i>Costo Operación Mensual</i>	<i>Valor Presente Operación</i>	<i>Inversión + Valor Presente Operación</i>
Generador Diesel Colectivo San Pedro	822	12,1	1.452	2.274
Minicentrales Hidroeléctricas San Pedro	2.052	4,8	576	2.628
Fotovoltaico Individual San Pedro	1.323	6,5	782	2.105
Fotovoltaico Individual Curepto	1.494	11,8	1.416	2.910
Red Pública Convencional Rural para viviendas con Paneles Solares Curepto	1.907	2,6	312	2.219

5.2 El cuadro anterior no presenta un costo del sistema de redes para San Pedro, pues este sería de un altísimo valor en atención a las distancias de varios kilómetros hacia los diversos poblados.

5.3 Para el cálculo de los costos de operación mensual se considera un consumo de 24 KWh mensual por usuario residencial, el que corresponde al consumo actual promedio de los poblados rurales que son abastecidos por generadores diesel. Este consumo no es aplicable a los paneles fotovoltaicos, para los cuales se calculó los actuales costos asumidos por los propios usuarios.

5.4 Para los generadores diesel y las centrales hidroeléctricas se han contemplado los costos de inversión de los equipos y sus obras civiles, agregándole los costos de distribución hasta las viviendas.

5.5 El costo de operación de los generadores considera los costos reales incurridos por el sistema más los costos incurridos por los usuarios en sistemas de abastecimiento complementarios, tales como las pilas y velas.

5.6 Para las minicentrales hidroeléctricas se emplean los costos de inversión y operación contemplados en el Proyecto próximo a construirse.

5.7 En el caso de Curepto se entregan las cifras del proyecto de extensión de redes que abastecerá las viviendas que actualmente disponen paneles solares. Los costos de operación de la red considerados son los estimados para las tarifas de redes convencionales (US\$700 de cargo fijo y US\$50 por KWh).

5.8 El Valor Presente (VP) de los costos operacionales se han calculado con una tasa de descuento del 10% y un horizonte de 20 años.

5.9 Finalmente es posible apreciar, en la última columna del cuadro, el valor de la suma en valor presente de los costos de inversión y operación, cifra que permite hacer las comparaciones de costos totales actualizados de los diferentes sistemas.

5.10 Analizando las cifras del cuadro anterior se establecerá un patrón de comparación tomando como base 100 los costos de los sistemas de red pública convencional rural para las viviendas con paneles solares de Curepto. Esto se muestra en el siguiente cuadro:

**Cuadro 5.2: Comparación de Costos de Inversión y Operación
Según Tipo de Abastecimiento**

<i>Tipo Abastecimiento</i>	<i>Inversión Por Vivienda</i>	<i>Costo Operación Mensual</i>	<i>Inversión + Valor Presente Operación</i>
Generador Diesel Colectivo San Pedro	43	465	102
Minicentrales Hidroeléctricas San Pedro	108	185	118
Fotovoltaico Individual San Pedro	69	251	95
Fotovoltaico Individual Curepto	78	454	131
Red Pública Convencional Rural para viviendas con Paneles Solares Curepto	100	100	100

5.11 En materia de inversión el sistema generador diesel resulta ampliamente más económico que el resto de los sistemas, sin embargo, sus costos de operación superan casi en 5 veces el sistema de red. Las minicentrales hidráulicas por su parte, presentan el mayor costo de inversión y aún cuando su costo de operación no es alto, al

comparar en Valor Presente la suma de inversión y operación resulta con un rango intermedio.

5.12 Los sistemas fotovoltaicos de San Pedro presentan un valor total de inversión mas el Valor Presente de Operación bastante similar al de redes. No es este el caso de los fotovoltaicos de Curepto, donde en atención a los elevados costos operacionales mensuales el costo total en Valor Presente resulta el mas caro. En ambos caso hay que reconocer, que su calidad de servicio esta muy limitada por la capacidad de conexión de artefactos.

5.13 Cabe hacer presente que estas cifras sólo son el resultado de comparar costos para la realidad de los casos analizados para San Pedro de Atacama y Curepto, en consecuencia, no son extrapolables a otras realidades o zonas geográficas del país.

5.14 Es por ello que a continuación se realiza la comparación estableciendo rangos de costos de inversión y operación. Es importante mencionar que establecer costos para cada tecnología es una tarea tremendamente compleja dado que, por tratarse de proyectos de suministro eléctrico con diversas características e innumerables variables, resulta necesario la evaluación caso a caso y sería poco serio indicar montos estándares.

5.15 Aun así y con el objeto de entregar órdenes de magnitud, a continuación se entrega un cuadro con montos referenciales respecto de los costos de inversión y operación en cada caso, considerando un consumo de 45 KWh mensual.

Cuadro 5.3: Comparación de Rango de Costos de Inversión y Operación Según Tipo de Abastecimiento

<i>Tipo de Tecnología</i>	<i>Costos de Inversión (US\$/solución)</i>	<i>Costo para el usuario (US\$/mes)</i>	<i>Observaciones</i>
Red MT Monofásica	700 a 1.200	4	Supone consumo de 45 kWh/mes, 24 horas y cargo fijo de US\$ 1
Red MT Trifásica	1.500 a 2.500	4	Supone consumo de 45 kWh/mes, 24 horas y cargo fijo de US\$ 1
Sistema Fotovoltaico	1.000 a 1.700	5	Supone cambio de baterías cada 3 años ampollitas cada 2 años y 10% de otros costos
Generador Diesel	800 a 1500	17	Incorpora costos de combustible y O&M. Supone 4 horas diarias
M. Hidroeléctrica	2.000 a 3.000	8	Supone abastecimiento de 24 horas y tarifa especial de \$110 \$kWh, consumo 45 kWh/mes

Fuente: Base de datos del consultor. Estimación propia.

Tipo de cambio: 720 \$ / US\$

6

Identificación de Líneas de Investigación Futura

6.1 Considerando el desarrollo que ha tenido la electrificación rural en Chile durante los últimos 20 años y los niveles de cobertura alcanzados, es posible suponer que no queda mucho por hacer en este campo. Sin embargo si se hace un análisis más profundo del tema, se puede verificar la necesidad de seguir apoyando este sector.

6.2 En efecto, el programa de electrificación rural (PER) ha sido plenamente exitoso en cuanto a las metas que se ha propuesto, las cuales ha ido cumpliendo e incluso superando, logrando niveles de cobertura cercanas al 87%. Lo anterior permite pensar que durante los próximos años la meta del 90% será alcanzada claramente, lo que no es tan claro es que sucederá con el resto de las viviendas que hasta ese momento no cuenten con electricidad.

6.3 En principio se puede decir que existirá una porción de viviendas que nunca tendrá electricidad, otra porción que podrá ser abastecida con los "últimos proyectos de red" y una última porción que sólo podrá ser abastecida con sistemas de autogeneración ya sea que utilicen grupos generadores o sistemas con energías renovables.

6.4 En cuanto a los primeros, es necesario trabajar para que en definitiva si puedan tener acceso a algún sistema de electrificación aun cuando éste sea muy básico. Para ello se requiere dimensionar este problema de modo, que a partir de los resultados, obtenidos se planteen soluciones acordes a la situación.

6.5 Para poder determinar cual es la porción de las viviendas que no se podrá abastecer con la red se propone un estudio del punto de quiebre de la inversión unitaria por usuario desde el punto de vista de la rentabilidad socioeconómica de los proyectos de extensión de redes. Una análisis preliminar realizado en esta consultoría indica que el punto de quiebre estaría entre los US\$2,000 y 2,500 por vivienda, sin embargo, no se ha considerado los potenciales beneficios productivos.

6.6 Para los proyectos abastecidos por la red, también es necesario ajustar los presupuestos de modo que los costos de inversión sean lo más real posible. Sobre este punto hay que detenerse para señalar que los costos de inversión de suministro marginal de energía eléctrica serán cada vez más caros, pero también lo será el diseño de los proyectos y, podría darse el caso que las empresas distribuidoras, principales agentes que

en la actualidad ejecutan el diseño, ya no se interesen en este tipo de proyectos y se llegue a una situación de falta de una cartera de proyectos, aun cuando se disponga de recursos para invertir. Es necesario por lo tanto abordar estos aspectos antes que el problema se presente.

6.7 Respecto de los proyectos de autogeneración, sin duda que es donde más hay que hacer. La CNE lleva años trabajando en esto y el avance ha sido importante. Aun así se prevé necesario continuar con el rol que actualmente desempeña la CNE principalmente prestando asesorías técnicas a los gobiernos regionales y comunales e identificando los mecanismos de gestión que permitirán hacer sustentables dichos proyectos. En esto deberían participar todos quienes se vean afectados del problema (gobierno regional, municipalidades y usuarios), pero también el sector privado.

6.8 Con el propósito de no sembrar falsas expectativas para los proyectos fotovoltaicos se propone hacer un estudio sobre cuales serían los límites de las condiciones de radiación solar que permitiría desarrollar proyectos de paneles solares con rentabilidad socioeconómica positiva.

6.9 Finalmente, se debe diseñar una nueva estrategia para promover el desarrollo productivo a partir de las ventajas que genera el abastecimiento energético. Con este fin se deben coordinar instituciones del Ministerio de Agricultura (INDAP), CORFO - SERCOTEC, FOSIS, Comisión Nacional de Riego y el MOPT (Agua Potable Rural, Inversión de Caletas Pesqueras y Telefonía Rural).

Anexo 1

Análisis de los Sistemas de Abastecimiento Eléctrico No Comuna de San Pedro de Atacama

Este informe fue elaborado por consultores contratados por el Banco Mundial. Su contenido sin embargo no necesariamente representa los puntos de vista del Banco Mundial, de su junta directiva, de sus países miembros, o del Gobierno de Chile.



GOBIERNO DE CHILE
COMISION NACIONAL DE ENERGIA



**BANCO
MUNDIAL**

4 de Julio de 2003

CONTENIDO

1. Descripción de la Comuna	49
2. Evolución de la Cobertura de Electrificación Comunal	53
2.1. Cobertura de Electrificación Urbana	53
2.2. Cobertura de Electrificación Rural.....	53
3. Principales Proyectos Ejecutados en la Última Década	54
4. Principales Proyectos en Etapas de Preinversión y sus Fuentes de Financiamiento	57
5. Evaluación de los Sistemas de Generadores Diesel	58
5.1. Evaluación de los Costos de Inversión de Generadores Diesel	58
5.2. Evaluación del Sistema de Operación y Mantenimiento	59
5.2.1. Modalidad de gestión operacional.....	59
5.2.2. Costos de operación y subsidios.....	59
5.3. Evaluación por Parte de los Operadores y Usuarios	61
5.3.1 Funcionamiento y evaluación de la calidad del servicio.....	62
5.3.2 Mantenimiento de los Sistemas.....	63
5.3.3. Tarifas y Gastos Complementarios de los Usuarios	64
6. Evaluación de los Sistemas de Paneles Fotovoltaicos	66
6.1. Evaluación de los Costos de Inversión	67
6.2. Evaluación del Sistema de Operación y Mantenimiento	67
6.2.1. Modalidad de gestión operacional.....	67
6.2.2. Costos de operación.....	68
6.3. Evaluación por Parte de los Usuarios	68
6.3.1 Funcionamiento y evaluación de la calidad del servicio.....	68
5.3.2 Mantenimiento de los sistemas	70
7. Evaluación de las Minicentrales Hidroeléctricas	71
7.1. Evaluación de los Costos de Inversión de Minicentrales Hidroeléctricas	71
7.2. Evaluación de los Costos de Operación y Mantenimiento Proyectados	73

8.Conclusiones.....27

1. Descripción de la Comuna

La comuna de San Pedro de Atacama esta ubicada 1,650 Km. por tierra al norte de la Capital Santiago de Chile y a 280 Km. de Antofagasta, capital de la II Región. Se encuentra en el altiplano de la región de Atacama limitando sus fronteras con Argentina y Bolivia.

De acuerdo a las cifras del Censo del año 2002, presentadas en el siguiente cuadro, la población comunal asciende a cerca de 5.000 personas que habitan en 1.300 viviendas, con un promedio de 3,8 habitantes por vivienda. Sobre el 60 % de la población se localiza en el sector rural.

Cuadro A.1.1: Población y Nº de Viviendas Urbana y Rural
Comuna de San Pedro de Atacama

Área	Nº de Personas	Participación Porcentual	Nº de Viviendas Ocupadas	Participación Porcentual	Personas /Vivienda
Urbano	1.938	39%	552	42%	3,5
Rural	3.031	61%	757	58%	4,0
Total	4.969	100%	1.309	100%	3,8

FUENTE: Censo de Población y Vivienda 2002

La población del sector urbano se concentra en el único poblado con características urbanas, que corresponde a la ciudad de San Pedro de Atacama, capital de la comuna, con una población cercana a los 2,000 habitantes, lo que corresponde a 552 viviendas.

San Pedro de Atacama se emplaza en un oasis altiplánico rodeado de algunas de las más altas cumbres de la Cordillera de los Andes. Su gran importancia actual se debe a que es considerada la capital arqueológica de Chile, a la hermosura de sus paisajes y al azul de sus cielos siempre despejados.

San Pedro se ha convertido en el núcleo de la actividad turística y centro de partida de las excursiones por la región, a la vez, cuenta con numerosos servicios para el visitante como: alojamiento, restaurantes, agencias de turismo, tiendas de artesanía, centros de llamados, internet, posta y Carabineros.

La población total de la comuna ha experimentado una importante evolución, creciendo desde 2.800 habitantes a cerca de los 5.000 habitantes, lo cual representa un 79% de aumento, lo que la constituye en una de las comunas con mayor crecimiento poblacional del país. Este crecimiento se debe fundamentalmente a inmigraciones que se han producido a la ciudad de San Pedro de Atacama.

El 71 % de la población comunal se declara perteneciente a la etnia atacameña. Esta población indígena habita en San Pedro; en pequeños oasis o "Ayllos" ubicados en las inmediaciones de San Pedro; y en poblados rurales.

Los principales poblados rurales de la comuna, que agrupan conjuntos de viviendas relativamente congregados, se presentan a continuación:

Cuadro A.1.2: N° de Viviendas de los Principales Poblados Rurales Comuna de San Pedro de Atacama

Poblado	N° Viviendas
Toconao	141
Peine	75
Socaire	70
Río Grande	33
Talabre	23
Cámar	16
Total	358

Fuente: Municipalidad de San Pedro

A continuación se presenta el plano de la Región de Antofagasta y el de la Comuna de San Pedro de Atacama y sus diversos poblados (Figuras A.1.1 y A.1.2):

Figura A.1.1: Mapa Región de Atacama



Figura A.1.2: Mapa Comuna San Pedro de Atacama



2. Evolución de la Cobertura de Electrificación Comunal

2.1. Cobertura de Electrificación Urbana

El área urbana de la comuna que, como mencionamos anteriormente, corresponde a la ciudad de San Pedro de Atacama, posee actualmente una cobertura de electrificación de un 100 %.

Históricamente esta ciudad fue abastecida mediante generadores diesel, con lo cual, por razones del alto costo de operación, no era posible el suministro de electricidad las 24 horas del día. En Noviembre del año 2002 entra en operación del primer generador a gas, lo que permite una entrega de 24 horas al día.

En Junio del año 2003, se inicia la operación del segundo generador a gas, lo que permitirá mejorar la seguridad del servicio para la ciudad de San Pedro y extender la cobertura de electrificación a la población rural de los “Ayllos” (que se encuentra en las inmediaciones de San Pedro), con lo que se incorporan 180 nuevos usuarios.

2.2. Cobertura de Electrificación Rural

La cobertura de electrificación rural ha presentado en los últimos 10 años un notorio incremento desde el 63% en 1992 a un 80% en el año 2002.

Cuadro A.1.3: Evolución de la Cobertura de Electrificación Rural 1992 - 2002

Comuna de San Pedro de Atacama

Año Censal	Total Viviendas Rurales Ocupadas	Total Viviendas Rurales Electrificadas	Total Viviendas Rurales Sin Alumbrado Eléctrico	Cobertura Viviendas Rurales Electrificadas
1992	738	461	277	62,5%
2002	704	562	142	79,8%
Diferencia	-34	101	-135	17,4%

FUENTE: Censos de Población y Vivienda 1992 y 2002

En el año 2002, según se aprecia en el Cuadro A.2.2, la distribución del número de viviendas electrificadas según fuente de energía, muestra que la mayoría de las viviendas (64%) se abastece mediante generadores comunitarios tipo diesel. Sin embargo, existe un 18% abastecido mediante placas solares instaladas individualmente para cada vivienda. Esta nueva tecnología ha tenido un gran auge durante la última década.

**Cuadro A.1.4: Distribución de Electrificación Rural según Tipo de Abastecimiento
Año 2002**

Comuna de San Pedro de Atacama

Tipo de Abastecimiento	Nº de Viviendas	Participación Porcentual
Generador Diesel Propio o Comunitario	361	64,2%
Placa Solar	103	18,3%
Red Pública	98	17,4%
Total	562	100,0%

FUENTE: Censo de Población y Vivienda 2002

Esta situación de abastecimiento cambia a partir del segundo semestre del año 2003, debido a la entrada en funcionamiento del segundo generador a gas de San Pedro, con la consecuente extensión a los Ayillos, lo que implicó 180 nuevas viviendas rurales conectadas a la red pública de San Pedro, de las cuales algunas de ellas se abastecían con paneles solares. Se configura, de esta forma la siguiente situación actual comunal:

Cuadro A.1.5: Distribución de Electrificación según Tipo de Abastecimiento

2do. Semestre 2003

Total Comuna de San Pedro de Atacama

Tipo de Abastecimiento	Nº de Viviendas	Participación Porcentual
Red Pública abastecida por Generador a Gas	278	39%
Generador Diesel Propio o Comunitario	361	51%
Placa Solar	37	5%
Sin energía	28	4%
Total	704	100,0%

Se aprecia que el déficit de electrificación disminuye desde un 20% para el año 2002 hasta un 4 % en la actualidad, con una red pública de abastecimiento de 24 horas para cerca del 40% de la población.

En relación a los sistemas abastecidos por generadores diesel comunitarios, cabe hacer mención que la calidad del servicio de electrificación es variable de poblado en poblado. Mientras que en Toconao se abastece 10 horas al día, en Río Grande se dispone de sólo 3 horas y con interrupciones del servicio de hasta 1 semana.

3. Principales Proyectos Ejecutados en la Última Década

A continuación se presenta una nómina de los proyectos realizados con sus respectivas fuentes de financiamiento, sus beneficiarios y monto aproximado de inversión:

Cuadro A.1.6: Nómina de los Principales Proyectos de Electrificación 1994 - 2003
Comuna de San Pedro de Atacama

NOMBRE DEL PROYECTO	Año	Fuente Financiamiento	Nº Usuarios Beneficiados	Monto Mill. de \$ de Cada Año
PROYECTOS DE PANELES FOTOVOLTAICOS				
1. Abastecimiento de Paneles Fotovoltaicos Ayllos de San Pedro de Atacama	1994	FNDR - FOSIS Bienes Nacionales	108	S/D
2. Abastecimiento de Paneles Fotovoltaicos Ayllos en Río Grande	1999	FNDR	20	17,8
3. Abastecimiento de Paneles Fotovoltaicos Localidad de Socaire	1999	FNDR	17	15,1
PROYECTOS GENERACIÓN DIESEL				
1. Instalación de Generador Diesel de 320 KVA ciudad San Pedro de Atacama y alrededores	1997	FNDR	600	33
2. Instalación de Generador Diesel de 75 KVA Localidad Socaire	1994	FNDR	70	20
3. Instalación de Generador Diesel de 42 KVA Localidad Río Grande	1996	FNDR	33	18
4. Instalación de Generador Diesel de 26 KVA Localidad Talabre	1996	CONADI MUN	23	16
5. Instalación de Generador Diesel de 13 KVA Localidad Cámar	1997	FNDR	17	14
6. Instalación de Generador Diesel de 220 KVA Localidad Toconao	1997	FNDR	141	28
7. Instalación de Generador Diesel de 85 KVA Localidad Peine	1998	FNDR	104	20
PROYECTOS DE ALUMBRADO PÚBLICO				
1. Normalización Tendido de Iluminación Pública Poblados de Toconao Socaire, Cámar, y Peine	1994 – 1997	FNDR	371	S/D
PROYECTOS GENERACIÓN GAS NATURAL				
1. Normalización de Iluminación Pública de San Pedro de Atacama	2002	FNDR	600	S/D
2. Instalación de Generador de 600 KVA a Gas para San Pedro de Atacama	2002-2003	Gas Atacama	600	200
3. Estación reguladora y Tendido Eléctrico desde Generador a Gas hasta San Pedro de Atacama	2002	Gas Andino	600	52
4. Instalación de Generador de 600 KVA a Gas para San Pedro de Atacama con tablero de sincronización	2002-2003	FNDR	600	218
5. Ampliación Red Eléctrica a los Ayllos de Solor, Sequitor, Coyo y Solcor	2003	FNDR	180	238

¿Cómo se puede apreciar en la nómina de los proyectos, la estrategia de inversión en electrificación, durante la década de los 90, estuvo concentrada en tres prioridades:?

- a) Reforzamiento de los sistemas de abastecimiento mediante generadores diesel de mayor potencia para las localidades rurales concentradas.

Para la totalidad de las localidades, Socaire, Peine, Cámar, Toconao, Río Grande y Talabre se adquieren nuevas unidades de motores diesel de tal forma de atender, con mayor seguridad a toda la población y simultáneamente a la red de alumbrado de las vías públicas.

Lograr un abastecimiento eléctrico más económico para la ciudad de San Pedro de Atacama y sus alrededores.

La llegada del gas natural en la zona Norte, desde Argentina hacia Chile, pasando el gaseoducto por el centro de la comuna de San Pedro de Atacama, posibilita el cambio del sistema de abastecimiento de San Pedro, desde generadores diesel, a generadores a gas.

Esta transformación comienza cuando el municipio inicia conversaciones con las dos empresas dueñas del gaseoducto; Gas Atacama, de propiedad de Endesa Chile y CMS Energy en partes iguales y Gas Andino propiedad de Proctebel, solicitando una donación para solucionar el problema de abastecimiento eléctrico de la ciudad de San Pedro y sus alrededores. Es así como, Gas Atacama dona el Generador a Gas y Gas Andino contribuye con la postación en alta tensión de 5,9 kilómetros desde la planta generadora hasta la ciudad.

Esta inversión se ha complementado con la instalación de una segunda unidad de generación a gas financiada por FNDR y el municipio, lo cual unido a la extensión de la red, permite abastecer a todos los poblados cercanos a San Pedro, los “Ayllos” de Solor, Sequitor, Coyo y Solcor, lo que significa conectar a 180 nuevas viviendas, que anteriormente no disponían de energía o se abastecían con paneles solares.

Los impactos mas relevantes de esta estrategia son: primeramente, contar con 24 horas de energía para San Pedro y sus alrededores; disminuir los costos operacionales debido a que el gas natural es significativamente más barato que el petróleo diesel y, por último, un sistema mas amable con el medio ambiente por cuanto el uso de gas natural es menos contaminante que el diesel.

b) Abastecer con paneles fotovoltaicos las viviendas aisladas.

El advenimiento de la tecnología de paneles fotovoltaicos desde comienzos de la década de los noventa, ha permitido abastecer mediante este sistema a alrededor de 100 viviendas de la comuna en los últimos 10 años. Las soluciones técnicas entregadas corresponden a paneles de 50 W de potencia máxima y de un voltaje de 12 Volts, los cuales se han instalado en todas aquellas viviendas dispersas, donde la extensión de redes resulta inviable desde el punto de vista económico.

4. Principales Proyectos en Etapas de Preinversión y sus Fuentes de Financiamiento

A continuación se presenta la nómina de los proyectos próximos a ejecutarse y algunos que se encuentran en etapa de preinversión.

**Cuadro A.1.7: Nómina de los Principales Proyectos Futuros de Electrificación
Comuna de San Pedro de Atacama**

<i>Nombre Del Proyecto</i>	<i>Etapa Siguiente</i>	<i>Año</i>	<i>Fuente Financiamiento</i>	<i>Nº Usuarios Beneficiados</i>	<i>Monto Mill. de \$</i>
PROYECTOS DE MINICENTRALES HIDROELÉCTRICAS					
1. Construcción Minicentral Hidráulica de Generación Eléctrica (50kw) Localidad Río Grande	Ejecución	2003	FNDR Municipal	33	162
2. Construcción Minicentral Hidráulica de Generación Eléctrica (80Kw) Localidad Socaire	Ejecución	2003	FNDR Municipal	70	142
3. Construcción Minicentral Hidráulica de Generación Eléctrica (15Kw) Localidad Talabre	Ejecución	2003	FNDR Municipal	23	48
PROYECTOS DE EXTENSIÓN DE RED					
1. Construcción Tendido Eléctrico desde Central Generadora a Gas hasta Localidad Toconao	Diseño y Ejecución	2004	FNDR Municipal	141	307
PROYECTOS DE ABASTECIMIENTO ELECTRICO COMBINADO					
1. Habilitación Generación Eléctrica Sistema Combinado Localidad Cámar	Preinversión	2005	FNDR	104	250

Esta nueva etapa de inversiones ha contado con un fuerte apoyo de la Comisión Nacional de Energía, quienes a través de su Programa de Electrificación Rural, han comprometido una alianza estratégica con el municipio, tendiente a planificar y elaborar los estudios de preinversión para cumplir la ambiciosa meta de tener sistemas de abastecimiento con cobertura durante las 24 horas.

Es así como surgen los proyectos de construcción de las minicentrales hidroeléctricas para las localidades de Río Grande, Socaire y Talabre, que se iniciarán en el curso del segundo semestre del año 2003 y debieran comenzar su operación en el primer semestre del año 2004. Estas obras permitirán cambiar el sistema de abastecimiento de energía desde los generadores diesel a centrales hidroeléctricas.

Las nuevas fuentes de generación hidroeléctricas, permitirán grandes beneficios en ahorro de los costos de energía, 24 horas de abastecimiento, una solución medio

ambiental limpia y la posibilidad de crear nuevos emprendimientos productivos y mejorar la eficiencia de los existentes.

La extensión de la red eléctrica desde la fuente generadora a gas en San Pedro de Atacama hasta la localidad de Toconao, en una distancia de 45 kilómetros, es un proyecto que se estima puede ser construido en el año 2004. Tendría una gran relevancia ya que mediante esta inversión, los dos centros poblados más grandes de la comuna, quedarían conectados a la fuente de abastecimiento eléctrico de gas con un servicio las 24 horas.

5. Evaluación de los Sistemas de Generadores Diesel

Históricamente la comuna ha resuelto su abastecimiento de energía mediante sistemas de generadores diesel. Como se presentó en el punto 3, en los últimos 10 años, ha existido una cuantiosa inversión en la renovación de generadores diesel para la mayoría de los centros poblados de la comuna.

Esta estrategia representaba una opción con un bajo costo de inversión, en comparación a sistemas alternativos de minicentrales hidroeléctricas o sistemas de paneles solares. Sin embargo, los elevados costos de operación de la alternativa diesel, llevaron al municipio, en el año 1999, a planificar junto con la CNE, una estrategia alternativa de abastecimiento con minicentrales hidroeléctricas y paneles solares.

5.1. Evaluación de los Costos de Inversión de Generadores Diesel

A continuación se presenta los costos aproximados invertidos en los generadores diesel con el fin de calcular el costo por usuario.

Cuadro A.1.8: Capacidad, Usuarios y Costos de Inversión en Generadores Diesel
Localidades Comuna San Pedro de Atacama

<i>Localidad</i>	<i>KVA</i>	<i>Nº Usuarios Domiciliarios</i>	<i>Costo Generador (Mill \$ Año 2003)</i>	<i>Costo US\$</i>	<i>Costo / KVA US\$</i>
Socaire	75	70	34,3	47.619	635
Río Grande	42	33	31,5	43.689	1.040
Talabre	26	23	28,0	38.835	1.494
Cámar	13	17	24,1	33.413	2.570
Toconao	140	141	48,1	66.826	477
Peine	85	104	31,3	43.478	512
Total	381	388	197,2	273.860	719

Es importante destacar, que el costo de los generadores no se puede atribuir íntegramente a los usuarios domiciliarios, por cuanto el consumo de estos, sólo explica un 76% del consumo total, ya que el resto es consumido por las luminarias públicas, escuelas, postas y centros comunitarios.

El costo promedio de inversión por usuario domiciliario está dado entonces por $US\$273,860 * 0,76/388$, lo cual resulta un valor de US\$544 de inversión por usuario. Este valor sólo incluye el generador y sus obras civiles inmediatas, no se incorporan los costos de distribución hasta las viviendas y sus empalmes. Se estima un costo de US\$200,000 por usuario (US\$277) según este concepto, con lo cual el costo total incluida la distribución, asciende a US\$822.

5.2. Evaluación del Sistema de Operación y Mantenición

5.2.1. Modalidad de gestión operacional

El municipio es el responsable de la mantención de los equipos generadores, esto implica contratar una empresa de mantención, financiar los overall de los equipos cada 10,000 horas, las reparaciones y, en parte, subsidiar el combustible.

La comunidad usuaria en cambio se ha organizado en los denominados “Comité de Luz”, los que generalmente son organizados desde la Junta de Vecinos. Este comité es el encargado de designar y financiar al operador del sistema, comprar el combustible, fijar las tarifas y cobrar los pagos mensuales.

5.2.2. Costos de operación y subsidios

Los costos de operación y las fuentes de financiamiento de los sistemas diesel se presentan en el siguiente cuadro:

**Cuadro A.1.9: Gastos Mensuales de Operación Sistemas de Generadores Diesel
6 Localidades de San Pedro de Atacama
(Cifras en \$)**

<i>ITEM DE GASTO</i>	<i>MUNICIPAL</i>	<i>USUARIOS</i>	<i>TOTAL</i>
Servicio de Mantención a 6 poblados: Overall cada 10.000 horas o cada 5 años para 6 motores	2.100.000	0	2.100.000
Reparaciones	500.000	0	500.000
Abastecimiento de Petróleo al mes (Municipio 1200 lts - Usuarios 4.700lts)	100.000	0	100.000
4 Operadores pagados	372.000	1.457.310	1.829.310
Personal de Administración Municipal	100.000	235.000	235.000
Total costo mensual	3.172.000	1.692.310	4.864.310
Porcentaje	65%	35%	100%

Se observa que cerca de los 2/3 de los gastos son solventados por el municipio a modo de subsidio.

El consumo mensual por localidad se distribuye de la siguiente forma:

**Cuadro A.1.10: Consumos Mensuales Domiciliarios y en Luminarias
Para 6 Localidades de San Pedro de Atacama**

Poblado	N° Usuarios Domiciliarios	Consumos			Total KWh
		Domiciliario		Luminarias	
		KWh al mes por Usuario	KWh mes Total	KWh al Mes	
Socaire	70	13	910	567	1.477
Río Grande	33	15	495	120	615
Talabre	23	35	805	176	981
Cámar	17	13	221	186	407
Toconao	141	35	4.935	1.142	6.077
Peine	104	20	2.080	842	2.922
Total	388	24	9.446	3.034	12.480
Porcentaje			76%	24%	100%

En general, los municipios en Chile financian los gastos de la electricidad de las luminarias públicas, al igual que los gastos correspondientes a las escuelas y consultorios. En este caso, las luminarias sólo representan un 24 % del consumo, luego, en atención a que el municipio absorbe el 65% de los gastos estaría subsidiando un 41% más de lo que le correspondería. Visto de otra forma, los usuarios deberían cancelar el 76% de los gastos totales y sólo cancelan un 35%. Esto significa que el municipio subsidia el 54% del consumo domiciliario.

Para el municipio resulta muy oneroso financiar estos gastos, que le implican un total de US\$38 millones anuales. Es por ello, que se desarrolló una alianza estratégica con la CNE tendiente a cambiar las fuentes de abastecimiento hacia minicentrales hidroeléctricas y paneles solares.

Con las cifras anteriores es posible calcular un costo promedio del KWh, el cual se presenta en el siguiente cuadro:

Cuadro A.1.11: Gastos Operacionales Residenciales y su Costo por KWh

Gastos Total Operacional Mensual	\$4.864.310
Total Consumo mensual en KWh	12.480
Costo Unitario por KWh	\$390

Los usuarios, a su vez, sólo cancelan mensualmente un total de US\$1,692.310 para un consumo domiciliario de 9.446 KWh, lo cual representa US\$179 por KWh, valor que es cancelado vía tarifa.

En consecuencia, comparando el costo total por KWh de los sistemas diesel con el valor cancelado por KWh, vía tarifas, por los usuarios y con el valor de la tarifa que pagaría un usuario conectado de los sistemas convencionales de redes públicas (US\$700 de cargo

fijo + US\$50 / KWh, calculado sobre el consumo promedio de 24 KWh mensuales), se obtienen los siguiente valores:

Cuadro A.1.12: Comparación de Gastos de Operación de Sistemas Diesel con Red Pública Convencional

Relación	Valor KWh		Relación
	\$	US\$	
Gasto Total Sistema Diesel	390	0,54	4,9
Tarifa Diesel a los usuarios	179	0,25	2,3
Tarifa Red Pública Convencional	79	0,11	1,0

Es posible apreciar que los usuarios de sistemas diesel en las localidades rurales de San Pedro, considerando un consumo mensual promedio de 24 KWh, cancelan más del doble que los sistemas convencionales de redes. A su vez, el gasto total de los sistemas diesel representa un costo 5 veces superior a las tarifas aplicadas por los sistemas convencionales.

5.3. Evaluación por Parte de los Operadores y Usuarios

La evaluación de los usuarios se recogió mediante la encuesta presentada al final del presente anexo, la cual fue practicada a un total de 12 beneficiarios de 5 poblados, de acuerdo a la siguiente distribución:

Cuadro A.1.13: Usuarios de Sistemas Diesel Entrevistados

<i>Localidad</i>	<i>Nº Usuarios Entrevistados</i>
Toconao	3
Peine	2
Socaire	3
Cámar	2
Río Grande	2
Total	12

En cada localidad se entrevistó igualmente a los operadores de los sistemas.

Cabe hacer presente que muestra elegida no presenta representatividad estadística, en atención a que el universo total es de 318 usuarios. Sin embargo, adicionalmente a las entrevistas individuales, se validó la información recopilada con dirigentes vecinales, los operadores de los generadores y el propio municipio.

Los principales aspectos consultados fueron los siguientes.

- Funcionamiento y evaluación de la calidad del servicio.
- Mantenimiento del sistema.
- Tarifas y gastos complementarios de los usuarios.

5.3.1 Funcionamiento y evaluación de la calidad del servicio

a) Horas de funcionamiento de los sistemas

Un análisis preliminar del funcionamiento de los sistemas de generadores diesel muestra una gran diferencia entre los poblados fundamentalmente debido a las horas diarias de operación. Mientras que en la localidad de Toconao el sistema opera 10 horas diarias, en Cámar y Río Grande opera sólo 3 horas.

Cuadro A.1.14: Horas de Funcionamiento Promedio Diario

<i>Localidad</i>	<i>Horas Diarias Operación</i>
Toconao	10
Peine	6
Socaire	4
Cámar	3
Río Grande	3
Horas Promedio	5

Adicionalmente, en la medida que se dispone de combustible, algunas localidades hacen operar el sistema los sábados en la mañana para permitir a las familias lavar.

b) Utilización de sistemas de abastecimiento adicionales

La totalidad de los usuarios mencionan el empleo de sistemas adicionales de abastecimiento de energía, en particular pilas para hacer funcionar radios durante las horas donde no opera el generador. También emplean velas, aunque en una proporción e intensidad menor.

c) Disponibilidad de artefactos

En promedio cada vivienda dispone de 3,5 ampolletas, en general de 60 W. En materia de artefactos, según se aprecia en el cuadro siguiente, el 100 % de las viviendas posee televisor, con un 25% de blanco y negro y un 75 % de color. Luego, un 92 % contaba con radio, el 67 % con lavadora, un 58% con plancha y el 25 % con refrigerador. Esta situación de equipamiento se considera compatible a las condiciones socioeconómicas de la población, donde sus ingresos familiares mensuales ascendían a los US\$145,000 y un tamaño medio de 4,5 personas por vivienda.

Cuadro A.1.15: Artefactos Empleados por Usuarios de Sistemas Diesel

Artefactos	% de Usuarios con Artefactos
Radio	92%
TV B/N	25%
TV Color	75%
Plancha	58%
Lavadora	67%
Refrigerador	25%

Sólo en un caso se constató la existencia de un equipamiento productivo, consistente en una soldadora, para lo cual el usuario debió conseguir un arranque de mayor capacidad. Sin embargo, esta es una situación de excepción, por cuanto en la mayoría de las localidades estaba prohibido el uso de artefactos de alto consumo y amperaje.

d) Principales fallas de los sistemas

En general los equipos han funcionado bien. De acuerdo a la estadística presentada a continuación, durante los últimos 12 meses los equipos han fallado, en promedio en dos oportunidades, con un total de 5 días de paralización en el año. Las fallas ocurrieron fundamentalmente por reparaciones en los equipos, salvo en el caso de Río Grande, donde la comunidad no dispuso de fondos para financiar la adquisición de petróleo.

Cuadro A.1.16: Principales fallas de los Sistemas Diesel en los Últimos 12 meses

Localidad	Nº Veces	Nº Días	Causa de la falla
Toconao	2	2	Falla en el Equipo
Peine	0	0	
Socaire	3	7	Falla en el Equipo
Cámar	3	7	Falla en el Equipo
Río Grande	2	10	Falta de Petróleo
Promedio	2	5,2	

e) Evaluación de la calidad del servicio por parte de los usuarios

Los usuarios al solicitarles que le colocaran nota al servicio, califican mayoritariamente con nota 5 o superior, salvo en el caso de Río Grande, donde se le asigna una nota promedio de 2,5. Este hecho está fundado en la falta de organización del comité de luz, la inseguridad en la prestación del servicio y las pocas horas de funcionamiento (donde en algunos días el sistema opera tan sólo 2 horas).

Cuadro A.1.17: Evaluación de la Calidad de Servicio del Sistema Diesel

Localidad	Nota Promedio
Toconao	5,3
Peine	5
Socaire	5,7
Cámar	5,5
Río Grande	2,5
Total	4,8

5.3.2 *Mantenimiento de los Sistemas*

La evaluación respecto del mantenimiento se centró en el servicio que presta la municipalidad a través de un convenio con la empresa “José Araya Ingeniería”. Mediante este convenio, la empresa debe efectuar regularmente la mantención de los generadores, siendo de su responsabilidad los cambios de aceite y filtros cada 50 horas y disponer los overall de los equipos cada 10,000 horas. Debe asumir técnicamente las reparaciones

necesarias y el costo de estas los financia el municipio. En forma sistemática visita a cada localidad cada mes y medio, salvo casos de urgencia.

En atención a que la mayoría de los generadores fueron adquiridos entre los años 1996 y 1998, salvo el caso de Socaire donde se instaló el año 1994, hasta el momento no se ha necesitado realizar grandes reparaciones en los equipos. Aún cuando no han existido fallas de consideración, según se mostró en el Cuadro A.1.16, en promedio en el último año, se ha suspendido el abastecimiento durante 4 días en el año. Las causas de esto han sido pequeños problemas de mantención como cambio de empaquetadura, limpieza de filtro, cambio de fusibles, reparación de bomba inyectora, corte de correa, etc. Sólo en el caso de Peine se ha tenido que realizar una reparación mayor del regulador, falla que no ha significado la suspensión del servicio, debido a que se ha suplido con la operación del segundo generador.

La evaluación del servicio de mantención realizada por los operadores es buena asignándole una nota entre 5 y 6.

En general los sistemas han tenido un comportamiento, en cuanto a fallas, aceptable, y esto se puede verificar al observar la cantidad de reparaciones que se han realizado durante el periodo que el proyecto ha estado en operación.

5.3.3. Tarifas y Gastos Complementarios de los Usuarios

a) Tarifas

Los sistemas tarifarios mensuales aplicados en cada localidad son bastante disímiles.

Toconao: Cargo Fijo US\$800 + \$100 / KWh

Peine: Cargo Fijo US\$500 + \$100 /KWh

Socaire: US\$235 / KWh

Cámar: US\$350 por punto (enchufe - ampollita)

Río Grande: Cargo Fijo US\$800 + \$100 por punto (enchufe - ampollita)

A partir de estas tarifas, los consumos y el N° de puntos promedios por vivienda, se calcula en el cuadro siguiente los pagos mensuales y la tarifa equivalente resultante por KWh.

**Cuadro A.1.18: Tarifas Aplicadas para Generadores Diesel
Localidades de San Pedro de Atacama**

Localidad	Cargo Fijo \$	Variable \$	Consumo KWh	Nº Puntos Promedio	Tarifa Mensual \$	Tarifa \$/ KWh Equivalente	Tarifa Mensual US\$	Tarifa US\$/ KWh Equivalente
Toconao	800	100	35		4.300	123	6,0	0,17
Peine	500	100	20		2.500	125	3,5	0,17
Socaire		235	13		3.055	235	4,2	0,33
Cámar		350	13	8	2.800	215	3,9	0,30
Río Grande	800	100	15	6	1.400	93	1,9	0,13
Promedio Ponderado según N° Usuarios			23,7		3.216	147	3,9	0,22

La tarifa promedio que cancelan los usuarios es de US\$3.200 (US\$3,9), para un consumo promedio de 24 KWh al mes.

b) Gastos adicionales en fuentes de abastecimiento complementarias

Se les consultó a todos los usuarios entrevistados sobre la utilización de fuentes de abastecimiento de energía complementarias, resultando las siguientes cantidades y valores mensuales:

Cuadro A.1.19: Gasto Promedio Mensual en Fuentes de Energía Complementarias

Fuente	Unidad	Cantidad Mensual	Precio \$	Total \$	Total US\$
Pilas	Cada una	5,6	250	1.410	1,96
Velas	Paquete	0,7	375	263	0,36
Gasto Total Mensual				1.672	2,32

Mayoritariamente las pilas (baterías) son empleadas para el funcionamiento de equipos de radio, constatándose un promedio de alrededor de 6 pilas mensuales, lo que representa US\$1,400 (US\$2). Las velas, a su vez, se emplean para iluminación en aquellas horas donde no operan los equipos diesel, gastándose algo menos que un paquete al mes y representando US\$260 (US\$0,4). En suma, los usuarios debe incurrir en un costo adicional al que cancelan vía tarifa, de US\$1,700, es decir US\$2,3.

c) Gastos totales de energía incurridos por los usuarios

En el cuadro siguiente se agregan los gastos totales incurridos en la cancelación de la tarifa mensual y en las pilas y velas. Estos suman cerca de los US\$5,000 equivalentes a US\$7 al mes, donde los gastos en pilas y velas equivalen aproximadamente a un 50% de los valores cancelados vía tarifas.

Cuadro A.1.20: Gasto Total Incurrido por Usuarios de Sistemas Diesel

Fuente	Gasto Total Mensual	
	\$	US\$
Tarifa Sistema Diesel	3.234	4,5
Pilas	1.410	2,0
Velas	263	0,4
Total	4.907	6,8

De esta forma, al comparar esta cifra de US\$6,8 mensuales con los gastos que incurriría un usuario hipotético de un sistema de abastecimiento eléctrico convencional de redes, con un consumo de 24 KW, lo que asciende a los US\$2,6 mensuales, se aprecia la gran diferencia de costo para los usuarios de sistemas diesel, quienes para este caso tienen un costo 2,6 veces superior.

Si a los US\$6,8 cancelados por los usuarios, se les agrega el subsidio municipal de US\$5,3 mensuales, el costo real mensual por beneficiario residencial es de US\$12,1 mensuales.

d) Evaluación del gasto en energía por parte de los usuarios

Según se aprecia en el cuadro siguiente, un 83% de los usuarios califican el gasto por electricidad como apropiado o bajo, lo cual implica que están de acuerdo con incurrir en los gastos señalados en función del servicio que reciben.

Cuadro A.1.21: Calificación del Gasto incurridos por los Usuarios de Sistemas Diesel

Calificación	Porcentaje
Bajo	33%
Apropiado	50%
Excesivo	17%
Total	100%

6. Evaluación de los Sistemas de Paneles Fotovoltaicos

El censo del año 2002 constató la existencia de 103 paneles solares en la comuna. A su vez, el municipio registra la entrega desde el año 2004, de un total de 145 paneles. Esta diferencia se debe a posibles errores de registro y a que algunas viviendas se conectaron al sistema de abastecimiento de San Pedro.

Para fines de evaluación se empleó la misma encuesta que la practicada para los sistemas diesel, presentada en el Anexo 1. En total se encuestaron a 7 usuarios de acuerdo a la siguiente distribución geográfica.

Cuadro A.1.22: N° de Usuarios de Sistemas Fotovoltaicos Entrevistados

Localidad	N° Usuarios Entrevistados
Ayillos aledaños a San Pedro	3
Alrededores de Socaire	3
Río Grande	1
Total	7

Las viviendas ubicadas en las inmediaciones de San Pedro hacían uso de sus paneles desde el año 1994, con lo cual llevaban 9 años de operación. En el caso de Socaire y Río Grande los sistemas fotovoltaicos instalados datan del año 1999, es decir, tan sólo presentan 4 años de uso.

Los sistemas instalados son de similares características técnicas: tienen una potencia máxima de 50 W y suministran un voltaje de 12 V. Permiten abastecer 4 tubos fluorescentes de 10W cada uno y un enchufe al cual se puede conectar un artefacto tipo radio o televisor en blanco y negro, con la limitante de tener que usar equipos de 12 V.

6.1. Evaluación de los Costos de Inversión

Se cuenta con los registros de los costos de inversión para los paneles fotovoltaicos instalados en el año 1999. En dicha fecha se instalaron 37 paneles con un costo total de 24 millones de pesos financiado, a modo de subsidio, por el Fondo Nacional de Desarrollo Regional, FNDR. Cada usuario solventó una suma de US\$30,000 por concepto de mano de obra de instalaciones de los sistemas.

De esta forma el costo unitario por panel instalado asciende a los US\$1,300 por solución, quedando financiado de la siguiente forma:

Cuadro A.1.23: Costos de Inversión y sus Fuentes de Financiamiento
Sistemas Fotovoltaicos

Fuente de Financiamiento	Inversión \$	Inversión en US\$	Porcentaje
Monto de Subsidio	648.649	1.264	96%
Monto Financiado por Usuario	30.000	58	4%
Monto Total	678.649	1.323	100%

Nota: Tasa de Cambio 513 \$/US\$ Agosto año 1999

6.2. Evaluación del Sistema de Operación y Mantenimiento

6.2.1. Modalidad de gestión operacional

Los propios usuarios tienen la responsabilidad total de la mantención de los equipos, esto implica que ellos deben financiar las eventuales reparaciones necesarias y los gastos de reposición de sus componentes, entre ellos, la batería, los reguladores y los tubos fluorescentes.

6.2.2. Costos de operación

Desde el momento que no existe una empresa que realiza la mantención de los equipos, no existe un cobro mensual por concepto de operación, en consecuencia se consignarán los costos incurridos por los usuarios por concepto de cambio de baterías, tubos fluorescentes, reguladores y reparaciones menores. Los costos de operación de los sistemas de paneles solares se presentan en el siguiente cuadro:

Cuadro A.1.24: Gastos Mensuales de Operación Sistemas Fotovoltaicos

Localidades de San Pedro de Atacama
(Cifras en \$ y US\$)

Componente	Costo \$	Duración Años	Costo Mensual Equivalente	
			\$	US\$
Batería	90.000	4	1.875	2,6
Tubo Fluorescente	1.200	3	33	0,0
Regulador	90.000	10	750	1,0
Reparaciones Menores	30.000	4	625	0,9
Total Gasto			3.283	4,6

Tasa de Cambio: US\$720 a Junio 2003

En relación al cambio de baterías hay que consignar que muy pocos usuarios la cambian por baterías de ciclo profundo, en cambio, han decidido por recomendaciones entre los vecinos, emplear baterías de camión de 150 Amperes, la cual tiene un costo menor cercano a US\$80,000.

Aún cuando ningún usuario señaló que hubiere tenido la necesidad de cambiar el regulador, se ha considerado prudente contemplar un cambio del mismo cada 10 años.

Se consigna que el costo mensual es superior a los costos que deben cancelar usuarios de sistemas convencionales e inferior a los que actualmente cancelan los usuarios de sistemas diesel.

6.3. Evaluación por Parte de los Usuarios

6.3.1 Funcionamiento y evaluación de la calidad del servicio

a) Horas de funcionamiento de los sistemas

La gran mayoría de los encuestados señaló una disponibilidad plena de los sistemas las 24 horas del día. Sólo un usuario, que había instalado el panel el año 1998, es decir, hace cinco años, estaba con su batería semi agotada. Según esto disponía de luz hasta las 21 horas en la noche con lo que quedaba sin luz, de acuerdo a sus hábitos familiares, alrededor de 1 hora y media al día. Este problema se soluciona con la compra de una nueva batería.

Este buen funcionamiento de los sistemas se debe en parte a la excelente radiación solar existente en la comuna de San Pedro de Atacama.

b) Utilización de sistemas de abastecimiento adicionales

No hubo mención del empleo de pilas y solo se menciona el empleo de velas en el caso de la vivienda que tenía su batería agotada.

c) Disponibilidad de artefactos

En promedio cada vivienda dispone de 4 tubos fluorescentes eficientes de 10 W. En materia de artefactos, según se aprecia en el cuadro siguiente, el 86 % de las viviendas tenían conectados al sistema un equipo de radio, y el 58 % un televisor, donde un 50% era en blanco y negro de 12 V, un 25 % a color de 12 V y un 25% a color de 220V.

Resulta destacable el hecho que los usuarios hayan conectado televisores a color de 220V por cuanto esto implica que han debido invertir, por su propia cuenta, en inversores con un costo aproximado de US\$90,000.

Cuadro A.1.25: Disponibilidad de Artefactos conectados a Sistemas Fotovoltaicos

Artefactos	Porcentaje de Usuarios con Artefactos
Radio	86%
TV B/N 12V	28,6%
TV Color 12V	14,4%
TV Color 220V	14,4%

d) Principales fallas de los sistemas

Las familias encuestadas no detectaron fallas de importancia en los equipos. Solamente debieron cambiar los fusibles en varias oportunidades. En dos casos señalaron como fallas la insuficiencia de la batería y que un tubo fluorescente se había quemado. Por cierto este tipo de eventos son plenamente normales dentro de los sistemas fotovoltaicos.

e) Evaluación de la calidad de los sistemas por parte de los usuarios

Los usuarios, al solicitarles que le colocaran nota al servicio prestado por los paneles fotovoltaicos, lo califican de excelente asignándoles mayoritariamente una nota 6 o superior. La distribución de la nota en cada localidad se presente en el cuadro siguiente.

Cuadro A.1.26: Evaluación de la Calidad de los Paneles Fotovoltaicos

Localidad	Nota Promedio
Ayllos aledaños a San Pedro	7
Alrededores de Socaire	6,7
Río Grande	6
Promedio Ponderado	6,7

5.3.2 *Mantenimiento de los sistemas*

La evaluación respecto del mantenimiento se realizará en función a la realidad constatada por el entrevistador en las propias viviendas. Se recuerda que los sistemas son mantenidos por los mismos usuarios.

Todos los usuarios recibieron una charla técnica al momento de la entrega de los sistemas, y de acuerdo a lo constado, los sistemas se encontraban en excelentes condiciones técnicas. A pesar de lo anterior hay que señalar los siguientes problemas detectados:

Cerca de un 60% de las personas que debieron cambiar sus baterías lo hicieron con batería normales de camión (12 Volts y 150 Amperes), ya que desde su punto de vista daban mejores resultados en cuanto a duración y tenían un costo levemente inferior (US\$80.000 contra \$90.000). También influyó el hecho de que las baterías comunes son de más fácil adquisición. La conexión de baterías comunes conlleva a una mala operación de los equipos y se exponen a futuras fallas en los reguladores.

En un caso encuestado, el usuario llevaba 2 meses con su batería agotada, lo que le implicaba disponer de menos horas de luz. Sin embargo, no tenía claro el diagnóstico de cual era la causa del menor rendimiento. Al señalarle que su falla era la batería, el usuario clarificó la necesidad de tener que comprar una por primera vez.

Los ingresos mensuales de las familias encuestadas ascienden a US\$130.000 (US\$34.000 per cápita) pero con una gran dispersión. Luego es posible que, al tener que realizar el cambio de las baterías, algunas familias no se encuentren con los recursos monetarios disponibles para efectuar el correspondiente reemplazo.

Existe desconocimiento de donde se pueden comprar las baterías. En la localidad de Salor, se juntaron 6 familias para efectuar la compra en Santiago, otros lo hicieron en forma individual comprando en Calama, por último la mayoría decidió comprar una batería común y corriente, sin las especificaciones técnicas adecuadas que ameritaba el equipo.

d) Evaluación del gasto en energía por parte de los usuarios

El 100 % de los usuarios encuestados, cuando se le consultó respecto de su evaluación sobre el gasto incurrido en la operación de los paneles solares, frente a las alternativas: bajo, apropiado o excesivo, señaló que este era “bajo”. Sin embargo, esta estadística está distorsionada desde el momento que sólo un 57% de las familias encuestadas había tenido que incurrir en los gastos de cambio de sus baterías. El resto de las familias, que disponían de sistemas con menos de 4 años de uso, aún no habían necesitado reemplazar su batería. Esta evaluación debiera realizarse una vez que los equipos hayan cumplido más años de operación y, es probable, como se señaló anteriormente que algunas familias estén limitadas para absorber los gastos de recambio de batería.

7. Evaluación de las Minicentrales Hidroeléctricas

A continuación se realizará una evaluación preliminar en relación a las minicentrales hidroeléctricas que están próximas a construirse en las localidades de Socaire, Talabre y Río Grande. Esta evaluación se realizó en base al proyecto presentado por la Dirección de Obras de la Municipalidad de San Pedro de Atacama al Fondo de Desarrollo Regional FNDR y sus correspondientes evaluaciones socioeconómicas⁴.

Fundamentalmente se constatarán los costos de inversión y de operación consignados para el proyecto evaluado.

7.1. Evaluación de los Costos de Inversión de Minicentrales Hidroeléctricas

A continuación se presenta los costos de inversión presupuestados, que incluyen los equipos y obras civiles, de las tres localidades que incorpora el proyecto.

**Cuadro A.1.27: Costos de Inversión Totales y Unitarios por KW
Minicentrales Hidroeléctricas**

Poblado	Potencia Máxima (KW)	Costo Inversión (\$)	Costo por KW (\$)	Costo / KW (US\$)
Socaire	80	142.000.000	1.775.000	2.518
Río Grande	50	161.000.000	3.220.000	4.567
Talabre	15	48.000.000	3.200.000	4.539
Total	145	303.000.000	2.089.655	2.964

Fuente: Proyecto Construcción Microcentrales Hidráulicas de Generación Eléctrica Comuna San Pedro de Atacama, Dirección de Obras, 2002.

Tasa de cambio: US\$705.

Los valores analizados para una muestra total de 22 proyectos en las regiones IX y X del sur de Chile, según las cifras proporcionadas por el estudio “Cartera de Proyectos de Autogeneración en Zonas Rurales en base a centrales Minihidráulicas” del Dpto. de Ingeniería Mecánica de la Universidad Federico Santa María en 1995, señalan valores promedio de US\$2,700 por KW para centrales de potencia de alrededor de los 50 KW y US\$5,700 para centrales del orden de los 15 KW.

Bajo este patrón de comparación, la central de Socaire, con una potencia de diseño de 80 KW, presentaría un valor en el entorno de la muestra señalada. Talabre estaría con un valor por debajo de la muestra y, finalmente, Río Grande excedería el valor promedio. El costo para Río Grande sobrepasa el rango típico debido a que la inversión en obras civiles requerida supera el rango normal.

Cabe hacer presente que el proyecto se evaluó socialmente como un todo, es decir, agrupando los costos y beneficios derivados de las tres microcentrales. Es así como los

⁴ Construcción de Microcentrales Hidráulicas de Generación Eléctrica Comuna de San Pedro de Atacama. Dirección de Obras.

beneficios sociales evaluados para el conjunto se distribuyen de acuerdo a los siguientes conceptos:

Cuadro A.1.28: Beneficios Sociales Contemplados en Proyecto de Minicentrales Hidroeléctricas

Tipo de Beneficio Social	Beneficio Anual Millones \$	Porcentaje
Mayor Consumo Domiciliario y Precio	9,4	18%
Ahorro en Operación de Alumbrado Público	18,8	35%
Beneficios Sociales Productivos	25,2	47%
Beneficios Sociales Totales	53,5	100%

El proyecto de las minicentrales hidroeléctricas basa su rentabilidad social fundamentalmente en los beneficios derivados de las actividades productivas agrícolas que se generarán fruto de una operación de 24 horas diarias y el menor costo de operación de los nuevos sistemas. Se plantea mejorar los rendimientos de las actuales hortalizas (habas y ajos) mediante sistemas de riego tecnificado y pequeñas bombas de impulsión anexando una planta de procesamiento de ajos. Por otra parte se plantean mejoras en las explotaciones ganaderas de camélidos y ovinos mediante la implantación del cultivo de alfalfa y mediante el empleo de equipos de esquiladoras, congeladores, refrigerador de vacunas, ventiladores de corrales y incubadora.

El proyecto plantea, en consecuencia, el gran desafío de incorporar un plan de desarrollo agrícola asociado a la nueva fuente energética, lo que en la medida que se logren los beneficios planificados redundaría en un mejoramiento en las condiciones de vida de las familias rurales beneficiadas por el proyecto.

Para evaluar los costos de inversión por usuario residencial es necesario descontar los consumos estimados para el servicio de luminarias públicas en calles, los consumos de servicios educacionales, de salud y comunitarios y aquellos consumos de tipo productivos. A partir de las cifras señaladas en el estudio de preinversión, se proyecta que los consumos residenciales equivaldrían a un 54% del total proyectado. Este porcentaje se ha aplicado al costo total de inversión para calcular el costo de inversión equivalente para los consumos residenciales de los usuarios. Estas cifras se presentan en el siguiente cuadro:

**Cuadro A.1.29: Costo de Inversión por Usuario Residencial
Sistemas de Centrales Hidroeléctricas**

Poblado	Costo Inversión Residencial (\$)	N° de Usuarios Residenciales	Costo por Usuario (\$)	Costo por Usuario (US\$)
Socaire	24.960.000	70	356.571	506
Río Grande	73.840.000	33	2.237.576	3.174
Talabre	83.720.000	23	3.640.000	5.163
Total	157.560.000	126	1.250.476	1.774

Fuente: Proyecto Construcción Microcentrales Hidráulicas de Generación Eléctrica Comuna San Pedro de Atacama, Dirección de Obras, 2002.

Tasa de cambio: US\$705

Se aprecia un valor extremadamente bajo para los usuarios de Socaire y relativamente alto para los usuarios de Río Grande y Talabre, explicando la gran economía de escala que presenta este tipo de proyectos.

7.2. Evaluación de los Costos de Operación y Mantenimiento Projectados

De acuerdo al proyecto se plantea reforzar la estructura operacional de los nuevos sistemas en comparación al modelo actual de los sistemas de generadores diesel.

Para Socaire se contempla la contratación de un administrador y un operador en atención a su tamaño y, para Río Grande y Talabre, la contratación de un operador y lector de consumos en cada sistema. Los costos de mantenimiento y reparaciones se estiman anualmente en un 2,2 % de la inversión, prorrateados en un 1,5% por concepto de mantenimiento, un 0,5% por concepto de reparaciones y un 0,2% para imprevistos. Considerando estos costos se proyectan las siguientes tarifas.

Cuadro A.1.30: Tarifas a ser aplicadas para Sistemas de Minicentrales Hidroeléctricas

Poblado	Consumo Año 1 KWh mensual	Tarifas en \$		Costo Mensual \$	Costo Mensual US\$
		Cargo Fijo	Variable/KWh		
Socaire	24,1	2.386	30	3.109	4,3
Río Grande	30,2	2.424	44	3.753	5,2
Talabre	30,2	3.478	44	4.807	6,7
Promedio Ponderado	26,8	2.622	36	3.588	5,0

Se aprecia una importante disminución de los costos operacionales proyectados para los sistemas de minicentrales hidroeléctricas, en comparación con los actualmente incurridos por los sistemas de generadores diesel. De hecho, comparando consumos similares, los costos operacionales mensuales de los sistemas hidráulicos disminuirían a un 35 % de los incurridos actualmente con los generadores diesel.

8. Conclusiones

- La estrategia de electrificación emprendida en la comuna de San Pedro de Atacama ha permitido una reducción significativa del déficit de cobertura de electrificación rural desde un 38 % en el año 1982 hasta tan sólo un 4 % en la actualidad.
- Se observa una mejoría en la calidad del servicio debido a las inversiones en nuevos equipos de generación diesel y la llegada del gas natural.
- Con el abastecimiento de generadores a gas se ha permitido llegar a las 24 horas de abastecimiento para San Pedro y sus alrededores.
- Los sistemas de generación a gas han permitido una disminución los costos operacionales debido a que el gas natural es más barato que el petróleo diesel. El gas natural genera una menor contaminación que el petróleo diesel por tanto representa un sistema mas amable con el medio ambiente.
- Hacia fines del presente año se materializarán los proyectos de Minicentrales Hidroeléctricas para 3 localidades, con lo cual se estaría en condiciones de disponer para casi la totalidad de la comuna de un abastecimiento seguro las 24 horas al día. Estos proyectos están acompañados de inversiones productivas para poder crear nuevos emprendimientos y mejorar la productividad de los existentes.
- Los Paneles Fotovoltáicos en la comuna de San Pedro se han comportado en forma excelente y sin la necesidad de una empresa de operación y mantención. Una buena parte de los paneles lleva casi 10 años operando en buenas condiciones.
- Hay que destacar el buen diseño de la alternativa técnica empleada, lo cual ha minimizado las fallas de los equipos.
- El recambio de las baterías ha sido deficiente, debido a que se emplean baterías normales y no las de ciclo profundo que son las recomendadas técnicamente.
- Por la razón anterior, los usuarios debieran tener una información calificada al momento de tomar la decisión de cambiar sus baterías. Se requiere que se les informe los tipos de baterías compatibles con los equipos, sus costos y alternativas de lugares donde adquirirlas.
- Con respecto a los sistemas de generadores diesel, estos son evaluados positivamente por los usuarios, salvo en una comunidad donde su nivel de organización es insuficiente. Los sistemas no son autosustentables en su operación, debiendo el municipio financiar el 54 % de los costos totales.

ENCUESTA EVALUACIÓN DE LOS USUARIOS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS NO CONVENCIONALES

I. INFORMACION GENERAL

1. Fecha de Entrevista: _____
2. Nombre Entrevistador: _____
3. Comuna: _____ 4. Localidad: _____
5. Nombre Entrevistado: _____
6. Edad: _____ 7. Sexo:
Masculino _____
Femenino _____

II. CARACTERÍSTICAS DEL HOGAR

1. ¿Quién desempeña la función del Jefe de Hogar?

1. Padre
2. Madre
3. Hijo
4. Otro

2. Edad del Jefe del Hogar: _____

3. Grado de Instrucción del Jefe de Hogar

1. Sin instrucción
2. Básica Incompleta
3. Básica Completa
4. Secundaria incompleta
5. Secundaria Completa
6. Educación Superior

4. Números de miembros del Hogar: _____

5. ¿Cuales son los ingresos mensuales de todos los miembros del hogar?

1. Subsidio Monetarios \$ _____
2. Honorarios y Sueldos \$ _____
3. Venta de productos \$ _____
4. TOTAL MENSUAL \$ _____

III. SISTEMA DE ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO

1. ¿Qué tipo de Sistema tiene? 2. Año de Instalación
- | | | | |
|---------------------------------|-----|--|-------|
| 1. Red Eléctrica Convencional | ___ | | _____ |
| 2. Sistema Fotovoltaicos | ___ | | _____ |
| 3. Generador Diesel Colectivo | ___ | | _____ |
| 4. Generador Diesel Individual | ___ | | _____ |
| 5. Sistemas Eólicos | ___ | | _____ |
| 6. Microcentral Hidroeléctrica: | ___ | | _____ |
| 7. Otro _____ | ___ | | _____ |
3. Potencia Instalada _____ Watt 4. Voltaje: _____ V
5. ¿Cuántas horas al día tiene electricidad?
- | | |
|---------------------|-----|
| 1. 24 horas | ___ |
| 2. 12 horas | ___ |
| 3. 8 horas | ___ |
| 4. 4 horas | ___ |
| 5. menos de 4 horas | ___ |

IV. SISTEMA DE MANTENCION

1. ¿Qué institución realiza la mantención de sus instalaciones?
- | | | |
|-------------------------------|-----|----------------------|
| 1. Empresa Privada | ___ | |
| 2. Municipio | ___ | |
| 3. Empresa Estatal | ___ | |
| 4. Técnico Particular estable | ___ | |
| 5. Ninguno | ___ | Pase a Pregunta N° 7 |
2. Describa el tipo de mantención que recibe por parte del encargado del servicio
- | | |
|-------------------------------|-----|
| 1. Reposición de Equipos | ___ |
| 2. Reposición de Baterías | ___ |
| 3. Cambio de Ampolletas | ___ |
| 4. Reparaciones a los equipos | ___ |
3. Desde que se le conectó el sistema, indique:
¿Cuántas veces ha tenido que venir el encargado para efectuarle reparaciones?
- N° de Veces : _____

4. Desde que se le conectó el sistema, indique:
¿Cuántas veces ha tenido que cambiar las partes del sistema?

- N° de Veces: _____

5. ¿Cuánto cancela usted mensualmente por el servicio de mantención?

1. \$ _____ 2. ¿Cada cuántos meses le cobran? _____

6. Evalúe mediante una nota de 1 a 7 la calidad del servicio de mantención que recibe

- NOTA: _____

Si la nota es inferior a 4 indique las razones del mal servicio:

7. ¿Cómo logra usted mantener los equipos (Respuesta Abierta)?

8. Indique cuales de los siguientes problemas se le presentan a usted en la mantención de los equipos

- 1. No hay técnicos que reparen los equipos _____
- 2. No hay repuestos _____
- 3. Los repuestos son muy caros _____
- 4. Los repuestos no son accesibles fácilmente _____
- 5. No tengo recursos para reparar _____
- 6. En general no he tenido mayores problemas _____

V. CARACTERIZACIÓN DEL CONSUMO

1. ¿Sigue usted empleando alguno de estos sistemas de energía para iluminar?

- Pilas _____
- Velas _____
- Baterías _____
- Petroleo _____

- Bencina —
 - Gas —
 - Otro
-

2. ¿Qué tipo de artefactos eléctricos tiene en el hogar?

EQUIPO - ARTEFACTO	Nº	Watt promedio	Horas de uso Promedio Diario	Frecuencia de Uso (1)	Observaciones
Nº total de enchufes					
Nº total de ampolletas					
Ampolleta eficiente					
Tubo fluorescente bajo consume					
Ampolleta incandescente					
Ampolleta de automóvil					
Radio - Equipo de sonido					
Televisión B/N					
Televisión Color					
Computador					
Plancha					
Hervidor					
Refrigerador					
Lavadora					
Microondas					
Extractor Eléctrico					
Maquina Eléctrica de Cocer/Tejer					
Congelador – Freezer					
Motobomba					

Motosierra industrial					
Otro					
Otro					

NOTA 1: FRECUENCIA DE USO: 1: DIARIO 2. INTERDIARIO 3: SEMANAL 4: OCACIONAL

V. GASTO PROMEDIO MENSUAL DE CONSUMO DE ENERGÍA EN EL HOGAR

Tipo	Unidad	Cantida d	Precio Unitario \$	Cada Cuántos Meses	Total Promedio Mensual
Tubo Fluorescente Bajo Consumo	Unid.				
Ampolleta Eficiente	Unid.				
Tubo Fluorescente Normal	Unid.				
Ampolleta Auto	Unid.				
Baterías	Carga				
Petróleo	Litros				
Gas	Kg.				
Bencina	Litros				
Otro					

VI. NIVEL DE SATISFACCIÓN

1. ¿Cuál es el principal beneficio del sistema actual? (sólo se debe marcar una opción)

- 1. En este lugar no hay otro sistema posible _____
 - 2. Funciona bien _____
 - 3. Es de bajo costo _____
 - 4. Es simple de utilizar _____
 - 5. No le ve mayor beneficio _____
 - 6. Otro _____
- Cual: _____

2. Evalúe con nota de 1 a 7 el sistema actual de abastecimiento eléctrico NOTA: _____

Si lo califica con nota menor 4 indique porque:

3. Lo que cancela o gasta mensualmente por electricidad es:

- 1. Bajo _____
- 2. Apropiado _____
- 3. Excesivo _____

4. ¿Cuál es el principal problema del sistema de energía actual? (sólo marcar una opción)

- 1. Ilumina mal o poco _____
- 2. Es de alto costo _____
- 3. Es complejo de utilizar _____
- 4. Otro, Cual _____

¿Porqué?:

5. ¿Cuántas veces en los últimos 12 meses quedó usted sin abastecimiento de electricidad?

- Número de veces _____
- Tiempo promedio de cada falla _____(días)

6. Indique las razones principales por las cuales se quedo sin electricidad

FOTOVOLTAICO

- 1. Falla en el Panel _____
- 2. Falla en la Batería _____
- 3. Falla en el Regulador _____
- 4. Falla en el Inversor _____
- 5. Falta de Luz Solar _____
- 6. Falla General del Sistema _____
- 7. Cuenta sin cancelar _____

GENERADOR y/o MINICENTRAL

- 1. Falla en la Red _____
- 2. Falla del Equipo _____
- 3. Falta de combustible _____
- 4. Falta de Agua _____
- 5. Cuenta sin cancelar _____

7. ¿Qué artefactos no puede usted utilizar correctamente?:

- 1. Radio _____
- 2. TV Color _____
- 3. TV B/N _____
- 4. Otro _____ ¿Cuál? _____

8. ¿Ha realizado por su cuenta modificaciones al sistema Fotovoltaico original?

- 1. Cambio de Batería de ciclo profundo a Batería de auto _____
- 2. Eliminación del Regulador o fusible _____
- 3. Cambio de luminarias originales a ampolletas tradicionales _____
- 4. Otra _____
- ¿Cuál? _____

Anexo 2

Análisis de los Paneles Fotovoltaicos en la Comuna de Curepto

1. Introducción

La comuna de Curepto está ubicada en la VII región del Maule, en el noroeste de la provincia de Talca. Limita al norte con el río Mataquito y la provincia de Curicó; al sur con la comuna de Constitución y el río Huenchullamí; al oriente con la comuna de Pencahue; y al poniente con el Océano Pacífico, siendo su ubicación a nivel de los 35° 06" latitud sur y 72° 0" longitud W con una proximidad de unos 16 kilómetros en línea recta al litoral



Su población, según el Censo de Población y Vivienda del año 2002, es de 12.285 habitantes, dispersos en una superficie de 1.081. km². Su economía se basa fundamentalmente en el desarrollo de actividades forestales, agricultura y en menor grado de la ganadería, destacándose en el ámbito agrícola la producción de leguminosas, tales como: lentejas, garbanzos y porotos.

El presente documento presenta un análisis de la situación actual de electrificación rural de la comuna, específicamente lo relacionado con proyectos fotovoltaicos.

2. Evolución de la Cobertura Comunal

Curepto cuenta actualmente con 3,094 viviendas ocupadas de las cuales un 29% son urbanas, es decir presenta una ruralidad de un 71%.

Un análisis de los 10 últimos años permite verificar un avance importante en cuanto a cobertura eléctrica en la comuna de Curepto. De acuerdo con la información contenida en el Censo de Población y Vivienda de 1992, en ese año, la comuna contaba con un total

de 2,246 viviendas rurales ocupadas, de las cuales, 723 contaban con suministro eléctrico de algún tipo, es decir, la cobertura alcanzaba a un 32%.

Actualmente, conforme a los datos del Censo de Población y Vivienda del año 2002, la comuna cuenta con un total de 2,200 viviendas rurales ocupadas (46 menos que hace 10 años), de las cuales 1,785 tienen algún tipo de suministro eléctrico, es decir la cobertura alcanza a 81%. Como se puede apreciar, en 10 años la cobertura se ha incrementado en aproximadamente un 50%.

Del total de viviendas electrificadas, el 95% corresponde a electrificación con red convencional, mientras que un 1,4% lo está con generadores diesel o bencineros y un 3,6% con sistemas fotovoltaicos. Quedan por electrificar aun 415 viviendas.

3. Principales Proyectos en Ejecución y en Etapas de Preinversión

3.1 Proyectos Ejecutados y en Ejecución

3.1.1. Sistemas Fotovoltaicos

En la comuna de Curepto, en el año 1997 se ejecutó el proyecto denominado "Instalación, suministro y mantención sistema fotovoltaico sectores Población y Hualmapu" que permitió el abastecer de electricidad a 74 viviendas y 71 en la comuna de Pencahue

El costo del proyecto fue de US\$91.038,000 (noviembre de 1996), equivalentes a US\$257,757. Con ello el costo por solución fue de US\$1,494/solución.

Al mismo tiempo, el contrato firmado entre la municipalidad y la empresa que se encargaría de la operación y mantención de los sistemas, estableció una tarifa mensual de 3,800 \$/vivienda-mes (US\$9/vivienda-mes)

3.1.2. Extensión de redes

Actualmente el principal proyecto que se encuentra en ejecución, conforme a lo informado por los técnicos y profesionales de la municipalidad de Curepto, es la electrificación de Estancilla, con una inversión de US\$146,918⁵, localizado en el lado sur de la comuna, que abastece de electricidad a más de 140 familias.

3.2. Proyectos en etapas de Preinversión

Adicionalmente, se encuentran presentados para postulación a financiamiento 9 proyectos⁶. Estos son:

⁵ Tipo de cambio: 720 \$/US\$

⁶ Información entregada por la CNE en base a encuesta realizada.

Cuadro A.2.1: Proyectos de Extensión de Redes Postulados a Financiamiento

Nombre del proyecto	Cantidad de Viviendas	Km. MT	Km. BT	Inversión (US\$)	Costo x solución (US\$/sol.)
Huelón	19	0,862	2,34	\$ 20.442	\$ 1.076
Barrio Alto Gallego	8	0,248	1,11	\$ 10.244	\$ 1.281
Limávida	62	10,25	9,93	\$ 104.668	\$ 1.688
Hualmapu (*)	50	18,67	9,94	\$ 91.278	\$ 1.826
Población (*)	46	17,93	8,56	\$ 91.439	\$ 1.988
Macal	3	0,415	0,33	\$ 7.774	\$ 2.591
El Molino	5	1,66	0,54	\$ 13.889	\$ 2.778
La Vaquera	2	1,1	0,015	\$ 7.194	\$ 3.597
Pupilla	1	0,57	0,12	\$ 5.438	\$ 5.438
TOTAL	196	51,71	247,71	\$ 352.365	\$ 1.798

(*) Localidad actualmente abastecida con sistemas fotovoltaicos

Como se puede observar, el costo por solución varía de manera importante, el mejor ejemplo es el caso de Pupilla, donde sin estar tan lejos de la línea el costo es altísimo, ya sea por la topografía del lugar u otra variable.

Además cabe hacer notar que, si se considera el monto máximo que la región está subsidiando por proyecto, equivalente a US\$1,400 por solución, la probabilidad de financiamiento real, en el corto plazo, de estos proyectos es relativamente baja con la excepción de los dos primeros proyectos del Cuadro A.2.1.

3.3. Localidades Sin Proyectos

En la actualidad la municipalidad ha identificado otros 11 sectores los cuales se encuentran sin proyecto. Estos son:

Cuadro A.2.2: Localidades sin Proyecto

Nombre del proyecto	Cantidad de Viviendas	Km. MT	Km. BT
Loma Blanca y Otros	15	4	s/i
Los Treiles - Angostura	20	2,3	s/i
Llaca-Llaca Traiguén	12	1	s/i
Quebrada de Ramírez	13	1,2	s/i
La higuera Junquillos	2	2,3	s/i
Huelón Alto	5	2,5	s/i
El Durazno - Betas Azules	5	3,2	s/i
Los bajos de Gualleco	3	1,8	s/i
Constantué	3	s/i	1,2
La Peña	1	s/i	s/i
Población	1	s/i	s/i
TOTAL	80	18,3	1,2

Conforme con el Cuadro A.2.2, se han identificado 80 viviendas que ni siquiera cuentan con proyecto, las que sumadas a las 196 que se encuentran con proyectos presentados⁷, abarcan sólo una parte del total del déficit, número que alcanza a las 415. Es decir aun quedan por identificar 139 viviendas sin electricidad para incorporarlas a un proyecto.

4. Estrategia de Abastecimiento para la Población no Cubierta

Sobre la base de los resultados obtenidos a partir del análisis realizado, es posible plantear como una estrategia de abastecimiento para la población no cubierta los siguientes elementos:

Se deberá avanzar con proyectos de extensión de red todo cuanto sea posible y mientras las condiciones técnicas y económicas así lo permitan.

Si se considera que el límite máximo de costo por solución, que arroja un VAN social igual o superior a cero, podría ubicarse entre los US\$2,000 y 2,500/solución, entonces de la cartera de 9 proyectos presentados que se mostró en el Cuadro A.2.1, 5 de ellos tendrían posibilidad de financiamiento en el futuro.

Quedarían entonces, una cantidad de viviendas cuya probabilidad de acceso a la red sería muy remota y es, en estos casos, donde debiera pensarse en una solución con sistemas fotovoltaicos

La posibilidad de implementar estos proyectos con otras tecnologías es casi nula, por cuanto los generadores diesel son de un costo muy elevado⁸, la zona no tiene buen recurso de viento, lo que elimina la posibilidad de generadores eólicos, y el recurso hidráulico es insuficiente como para pensar en pequeñas centrales hidroeléctricas.

5. Evaluación de los Sistemas Fotovoltaicos (FV)

Como se mencionó anteriormente, los sistemas FV localizados en Curepto se agrupan en torno a un proyecto ejecutado en el año 1997, y que fue realizado en forma conjunta entre el Gobierno Regional de la Séptima Región y las municipalidades de Curepto y Péncahue.

El proyecto original permitió abastecer de electricidad con sistemas fotovoltaicos a 71 viviendas de la localidad Cancha Quillay en la comuna de Péncahue y a 74 viviendas individuales de las localidades de Población y Hualmapu de la comuna de Curepto. Actualmente este proyecto, con algunas viviendas adicionales se encuentra postulando al subsidio para tener electricidad mediante la red eléctrica convencional.

⁷ No se consideran en este número las de Hualmapu y Población dado que actualmente se encuentran con sistemas FV.

⁸ La condición de aislamiento y poca concentración de las viviendas faltantes no permiten el uso de grupos generadores colectivos, lo que obliga a pensar en soluciones individuales de altísimo costo.

Para efectos de la evaluación se realizaron entrevistas con las siguientes instancias:

- Gobernación Provincial de Talca, entrevista con María Clemencia Gajardo
- Ilustre Municipalidad de Curepto, entrevista con Luis Navarro, Secretario Municipal
- Empresa Emelectric, entrevista con Flavio López, representante comercial

Adicionalmente se realizó una encuesta en terreno a los habitantes del proyecto "Población". Este proyecto originalmente estaba compuesto por 34 beneficiarios, de los cuales fueron entrevistados 7. Actualmente están con suministro 29 viviendas y la escuela (4 de ellos ya no se encuentran en el lugar y se les retiraron o desconectaron los sistemas).

5.1. Antecedentes Generales

El proyecto se encuentra bajo la administración de la empresa Emelectric S.A. Esta empresa es la principal y única distribuidora de electricidad de la comuna. Como se mencionó anteriormente, originalmente el proyecto abastecía de electricidad a 33 viviendas y a la escuela. Para ello se instalaron sistemas compuestos por dos paneles fotovoltaicos de 75 Wp cada uno, batería de ciclo profundo, regulador e inversor, el que permite entregar un suministro en 220 volts (V). Las instalaciones interiores estaban compuestas por 4 puntos de luz más un punto para radio y/o televisor en blanco y negro.

Al momento de la puesta en servicio del proyecto, se firmó un convenio de Suministro de Servicio Eléctrico entre la empresa y el Municipio, según el cual la operación, mantención, cambio de baterías y reposición de equipos defectuosos era de exclusiva responsabilidad de la empresa. La instalación interior y las ampollas quedaban bajo la responsabilidad de los usuarios. Adicionalmente se dejaba establecido que los usuarios no podían tener accesos a los equipos de responsabilidad de la empresa y se entregan con sellos de seguridad.

5.2. Evaluación de los Sistemas por parte de las Instituciones Involucradas

La evaluación de los sistemas FV se abordó de la siguiente manera

- Recopilación de antecedentes y opinión de parte de la Gobernación de la Provincia de Talca,
- Recopilación de antecedentes y opinión de parte de la municipalidad de Curepto,
- Opinión de Emelectric, empresa que está encargada de los sistemas FV

5.2.1. Opinión de la Gobernación Provincial

En la entrevista sostenida con los profesionales de la Gobernación de la Provincia de Talca, de la cual depende la comuna de Curepto, fue posible obtener los siguientes antecedentes y comentarios.

En primer lugar se informó que a nivel regional el tema de electrificación rural prácticamente estaba superado, faltando sólo aquellas viviendas que se encontraban muy alejadas de la red.

Respecto de los proyectos fotovoltaicos tanto de Curepto como de Penciahue se informó que éstos se encontraban en una situación de evaluación producto que los resultados no había sido todo lo bueno que se esperaba de ello.

Lo anterior se ve re-afirmado por el hecho de que actualmente se encuentran presentados nuevos proyectos, que incluyen un mayor número de viviendas para las mismas localidades, pero esta vez con electrificación mediante la red eléctrica convencional.

En estos años de operación (desde 1997), los principales problemas detectados son el mal manejo por parte de los usuarios de los sistemas (les exigen más de lo que pueden dar), falta de capacitación sobre el uso, falta de capacitación a técnicos, falta de repuestos y artefactos (ampolletas) muy caras.

Según la visión de la Gobernación, la empresa a cargo del servicio también cometió algunos errores producto de utilizar componentes de menor calidad, es así como recién iniciada la operación de los sistemas fue necesario reemplazar los inversores en la mayoría de los casos por problemas de operación.

Otro tema relevante es que la gente una vez que aprende a usar los sistemas ya no se conforma con sólo iluminarse, sino que por el contrario aspiran a tener un mejor servicio que les permita incluso contar con refrigeradores,

Adicionalmente, al inicio del proyecto la red estaba relativamente alejada, así es que desde esa perspectiva para el usuario la solución de los sistemas FV era adecuada, sin embargo hoy, cuando la red está bastante más cerca, ven como sus vecinos cuentan con un mejor servicio y no pagan necesariamente más por él. Esto tiene molestos a los usuarios quienes se ven afectados por tal situación.

Como solución a este problema existe la idea de que, en los casos que se instales sistemas FV, debería hacerse con un proyecto más completo, ya sea con más baterías o más paneles, de modo que la capacidad del sistema sea mayor y la calidad del suministro mejor.

Respecto de las posibilidades de desarrollo productivo, existe la idea de que es poco probable que ello ocurra por las características socio-culturales de los habitantes de la zona. En efecto, la mayor actividad corresponde a la venta de carbón de espino, y en mucho menor medida a la agricultura. Esto impide que exista interés por contar con sistemas de suministro eléctrico que permitan el desarrollo productivo.

Respecto de los proyectos de red, se informó que la mayoría de ellos corresponden a tendidos bifásicos, existiendo muy pocos monofásicos. Adicionalmente a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles de la región no le agradan los proyectos monofásicos, aduciendo que son peligrosos y limitados.

5.2.2. Opinión de la Municipalidad de Curepto

En esta entrevista fue posible obtener información respecto del proyecto original. Se obtuvo el listado de beneficiarios original, el convenio de colaboración entre el Gobierno Regional y las respectivas municipalidades, las bases administrativas con las cuales se licitó el proyecto, el acta de apertura de las ofertas, la resolución donde se aprueba el contrato para que la empresa Emelectric que ejecute las obras y se haga cargo del proyecto y el acuerdo tarifario aun vigente.

En términos generales la opinión de la municipalidad coincide plenamente con lo planteado por la Gobernación, principalmente respecto de lo limitado de los sistemas, por lo que es necesario implementar sistemas de mayor capacidad.

Adicionalmente manifestaron su disconformidad con el servicio prestado por la empresa por cuanto aun cuando deben reemplazar las componentes y baterías del sistema, esto no se ha hecho según lo estipulado en el convenio original.

En definitiva para los técnicos de la municipalidad el problema no está en la tecnología sino en el esquema de operación, el servicio de la empresa y la falta de capacitación de los usuarios.

Finalmente, existe la idea de que al momento de retirar los actuales sistemas producto de la llegada de la red, éstos sean reinstalados por la empresa Emelectric en otras zonas donde sea poco factible la llegada de la electricidad. La municipalidad considera apropiado que la empresa siga haciéndose cargo de ellos a cambio de una tarifa mensual, siempre y cuando se mejore la atención.

5.2.3. Opinión de la Empresa Operadora Emelectric

En la entrevista sostenida con los ejecutivos de la empresa Emelectric, los principales puntos planteados fueron los siguientes:

Para la empresa los proyectos con sistemas FV son proyectos de contingencia. Es decir, para ellos estos proyectos deben ser considerados de pre-electrificación y para localidades de extrema ruralidad.

Se trata de proyectos que permiten entregar 7,5 kWh/mes para un servicio de alumbrado y comunicaciones, aun cuando esto último no ha funcionado todo lo bien que esperaban.

Hasta el momento se declaran conformes con los resultados obtenidos, dado que en opinión de ellos el proyecto cumplió con el objetivo original. Recalcan la palabra "cumplió" porque a su juicio ahora es el momento de reemplazarlos por la red dada la cercanía de ésta.

Adicionalmente, en las actuales condiciones, donde los componentes están desgastados y operando de manera deficiente, para la empresa ya no es negocio seguir haciéndose cargo de ellos, aun cuando por contrato deben hacerlo. Es por ello que están esperando que se concrete lo antes posible el proyecto de red.

Sobre este punto, surgió en la entrevista el tema de que corresponde el reemplazo de la totalidad de las baterías del proyecto. Ante esta situación existe la preocupación por parte

de la municipalidad, que se encontraba representada por el Secretario Municipal, de que la empresa no realice el reemplazo de las baterías esperando que llegue la red, sin embargo los representantes de Emelectric manifestaron que ello no ocurriría.

Comparte la opinión que los sistemas actuales son muy limitados por lo que sería necesario que el futuro se aumente la capacidad de ellos.

La razón de esta limitación se justifica por el hecho de que en la región existe un tope máximo de subsidio, independiente de los que arroje la metodología de evaluación (actualmente es de US\$1,400 por solución aproximadamente).

Lo anterior va en contra del desarrollo de proyectos adecuados con mayores capacidades, aun cuando la extensión de red para algunos casos será más cara que con los sistemas FV.

Se reconoce que por tratarse de localidades muy aisladas, el servicio no ha sido el mejor y esto aporta para que los beneficiarios estén desmoralizados con la empresa. Recalcan el hecho de que el proyecto ha sido un mal negocio, tanto así que estiman que la morosidad alcanza en ocasiones al 90%. La razón de ello es que las personas se encuentran un poco desmoralizadas producto que la operación de los sistemas no ha sido el esperado y ven como vecinos que están conectados a la red tienen un mejor servicio.

El problema de asistencia técnica y falta de repuestos de componentes es otro hecho que dificulta el negocio. No existen técnicos que reparen los sistemas por lo cual cuando un componente falla es necesario reemplazarlo completamente. Un ejemplo son las baterías solares, las cuales, según la empresa, no hay en Chile y es necesario importarlas a un altísimo costo.

Finalmente plantean la necesidad de incorporar sistemas de más de 500 Wp, ojalá con sistemas híbridos, pero entienden que ello podría tener costos superiores a los US\$2,000 o US\$3,000 por solución.

De cualquier forma insisten en que seguirán participando en proyectos de estas características dado que es parte del negocio y la empresa no puede no participar.

5.3. Evaluación de los Usuarios del Proyecto Fotovoltaico Población

La opinión de los usuarios se recogió en la encuesta realizada a 7 de ellos, incluida la escuela. Los principales aspectos fueron los siguientes.

- Funcionamiento
- Operación y Mantenimiento
- Gastos asociados al proyecto
- Nivel de satisfacción del usuario

5.3.1. Funcionamiento

Un análisis preliminar del funcionamiento de los sistemas FV permite indicar que, al principio (durante el primer y segundo año), el funcionamiento se ajustó a lo esperado tanto por parte de los usuarios como de la empresa que está encargada del servicio. Es

decir el suministro aun cuando limitado, permitía a los usuarios obtener beneficios en comparación a la situación sin proyecto.

Los principales problemas detectados correspondieron a falla en los inversores. Esta situación se explica, según lo manifestado por el municipio, por el hecho de que la empresa encargada del servicio utilizó equipos que no eran de una calidad óptima, lo que obligó posteriormente a reemplazarlos prácticamente en su totalidad.

a) Horas de uso del sistema

Actualmente el funcionamiento de los equipos es deficiente teniendo en promedio 1 a 1,5 de luz al día. Un resumen de esta situación se muestra a continuación.

Cuadro A.2.3: Horas de uso promedio diario del sistema

Usuario	Horas de uso
Rodrigo Torres Torres	2
Norma Velenzuela	2
César Céspedes Rivera	1,5
Luis Valenzuela Ramirez	1
Escuela	4
María Mancilla Yañez	1,5
Lavinia Rojas Rojas	3

En ninguno de los casos encuestados los usuarios podían utilizar el sistema durante 4 horas o más. En general mencionaron que el tiempo promedio era entre 1 y 1,5 horas, siempre que se cuidarán de encender de una ampolleta por vez.

b) Utilización de Sistemas de Abastecimiento Complementarios

Como se puede apreciar en el siguiente cuadro, en la mayoría de los casos se utiliza un sistema adicional de iluminación, el más común es pilas para la linterna y la radio, cuando se tiene, y en menor medida velas. La parafina se sigue utilizando en un porcentaje que podría ser considerado como alto. Esto indica claramente que el funcionamiento de los equipos no ha sido como el que se esperaba y da cuenta de la evaluación deficiente que hace el usuario de los sistemas.

Cuadro A.2.4: Porcentaje de los entrevistados que utiliza otro sistema de iluminación adicional

Otro sistema	Porcentaje
Pilas	86%
Velas	71%
Gas	14%
Parafina	43%
Bencina	14%

c) Horas de uso por artefacto

En este caso es posible verificar el mínimo uso que se le da a los artefactos, el que en realidad podría considerarse como casi nulo, sobre todo en el caso de las ampolletas que se considera como lo básico en iluminación. Al igual que en el caso anterior, aquí se da cuenta del funcionamiento deficiente de los sistemas.

Cuadro A.2.5: Horas de uso promedio diario por artefacto

Componente	Horas/día
Ampolletas	0,6
Radio	2,1
TV B/N	0,1

d) Principales fallas del sistema

En función de las razones consignadas en el cuadro siguiente, es posible verificar que la principal falla, expresada por los usuarios, corresponde a falta de luz solar, lo que confirma lo planteado por la Gobernación, la municipalidad y la propia empresa cuando dicen que el dimensionamiento de los sistemas fue muy limitado. En efecto si se compara el sistema con los que se utilizan en el norte de Chile podría parecer una afirmación incorrecta, sin embargo el recurso solar tiene una gran diferencia en esa zona con respecto a la zona de Curepto.

Cuadro A.2.6: Principales Fallas del sistema

Razón	Porcentaje de falla
Luz solar	85,71%
Batería	28,57%
General	14,29%
Cta sin pagar	14,29%
Panel	0,00%
Regulador	0,00%
Inversor	0,00%

Como segunda falla se menciona la batería, lo que también es coherente dado que éstas se encuentran operando más allá de su vida útil y no se han realizado los recambios a tiempo.

En definitiva el funcionamiento de los equipos arroja una evaluación deficiente, la que puede resumirse en que la nota promedio que éstos obtienen en la encuesta es de un 4,1 sobre un total de 7, es decir aprueban con la mínima nota.

5.3.2. Operación y mantenimiento

La evaluación respecto de la operación y mantenimiento se centró en el servicio que entrega Emelectric, como empresa a cargo de los sistemas. El resultado se muestra a continuación.

a) Operación deficiente

Los artefactos que no se pueden utilizar correctamente producto de una operación deficiente son los siguientes.

Cuadro A.2.7: Imposibilidad de utilizar correctamente un artefacto

Componente	Porcentaje
Radio	85,71%
TV B/N	71,43%

Del cuadro anterior es posible concluir que la utilización de radio y televisión es prácticamente imposible. Sólo las ampolletas pueden ser utilizadas adecuadamente

b) Problemas de abastecimiento

Las fallas constatadas por los usuarios durante el último año se presentan a continuación:

Cuadro A.2.8: Fallas totales en los últimos 12 meses y tiempo de duración

Usuario	Nº de veces	Tiempo promedio (días)
Rodrigo Torres Torres	2	7
Norma Velenzuela	1	15
César Céspedes Rivera	2	1
Luis Valenzuela Ramirez	4	15
Escuela	0	0
María Mancilla Yañez	1	3
Lavinia Rojas Rojas	3	3
Global	1,9	6,3

En cuanto a la cantidad de fallas totales del sistema, éstas pueden ser consideradas como medias, lo mismo que el tiempo de reposición del servicio salvo un caso, aun cuando en general existe la percepción de que éste no es óptimo.

c) Reparaciones y Cambios de Componentes

En general los sistemas han tenido un comportamiento, en cuanto a fallas, aceptable, y esto se puede verificar al observar, en el cuadro siguiente, la cantidad de reparaciones

que se han realizado durante el periodo que el proyecto ha estado en operación. Lo mismo sucede con el reemplazo de componentes, que aparte del reemplazo original de inversores, no han existido otras instancias que den cuenta de una mala calidad de los sistemas.

Cabe preguntarse entonces, porqué la mala evaluación de la empresa. La explicación entregada por los propios usuarios es que la empresa no ha reemplazado los componentes a tiempo, pasando incluso hasta 15 días sin restituir el servicio. En este caso no se puede culpar al usuario que mala manipulación de los componentes dado que los sistemas se encuentran sellados no pudiendo el usuario tener acceso a ellos.

Cuadro A.2.9: Cantidad de reparaciones y cambios de componentes por usuario y evaluación de la empresa

Usuario	Nº reparaciones	Nº Cambios	Nota Empresa
Rodrigo Torres Torres	1	1	4
Norma Velenzuela	1	1	1
César Céspedes Rivera	6	1	4
Luis Velenzuela Ramirez	6	2	2
Escuela	2	2	4,5
María Mancilla Yañez	8	3	4,5
Lavinia Rojas Rojas	12	3	4
Global	5,1	1,9	3,4

Nota: Las cantidades corresponden al total desde que entró en operación el sistema

5.3.3. Tarifas y Gastos Adicionales incurridos por los Usuarios

La tarifa mensual cancelada actualmente por los usuarios es de US\$5,5 al mes. Si se compara este monto con el que paga un usuario conectado a la red convencional (US\$4,12 mensuales) resulta ser excesivo para el beneficiario.

Adicionalmente los usuarios deben incurrir en los siguientes gastos complementarios por concepto de reemplazo de ampolletas y otras fuentes de aprovisionamiento de energía.

Cuadro A.2.10: Gasto promedio mensual en US\$ por artefacto u otro sistema

Componente	US\$/mes
Ampolletas	\$ 0,19
Gas	\$ 2,22
Parafina	\$ 1,39
Pilas	\$ 1,42
Velas	\$ 1,11
Bencina (*)	\$ 38,33

Nota: La bencina se ve aumentada por el consumo de generadores de la escuela

El deficiente funcionamiento producto principalmente por la falta de luz solar, sumado al no reemplazo oportuno de las baterías se traduce en un mayor costo para el usuario, el que debe agregar a su cuenta mensual un monto de US\$6,3 al mes. Este hecho no resulta beneficioso desde ningún punto de vista.

Si se agrega a la tarifa mensual que debe pagar el usuario los gastos adicionales incurridos y eliminando la distorsión que produce, en este caso, el gasto en bencina, se tiene lo siguiente:

Cuadro A.2.11: Gastos Promedio Mensual Total del sistema

Item de Costo	US\$/mes
Ampolletas	\$ 0,19
Gas	\$ 2,22
Parafina	\$ 1,39
Pilas	\$ 1,42
Velas	\$ 1,11
Cuenta Emelectric	\$ 5,48
TOTAL	\$ 11,82

Como se puede observar, el gasto aumenta prácticamente al doble, lo que se traduce en que el usuario está gastando más de lo presupuestado en la evaluación original del proyecto. Peor aun, si este monto se compara con el que paga un usuario conectado a la red, la evaluación de gastos en este caso resulta absolutamente desfavorable.

Lo anterior identifica un problema grave en cuanto a que la evaluación original no habría considerado estos aspectos y por lo tanto se requeriría realizar una revisión detallada de los mismos. En efecto, si esto se comprobara para el resto de los usuarios, entonces el proyecto no estaría obteniendo los beneficios sociales calculados originalmente.

5.3.4. Nivel de Satisfacción del Usuario

a) Beneficios del sistema

Consultados los usuarios por el principal beneficio del sistema, las repuestas se concentraron en dos de ellos: no hay otro sistema y no hay beneficio

Cuadro A.2.12: Beneficios del sistema

Beneficio	Porcentaje
No hay otros sistemas	85,7%
No hay beneficio	14,3%
Funciona bien	0,0%
Bajo Costo	0,0%
Simple de usar	0,0%
Otro	0,0%

Las respuestas indican que no existe una buena percepción de los sistemas, aun cuando tampoco se puede catalogar como negativa. El único beneficio que se asocia es que no hay otro sistema disponible y por ello si esto cambiara el sistema no sería bien recibido. En definitiva cuando llegue la red los sistemas no tendrán ningún beneficio.

b) Evaluación del gasto mensual

En general los usuarios encuentran que el gasto mensual es excesivo tanto en el monto como en la relación costo beneficio. Esto ya ha sido mencionado anteriormente pero es recurrente el hecho de que los usuarios perciben que el costo del sistema es caro para el servicio que entrega dada su limitación técnica.

Cuadro A.2.13: Evaluación del gasto

Bajo	0,0%
Apropiado	28,6%
Excesivo	71,4%

c) Principal Problema Asociado al Sistema

En el cuadro siguiente, el ítem "Otros" corresponde a "sistema limitado". En efecto, en más del 70% de los casos el principal problema asociado a los sistemas FV es su limitación para entregar un servicio de mayor capacidad. Esto nuevamente es recurrente en las distintas instancias consultadas (municipalidad, empresa y Gobernación).

Cuadro A.2.14: Principales Problemas del Sistema

Item	Porcentaje
Iluminación	0,0%
Alto costo	28,6%
Complejo de usar	0,0%
Otro (*)	71,4%

En consecuencia, el nivel de satisfacción de los usuarios es muy bajo, de hecho podría catalogarse como insatisfactorio. Aun así, entre ellos existe la necesidad de contar con el sistema porque lo valoran más que no tener electricidad, estando ello incluso por sobre el gasto mensual en el que incurren.

En general se entiende que los sistemas funcionan, pero es necesario que dichos sistemas sean de mayor capacidad.

Respecto de la empresa, la percepción no es positiva, principalmente porque existe una relación distante, la que podría explicarse por el nivel de aislamiento de la localidad.

6. Conclusiones y Recomendaciones sobre el Uso de los Paneles FV

6.1. Conclusiones

De análisis realizado es posible concluir lo siguiente

La evaluación general de los sistemas por parte de los usuarios es deficiente producto de que el funcionamiento de los equipos no ha sido el adecuado.

Resultados similares arroja la evaluación por parte de los usuarios sobre el desempeño de la empresa Emelectric, a la que culpan, en parte, del mal funcionamiento de los sistemas por no reemplazar los componentes defectuosos en un tiempo razonable, en particular el de las baterías, componente clave en el buen funcionamiento de los sistemas.

Una razón que explicaría en estos resultados, es el hecho de que Curepto, o más bien la Séptima Región donde se encuentra emplazada esta comuna, estaría en el límite inferior en cuando a los niveles de radiación solar para una adecuada operación de los sistemas fotovoltaicos. Esto bajo el concepto de que las soluciones instaladas contaban con 2 paneles de 75 Wp, los que habrían sido insuficientes para los requerimientos que les exigieron los usuarios.

De lo anterior se desprende que eventualmente la instalación de sistemas de mayor capacidad podría solucionar el problema, al menos en parte, dado que esto involucraría mayores costos de inversión y también de operación y mantenimiento.

Otro aspecto que explica la evaluación que hacen los usuarios, es la utilización de inversores de onda cuadrada en vez de sinusoidal. Esto trae como consecuencia que tanto la radio como la televisión funcionan deficientemente en todos los casos. Esto se debió a que a empresa instaló estos inversores producto de una mala evaluación técnica en la concepción original del proyecto.

A pesar de lo anterior, la existencia de una empresa de mantención se considera como positiva, pero como se mencionó anteriormente ésta no funcionó por una mala decisión técnica a la hora de invertir en los inversores.

Si bien existe un acuerdo tarifario en el que se estipulan las obligaciones de la empresa, éste no se ha respetado a cabalidad en cuanto al reemplazo de baterías. Aun cuando existen garantías, éstas se encuentran excedidas del contrato de mantención. Luego hoy no existen las herramientas que permitan hacer una buena contraparte a la empresa.

Finalmente, existe una insatisfacción total de la solución técnica y del servicio de mantención y la gente aspira a un uso mayor de los sistemas que les permita utilizar artefactos como lavadoras, televisores a color, etc.

6.2. Recomendaciones

La primera recomendación es avanzar con proyectos de extensión de red todo cuanto sea posible y, en los casos que ello no sea posible las condiciones técnicas y económicas lo permitan deberá pensarse en una solución con sistemas fotovoltaicos.

Respecto de esto último, en el caso de tomarse la decisión de implementar sistemas FV, estos debiera realizarse un adecuado diseño técnico de la solución, como por ejemplo un buen diseño de inversores y tener una mayor capacidad que los actuales sistemas, tanto en potencia instalada (paneles) como en capacidad de almacenamiento (baterías).

Esto traería consigo un incremento en los costos de inversión y, de operación y mantenimiento, lo que obligaría a pensar en mecanismos que viabilicen esta alternativa.

Se propone para ello aprovechar las economías de escala asociadas a proyectos con un mayor volumen de soluciones, lo que permitiría acceder a mejores precios y también aprovechar las economías en la atención a un mayor número de clientes.

Lo anterior debiera estar asociado a una capacitación de los usuarios en el uso de los sistemas para que no le exijan a éstos lo que no pueden entregar.

