

CAPÍTULO 8 PLAN DE ELECTRIFICACIÓN RURAL CON ENERGÍAS RENOVABLES EN LA PAZ Y ORURO (2002-2011)

8.1 Fuentes de Energía Renovable y Evaluación

8.1.1 Fuentes Meta de Energía Renovable

Las siguientes tres fuentes de energías renovables, todas amigables con el medio ambiente han sido consideradas en la planificación de la electrificación rural en los departamentos de La Paz y Oruro. Cada fuente de energía es explicada en detalle en los capítulos 5 a 7.

- 1) Micro centrales hidroeléctricas (MCH)
- 2) Energía eólica
- 3) Fotovoltaica (FV)

La Biomasa no ha sido incluida en este plan. A pesar de que su uso es mayor que la generación a diesel, la biomasa afecta adversamente al medio ambiente. El VMEH considera a la biomasa como una opción de uso después de considerar las energías renovables y la extensión de la red que no afectan al medio ambiente

Por otra parte, se ha iniciado un estudio de generación de electricidad usando biomasa, especialmente en áreas donde el transporte para el diesel es dificultoso.¹ El Departamento de Oruro no cuenta con lugares potenciales para la biomasa como ocurre en los Yungas en el Norte del Departamento de La Paz. Sin embargo la disponibilidad de recursos debe ser confirmada, así como su viabilidad para proyectos de electrificación.

En principio, el VMEH no considera la generación de energía a diesel como una fuente alternativa de generación de energía principalmente por razones de costo y del medio ambiente. De hecho, se promueve el reemplazo de por lo menos el 80% de los generadores a diesel, mediante extensión de redes eléctricas, generación a gas natural y

¹ Al presente existen tres proyectos de generación a través de biomasa en el país. Estos proyectos usan material local para la generación de electricidad. Uno en el departamento del Beni, l proyecto piloto de NRECA con 1 MW de capacidad, que usa cáscaras de castaña como su fuente de energía. Otro proyecto esta en el departamento de Pando, que combina diesel con biomasa para generar 50kW de electricidad. El otro se encuentra en Riberalta, aún en estudio.

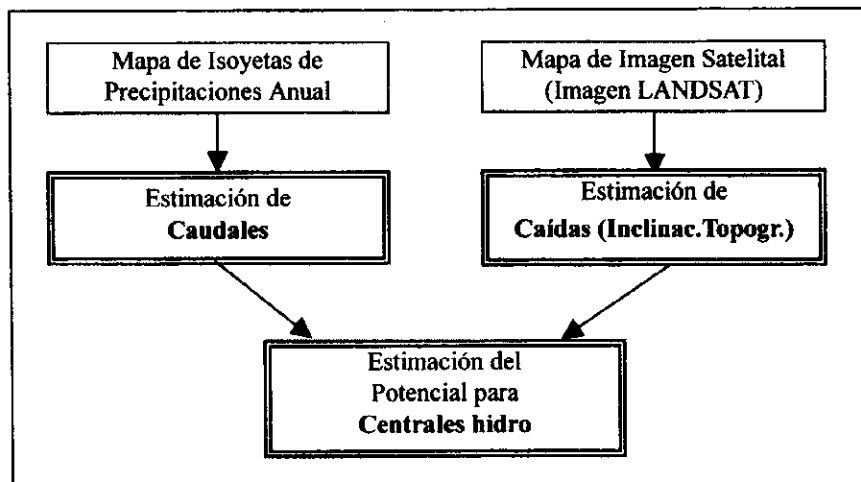
energías renovables entre el 2000 y el 2011 eliminando gradualmente el subsidio del diesel hasta el 2011.

Se propone que el plan de electrificación rural del 2002-2011 sea formulado usando las fuentes de energía renovable como las micro centrales hidroeléctricas, energía eólica y FV combinadas con extensiones de redes eléctricas.

8.1.2 Recursos Potenciales de Energía

(1) Potencial para Centrales Hidroeléctricas

Para identificar proyectos de centrales hidroeléctricas, el potencial hidroeléctrico en La Paz y Oruro fue revisado y estudiado. La evaluación del potencial hidroeléctrico fue realizada con el siguiente procedimiento:



El potencial hidroeléctrico debe ser medido por la cantidad de caudal del río y la caída disponible. Para evaluar el caudal se usó el mapa isoyetas de precipitación anual, mientras que el mapa satelital fue usado para estimar la caída disponible.

Los mapas del potencial hidroeléctrico estimado de los departamentos de La Paz y Oruro son mostrados en las figuras 8.1 y 8.2.

Tal como se indica en el mapa, el área con alto potencial hidroeléctrico esta ubicada en el corredor Noroeste – Sudeste a lo largo de la Cordillera Oriental de Los Andes en La Paz, mientras que en Oruro, el potencial hidroeléctrico es bajo, contando con una área limitada de alto potencial.

(2) Potencial para energía eólica

Los datos del viento monitoreados por SENAMHI no fueron muy confiables debido a que el sistema de monitoreo que se tiene es manual y lo realizan solamente tres veces al día. Además de esto, la información disponible de los aeropuertos no era suficiente para el estudio.

Por lo tanto, la información confiable sobre el viento para el área del proyecto es un tanto limitada a pesar de que más de cientos de datos son necesarios para la preparación del mapa eólico para los departamentos de La Paz y de Oruro.

A pesar de esta situación, el mapa del potencial de energía eólica fue preparado preliminarmente sobre las bases de la información recolectada a través de este estudio y la información topográfica disponible tal como se presenta en las Imágenes 8.3 y 8.4.

Este mapa sobre el potencial eólico señala áreas con un alto potencial donde el promedio anual estimado de la velocidad del viento exceden los 4.0 m/s, el número de círculos muestra en el mapa, el promedio anual de la velocidad del viento a 20 metros sobre el nivel del suelo.

El resultado muestra que el área de potencial eólico en Oruro es mayor que en La Paz, es alto especialmente en el lado occidental de Oruro y en la parte Sudoeste de La Paz.

Por otra parte, la población de las comunidades sin electricidad en el área con alto potencial eólico es mayor en La Paz que en Oruro.

(3) Potencial de Energía FV

La información sobre la radiación fue recolectada de tres data loggers instalados en los sitios de fotovoltaicos. Adicionalmente, la información sobre la radiación solar en La Paz y Oruro fue recolectada mediante 9 sistemas instalados en las torres de monitoreo eólico. Para chequear y confirmar el potencial FV en La Paz y Oruro, el promedio de la radiación solar en cada estación fue estimado, sobre cuya base se realizó la clasificación del potencial FV de acuerdo con los siguientes criterios:

- Primera banda: la radiación promedio esta por encima de 6.5 kWh/m² día
- Segunda banda: 6.0 a 6.5
- Tercera banda: 5.5 a 6.0
- Cuarta banda: menos que 5.5

A pesar de que los registros disponibles de la radiación son un tanto limitados, se reconoce que la radiación es alta en la dirección Nor.-Este, en dirección Sud-Oeste. El rango de la radiación es de 3.5 kWh/m² a 7.5 kWh/m² para La Paz y Oruro.

El mapa potencial FV fue preparado sobre la base de la información recolectada del FV y de los lugares del monitoreo de eólico fueron complementados por los datos de radiación de la GTZ tal como se muestra en las Figuras 8.5 y 8.6.

Tal como se muestra en el mapa el potencial FV es muy alto en Bolivia. En Oruro existe un mayor potencial FV que en La Paz, cerca del 90% del departamento de Oruro pertenece a la 2da. Banda, mientras que un tercio de la Paz ubicado en la parte norte del departamento pertenece a la 4ta. Banda. Sin embargo, en vista de que en la parte Sud del departamento se encuentran las principal zonas pobladas, éstas pertenecen a las bandas 1ra. – 3ra., se considera que La Paz tiene un potencial substancial para la aplicación de FV.

8.1.3 Costo Comparativo de las Fuentes de Energía Renovable

Se comparan tanto los costos económicos y financieros de generar electricidad usando tres fuentes de energía renovable (FV, micro centrales hidroeléctricas y energía eólica) comparando con la extensión de redes eléctricas y generación a diesel. Los costos usados para éste análisis están basados en los siguientes supuestos y no en los costos actuales de los proyectos en particular.

- 1) Suministro de electricidad a una población de 100 hogares.
- 2) La capacidad instalada y la generación / consumo anual de cada fuente energética son las siguientes:

Capacidad Instalada y Generación / consumo Anual

	Extensión de Red	FV	MHP	Eólica	Diesel
Capacidad instalada		55 W x 100 Hogares	20 kW	20 kW (15 kW Viento/ 5 kW PV)	20 kW
Generación / consumo Anual de electricidad (kWh/año)	58.400	70 kWh/año x 100 Hogares	55.480	51.120	52.560

Fuente: Equipo de Estudio de JICA

- 3) Se asume que la longitud de las líneas eléctricas son las siguientes: 25 Km para extensión de líneas primarias y 8 Km para la línea secundaria. En el caso de micro centrales hidroeléctricas, 12 Km para líneas de distribución primaria y 8 Km para líneas secundarias. Para sistemas eólicos y a diesel se requieren 3 Km y 10 Km de longitud para líneas secundarias respectivamente.
- 4) Los costos sin impuestos y subsidios son asumidos como costos económicos.
- 5) Los tipos de cambio utilizados para el análisis fueron los siguientes:

$$1\text{US\$} = \text{¥}120,5 = 6,53 \text{ Bs.}$$

Basados en los supuestos anteriores, los costos económicos de las cinco alternativas de fuentes de energía (extensión de red, FV, micro centrales hidroeléctricas, sistemas eólicos y a diesel) fueron calculados y presentados en las Tablas 8.1 a 8.5.

Los resultados del análisis se resumen en la siguiente tabla. Sobre la base de un análisis económico y financiero de costos entre las energías renovables, las micro central hidroeléctricas resultan más económicas, seguida por los sistemas eólicos y FV. Siendo la extensión de redes eléctricas aun más económica.

Costos de Electricidad por Fuente de Energía

(US\$ por kWh)

	Red		PV	MHP	Eólica	Diesel
	Pequeña	Grande				
Costo económico	0,29	0,31	1,60	0,31	0,47	0,40
Costo financiero	0,32	0,35	1,90	0,36	0,56	0,47

Fuente: Equipo de Estudio de JICA

8.2 Metodología del Plan de Electrificación Rural

8.2.1 Política del VMEH

A pesar que el VMEH promueve también la generación de electricidad basada en energías renovables en zonas que disponen de potencial aprovechable, la electrificación rural aun se la realiza por medio de extensión de redes eléctricas, debido a su ventaja en costos según ya se vio en el punto 8.1.3.

El VMEH considera que el costo optimo de la extensión de red esta en el orden de los US\$ 700 por hogar, pudiendo llegar a US\$ 1.200/Hogar como máximo. Si el costo está por encima de US\$ 700/HH, se recomienda disminuir el costo cambiando las especificaciones. Si el costo es aun mayor a US\$ 1.200, se sugiere cambiar la fuente de energía, como por ejemplo a SFV. Los proyectos de electrificación rural por medio de micro centrales hidroeléctricas y eólicas son promovidos en áreas potenciales pero aun representan costos de inversión altos, pero con costos de operación y mantenimiento relativamente bajos.

Como ya se mencionó en el Capítulo 8.1.1., no se considera la generación de energía a diesel como una alternativa importante debido a razones ambientales y de costos. Se promueve el reemplazo de los generadores a diesel por extensión de red, gas natural y generación de energía por fuentes renovables entre 2000 y 2011 disminuyendo gradualmente el subsidio del diesel hasta 2011.

Basados en ésta política y los resultados de la comparación de costos realizada en el punto 8.1.4., se asume que la electrificación rural en La Paz y Oruro serán desarrollada principalmente mediante extensiones de red, complementados por energías renovables tales como micro centrales hidroeléctricas, sistemas eólicos y SFV. La priorización de los proyectos basados en cada tipo de energía se explica en las siguientes secciones.

Como se discutió previamente en el Capítulo 3.1, el VEMH espera una participación más activa por parte de los beneficiarios en la identificación e implementación de proyectos de electrificación rural. Asimismo, se espera que los usuarios compartan los costos de instalación y equipos y puedan también adquirir responsabilidad en la operación y mantenimiento de los sistemas en el futuro, cuando corresponda.

8.2.2 Inversión en Electrificación Rural

(1) Inversión Total en Electrificación Rural

El progreso de la electrificación rural en La Paz y Oruro depende de los montos asignados a las inversiones. La inversión para electrificación rural para el año 2002 tanto en La Paz como en Oruro se estimó sobre la base del promedio de la inversión realizada en los últimos cuatro años y se espera que crezca en 3,6% hasta 2011².

Estimación de la Inversión anual para Electrificación Rural en 2001

La Paz:	US\$ 2,7 millones
Oruro:	US\$ 1,6 millones

(2) Inversión por Tipo de Energía

La mayoría de las inversiones futuras en electrificación rural en ambos departamentos, continuarán siendo asignadas a la extensión de redes. En La Paz, se espera que el 65% de la inversión total en electrificación rural sea asignada a extensión de red durante 2002-2006 y 60% durante 2007-2011 con el resto asignado a la generación de energía renovable. En Oruro, se espera que el 70% de la inversión total en electrificación rural sea asignada a extensión de red durante 2002-2006 y 60% durante 2007-2011 con el resto asignado a la generación de energía renovable.

Se espera que la inversión promedio por hogar según tipo de energía durante 2002-2011 sea la siguiente.

Inversión Promedio por Hogar según Tipo de Energía (US\$/Hogar)

	La Paz	Oruro
Extensión de red	1.000	1.000
FV	800	800
MHP	900	1.800*
Energía eólica	4.200	3.000

* Incluye usos productivos.

Fuente: VMEH y Equipo de Estudio de JICA.

² Tasa estimada de crecimiento del PIB per cápita en Bolivia por la EBRP (Estrategia Boliviana para la Reducción de la Pobreza..)

8.2.3 Formulación del Plan de Desarrollo de Energía Renovable y Extensión de Red

(1) Micro Centrales Hidroeléctricas y Energía Eólica

En principio, la micro generación hidráulica y la energía eólica son recursos orientados hacia el desarrollo de la energía. Se plantea que el desarrollo de dichas energías, por tanto, sea planificado en aquellas áreas donde exista potencial energético. A través del análisis de los datos hidrológicos y monitoreo eólico, se formuló proyectos para el desarrollo de micro centrales hidroeléctricas y de energía eólica bajo el siguiente proceso:

- 1) Evaluación de áreas potenciales para micro centrales hidroeléctricas y energía eólica
- 2) Identificación de sitios posibles de implementación
- 3) Formulación del plan / revisión del plan considerando la demanda existente
- 4) Exclusión de proyectos localizados en áreas donde exista red eléctrica o en proyecto
- 5) Estimación preliminar de costos de los proyectos candidatos
- 6) Selección de proyectos prioritarios mediante comparación económica con la extensión de la red
- 7) Priorización de los proyectos seleccionados para implementación

Los detalles del plan prepuesto con micro centrales hidroeléctricas y con energía eólica son presentados en el siguiente sub-capítulo.

Los proyectos formulados para micro centrales y energía eólica fueron incorporados en el Plan de Electrificación Rural (2002-2011) si el monto total de inversión se encuentra dentro de los rangos permisibles para energías renovables.

(2) Energía FV

Dado que el costo de la energía FV es más caro entre las energías renovables, la instalación del FV fue planificada únicamente en las áreas dispersas donde ninguna otra tecnología pueda ser aplicada y esté fuera del plan de extensión de la red en el

futuro. A través del análisis de los datos del monitoreo y el análisis de proyectos de extensión con red eléctrica, se identificaron los lugares candidatos de la siguiente manera:

- 1) Evaluación del área potencial para FV
- 2) Selección de los lugares candidatos para FV de las áreas dispersas donde no hay extensión de líneas en el futuro

Debido a que las micro centrales hidroeléctricas y sistemas eólicos tienen cierta prioridad para su implementación dentro las energías renovables, el número de proyectos FV fue determinado por el saldo de la inversión a asignarse.

Los detalles de la formulación del plan del FV son presentados en el sub-capítulo siguiente.

(3) Extensión de la red

Tal como se explicó anteriormente, la extensión de la red eléctrica será aun la principal tecnología usada en la electrificación rural en Bolivia debido a que aun no se tiene planificada la expansión después del 2003/2004, la proyección fue realizada bajo el siguiente proceso:

- 1) Preparación del mapa de las redes eléctricas existentes al 2001
- 2) Proyección de la extensión durante 2002-2006 sobre las bases del presupuesto asignado y los planes del VMEH y las dos prefecturas
- 3) Proyección de la extensión durante 2007-2011 sobre la base del análisis de prioridades de los cantones vinculados en el mapa eléctrico y la proyección de la extensión de la red hasta 2006.

En vista que la cantidad asignada para la inversión está predeterminada, únicamente los proyectos cuyo costo total está dentro el ranking de asignación fueron incluidos en el Plan de Implementación de Electrificación Rural.

8.3 Plan de Electrificación Rural (2002-2011)

8.3.1 Plan de Desarrollo de Micro Centrales Hidroeléctricas

(1) Formulación de Proyectos Candidatos

La identificación de los proyectos candidatos de micro centrales hidroeléctricas fue realizada sobre la base del mapa potencial de micro hidroelectricidad disponible y el inventario de micro centrales hidroeléctricas. El inventario primeramente fue revisado y luego modificado con la información recolectada, los resultados del trabajo de campo y de la observación del caudal, llevados a cabo durante las investigaciones de campo.

En vista que la generación por micro centrales hidroeléctricas formulada para electrificación rural, corresponde básicamente a sistemas de generación aislada. Los proyectos que se planifican para abastecer electricidad a las áreas con red existente o futura, fueron excluidos de la lista de candidatos.

La mayoría de las principales figuras (capacidad instalada, numero de beneficiarios, etc.) para micro centrales hidroeléctricas identificadas, son las mismas que las estimadas inicialmente. Pero se hizo alguna modificación teniendo en cuenta los resultados de la investigación de campo.

(2) Selección de Proyectos Prioritarios

Para la selección de los proyectos prioritarios de micro centrales hidroeléctricas, se evaluó si el costo de las micro centrales hidroeléctricas es competitivo respecto a la extensión de líneas (conectada) o no. Como se indicó en la comparación de costos de energías alternativas, la extensión de la red es más económica.

Únicamente los proyectos hidroeléctricos más económicos que los de extensión de redes son los que serán finalmente seleccionados para los para su inclusión en el plan de electrificación rural hasta el año 2011. Esto concuerda con las políticas del VMEH, que promueve las r energías renovables para la electrificación rural si son económicas y accesibles.

La comparación de costos entre los proyectos candidatos de micro centrales hidroeléctricas y la extensión de red fue realizada tomando en cuenta el costo de energía (US\$/kWh).

Los proyectos prioritarios de micro centrales hidroeléctricas fueron seleccionados únicamente cuando el costo de la energía fue competitivo respecto al de la extensión de la red.

A través de este proceso, los proyectos prioritarios de micro centrales hidroeléctricas para la electrificación rural fueron finalmente seleccionados; 31 proyectos en la Paz y 3 proyectos en Oruro tal como se resume en la Tabla 8.6. La capacidad total instalada de los proyectos prioritarios es de 2.316 kW en La Paz y 102 kW en Oruro. El mapa de ubicación de los proyectos prioritarios seleccionados es presentado en las Figuras 8.7 y 8.8.

(3) Etapas de la Implementación de los Proyectos Prioritarios

Para seleccionar o categorizar los proyectos seleccionados de micro centrales hidroeléctricas se aplicaron los siguientes criterios:

- Distancia desde la red existente
- Costo de inversión comparativo: costo de la extensión de la red / costo de la energía de las micro centrales hidroeléctricas
- Numero de los hogares beneficiarios para los proyectos de micro centrales hidroeléctricas
- Estado del proyecto

Luego de la aplicación de tales criterios, se estimó el puntaje para todos los proyectos prioritarios seleccionados.

Sobre la base de la categorización de los proyectos de micro centrales hidroeléctricas, éstos fueron divididos en fases: Fase-I a ser implementada durante 2002-2006 y Fase-II de 2007-2001 tal como se resume a continuación:

Proyectos Propuestos de Micro Centrales Hidroeléctricas (La Paz)

Fase	Año	Hogares Beneficiarios (N°)	Capacidad Instalada (kW)	Costo de Inversión (MCH) (US\$)
Fase - I	2002 – 2006	4.240	1.096	3.496.000
Fase - II	2007 – 2011	3.490	1.220	3.541.000
TOTAL	(2002 - 2011)	7.730	2.316	7.037.000

Proyectos Propuestos de Micro Centrales Hidroeléctricas (Oruro)

Fase	Año	Hogares Beneficiarios (N°)	Capacidad Instalada (kW)	Costo de Inversión (MCH) (US\$)
Fase - I	2002 - 2006	69	62	240.000
Fase - II	2007 - 2011	140	40	128.000
TOTAL	(2002 - 2011)	209	102	368.000

Como se indicó anteriormente, 30 proyectos de micro-centrales hidroeléctricas, 1 durante la Fase-I y 17 durante la Fase-II están planificados para su implementación en La Paz mientras que únicamente 3 proyectos de micro-centrales hidroeléctricas para Oruro.

La capacidad total instalada planificadaa alcanzar es de 2.316 kW para 7.730 hogares beneficiarios en La Paz. En Oruro la capacidad instalada es mas bien pequeña, 102 kW para 209 hogares.

8.3.2 Plan de Desarrollo de Energía Eólica

(1) Formulación de los Proyectos Candidatos

En este estudio, la energía eólica ha sido planificada como una fuente de energía independiente para zonas aisladas donde existe éste potencial. Para identificar proyectos candidatos para el desarrollo de energía eólica se revisó el mapa potencial eólico y los datos de monitoreo del viento.

Después de esta revisión, los lugares potenciales para generación eólica fueron seleccionados usando los siguientes criterios:

- 1) la comunidad-cantón está ubicada en el área de alto potencial de viento (del mapa potencial de viento)

- 2) la comunidad-cantón tiene una población superior a los 100 habitantes
- 3) la comunidad-cantón adonde no llegan extensiones de la red de líneas dentro el futuro previsible

Como sitios candidatos fueron seleccionados 12 en La Paz y 5 en Oruro. Para la preparación del plan de desarrollo de energía eólica en cada sitio, se estimó primeramente la demanda de electricidad de los hogares, la comercial y la de uso público. Luego se planteó un esquema híbrido más óptimo con SFV y con micro centrales hidroeléctricas, para luego comparar las alternativas para formular el plan de desarrollo de cada sitio. La mayoría de los proyectos de desarrollo formulados para energía eólica son sistemas híbridos combinados con SFV excepto uno que fue propuesto con una micro central hidroeléctrica.

Los proyectos formulados de energía eólica fueron posteriormente evaluados comparando sus costos con el costo de la extensión de la red. Únicamente los proyectos que son competitivos con la extensión de la red fueron finalmente seleccionados como proyectos prioritarios a ser incluidos en el plan de implementación de electrificación rural. En La Paz, fueron seleccionados 10 proyectos de energía eólica con una capacidad instalada de 386 kW, mientras que únicamente cuatro proyectos de energía eólica para Oruro con una capacidad instalada de 135 kW. Los detalles de la selección son presentados en la Tabla 8.7 y los proyectos prioritarios seleccionados son resumidos a continuación. La ubicación de los proyectos prioritarios es presentada en las Figuras 8.9 y 8.10.

Proyectos de Desarrollo de Energía Eólica Seleccionados

Department	NO.	Canton	Capacity of System (kW)	Objective NHs	Distance from nearest grid (km)	Economic Cost (USD)	Financial Cost (USD)	Selected Plan
La Paz	1	OKORURO	38	48	100	259,000	305,000	Wind/PV
	2	CHARANA	96	150	80	699,000	811,000	Wind/PV
	3	CHINOCABI	26	44	96	204,000	241,000	Wind/PV
	4	EABAROA	22	32	80	155,000	182,000	Wind/PV
	5	GREAL PEREZ	22	30	44	154,000	181,000	Wind/PV
	6	LADISLAO CABRERA	22	34	74	155,000	182,000	Wind/PV
	7	RIO BLANCO	24	36	94	178,000	209,000	Wind/PV
	8	CATACORA	56	74	46	375,000	440,000	Wind/PV
	9	PAIRUMANI GRANDE	36	46	50	258,000	304,000	Wind/PV
	10	POJO PAJCHIRI	46	60	48	313,000	367,000	Wind/PV
Oruro	1	CARPE	14	30	64	125,000	145,000	Wind/PV
	2	LACUNAS	38	62	88	282,000	332,000	Wind/PV
	3	COSAPA	60	146	72	448,000	525,000	Wind/PV
	4	CHACHACOMANI	23	70	100	272,000	292,000	Wind/MPH

Fuente: JICA Study Team

(2) Implementación de Proyectos Prioritarios

La prioridad para la implementación de los proyectos de energía eólica fue determinada usando los siguientes criterios.

- 1) Distancia desde la red
La máxima prioridad fue dada a la mayor distancia desde la red.
- 2) Numero de hogares
La máxima prioridad fue dada a la mayor cantidad de familias beneficiarias.
- 3) Costo de inversión por hogar
La máxima prioridad fue dado al menor costo de inversión por hogar
- 4) Grado de preparación del proyecto
La máxima prioridad fue dado a los proyectos con estudio de prefactibilidad.

Usando dichos criterios, la prioridad de la implementación de los proyectos fue determinada como se indica a continuación.

Resultado de la Selección de Prioridad

Departamento	No.	Canton	Distancia de la red	N° de hogares	Costo de Inversión US\$/Hogar	Preparación del proyecto	Resultado Total	Calificación
La Paz	1	OKORURO	1	2	2	3	8	3
	2	CHARAÑA	1	1	1	1	4	1
	3	CHINOCABI	1	2	1	3	7	2
	4	EABAROA	2	3	1	3	9	5
	5	GREAL PEREZ	3	3	2	3	11	9
	6	LADISLAO CABRERA	2	3	1	3	9	5
	7	RÍO BLANCO	1	3	1	3	8	3
	8	CATACORA	3	2	1	3	9	5
	9	PAIRUMANI GRANDE	3	2	2	3	10	9
	10	POJO PAJCHIRI	3	2	2	3	10	5
Oruro	1	CARIPE	2	3	1	1	7	2
	2	LAGUNAS	1	2	1	3	7	4
	3	COSABA	2	1	1	3	7	2
	4	CHACHACOMANI	1	2	1	1	5	1

Fuente: Equipo de Estudio JICA

Sobre la base del resultado de la priorización de los proyectos, se ha planificado los proyectos de energía eólica para su implementación en dos fases:

- Fase-I (2002-2006), 7 proyectos de energía eólica, 4 en La Paz y 3 en Oruro con una capacidad instalada de 279 kW.
- Fase-II (2007-2011), 7 proyectos de energía eólica, 6 en La Paz y 1 en Oruro, con una capacidad de 242 kW .

Los costos totales de inversión para los proyectos de energía eólica ascienden a US\$ 2,1 millones y US\$ 1,6 millones durante para las Fases I y II respectivamente.

Los detalles para el desarrollo de los proyectos de energía eólica son presentados en la siguiente tabla.

Plan de Desarrollo de Energía Eólica (Fase I: 2002 a 2006)

	Canton	Objective HHs	Capacity (kW)	Investment Cost (US\$)
La Paz	OKORURO	48	36	251,624
	CHARANA	150	96	678,437
	CHINOCABI	44	26	198,042
	RIO BLANCO	36	24	172,464
	(Sub Total)	278	182	1,300,567
Oruro	CARIPE	30	14	122,364
	COSAPA	146	60	432,575
	CHACHACOMANI	70	23	267,426
	(Sub-Total)	246	97	822,365
Total		524	279	2,122,932

Fuente: JICA Study Team

Plan de Desarrollo de Energía Eólica (Fase II: 2007 a 2011)

	Canton	Objective HHs	Capacity (kW)	Investment Cost (US\$)
La Paz	E.ABARO	32	22	150,150
	GREAL. PEREZ	30	22	149,062
	LADISLAO CABRE	34	22	150,150
	CATACORA	74	56	363,140
	PAIRUMANI GRAN	46	36	250,536
	POJO PAJCHIRI	60	46	303,030
	(Sub-Total)	276	204	1,366,068
Oruro	LAGUNAS	62	38	273,938
Total		338	242	1,640,006

Fuente: JICA Study Team

8.3.3 Plan de Desarrollo de Sistema FV

(1) Selección de Áreas Prioritarias de FV

Tal como se indica en la comparación de alternativas, el costo de la energía del sistema FV es más caro entre las fuentes de energía renovable. La aplicación del sistema FV debe aplicad en zonas aisladas y dispersas, donde ninguna otra fuente de energía renovable se encuentra disponible.

Sin embargo, existen muchos lugares apropiados para sistemas FV considerando la situación topográfica y demográfica y el alto potencial FV de Bolivia. Para formular el Plan de Desarrollo del FV a ser incluido en el Plan de Implementación de Electrificación Rural, los lugares prioritarios para SFV fueron seleccionados usando los siguientes criterios:

- 1) Sitios no cubiertos por la red de líneas
Los sitios que están lejos de la red existente y fuera del plan de expansión en un futuro previsible.
- 2) Sitios con baja densidad de población
Los sitios que tengan baja densidad de población con residencia dispersa
- 3) Sitios con indicadores más bajos de necesidades básicas humanas insatisfechas
Los sitios donde las NBI son mucho más requeridas.

Sobre la base de los criterios anteriores, los lugares prioritarios para el sistema FV fueron seleccionados usando el mapa prioritario de extensión de la red preparado en la siguiente sub-sección (8.3.4 plan de Extensión de la Red). Tal como se indica en las Figuras 8.13 a 8.14, los cantones que pertenecen a los grupos C y D, fueron seleccionados como los lugares prioritarios para el sistema FV tanto en La Paz como en Oruro. Se consideró también la premisa de que aun parte del Cantón fuera electrificado por la red eléctrica, las zonas dispersas de los cantones pertenecen a los grupos A y B serán igualmente considerados como sitios potenciales para el sistema FV.

(2) Plan de Implementación FV

De acuerdo con el resultado de la comparación económica, la máxima prioridad del plan de electrificación debe darse a las micro centrales hidroeléctricas y energía eólica entre las energías renovables. El plan de electrificación usando FV, fue, por tanto, formulado dentro este concepto, con los montos asignados para el desarrollo total de la energía renovable o deduciendo de la inversión total asignada a micros centrales hidroeléctricas y energía eólica, asumiendo que el costo de promedio de inversión de un SFV es US\$ 800 por hogar.

El plan de implementación estimado para el sistema FV tanto en La Paz como en Oruro se resumen a continuación

Plan de implementación FV

(Unidad: Sistema FV)

Departamento \ Fase	Fase 1 (2002-2006)	Fase 2 (2007-2011)	Total
La Paz	660	3,361	4,021
Oruro	2,235	4,637	6,872
Total	2,895	7,998	10,893

Fuente: Equipo de Estudio JICA

8.3.4 Plan de extensión de Red Eléctrica

Debido a que no se cuenta con un plan de extensión de redes eléctricas mas allá del 2006, se estimo y formuló sobre las base de la información disponible y estimaciones asumidas conjuntamente el VMEH y las Prefecturas.

(1) Plan de extensión de la red eléctrica 2002-2006

La extensión de la red eléctrica entre los años 2002 y 2006 se proyectó sobre la base del mapa de la red eléctrica del 2001, la cartera de proyectos del VMEH y de las prefecturas. Los planes de extensiones de redes eléctricas hasta el año 2006 se presentan en las figuras 8.11 y 8.12.

(2) Plan de extensión de la red eléctrica 2007-2011

En vista de que no existen planes de expansión de la red eléctrica para mas allá del año 2006, se proyecto su expansión entre los años 2007 y 2011, priorizando los cantones no electrificados en La Paz y Oruro, usando los siguientes criterios.

Se estima que el numero de cantones no electrificados para el año 2006 sea de 184 en La Paz y 49 en Oruro. Con el análisis de los cantones no electrificados se realizo el ranking de priorizacion de electrificación.

1) Criterios y Puntaje

Los tres criterios para clasificar los cantones no electrificados y priorizar la extensión de la red son: 1) densidad de población, 2) distancia a la red existente y 3) necesidades básicas insatisfechas.

Se otorgan 40 puntos a la densidad de población y 30 puntos a la distancia a la red existente y a las necesidades básicas insatisfechas respectivamente. De los tres criterios, el mayor puntaje se otorgó a la densidad de población, debido a que para extender la red eléctrica se requiere una población relativamente concentrada para ser electrificada. Se asignaron puntajes a cada cantón como se especifica a continuación. El desglose realizado para el criterio asumido de la densidad poblacional para los dos departamentos es distinto, debido a las diferencias en la dispersión como se muestra en las tablas de densidad poblacional.

Densidad de población (P: población por Km²) (40 puntos en total)

La Paz

- a) $P \geq 50$: 40 puntos
- b) $25 \leq P < 50$: 35 puntos
- c) $10 \leq P < 25$: 25 puntos
- d) $5 \leq P < 10$: 15 puntos
- e) $1 \leq P < 5$: 10 puntos
- f) $P < 1$: 5 puntos

Oruro

- a) $P \geq 50$: 40 puntos
- b) $10 \leq P < 50$: 30 puntos
- c) $5 \leq P < 10$: 20 puntos
- d) $1 \leq P < 5$: 15 puntos
- e) $P < 1$: 10 puntos

Distancia desde la red eléctrica ³ (L: Km) (30 puntos en total)

- a) $L < 10$: 30 puntos
- b) $10 \leq L < 20$: 20 puntos
- c) $20 \leq L < 30$: 15 puntos
- e) $L \geq 30$: 10 puntos

³ Es la menor distancia entre la comunidad más grande del cantón y la red eléctrica más cercana hasta el 2006.

Necesidades básicas⁴ (NB) (30 puntos en total)

- a) NB-1 y 2 : 15 puntos
- b) NB-3 : 20 puntos
- c) NB-4 : 25 puntos
- d) NB-5 : 30 puntos

2) Priorización de Cantones

Se asignaron los puntajes para cantón no electrificado basándose en los tres criterios mencionados anteriormente y se estimaron los puntajes totales.

Todos los cantones se categorizaron en cuatro grupos de A a la D de acuerdo con el puntaje total alcanzado. Aquellos cantones del grupo A obtuvieron la mayor prioridad de electrificación por extensión de red, mientras que los del grupo D tienen la menor prioridad. A continuación se resume la distribución de los cantones.

La Paz

- (A) $PT (Puntaje\ Total) \geq 85$: 16 Cantones
 - (B) $70 \leq PT < 85$: 56 Cantones
 - (C) $55 \leq PT < 70$: 72 Cantones
 - (D) $PT < 55$: 40 Cantones
- : 184 Cantones

Oruro

- (A) $PT \geq 70$: 11 Cantones
 - (B) $65 \leq PT < 70$: 9 Cantones
 - (C) $55 \leq PT < 65$: 15 Cantones
 - (D) $PT < 55$: 14 Cantones
- : 49 Cantones

⁴ Necesidades Básicas es la misma categoría que Magnitud de Pobreza usada por el DUF (Dirección Unida de Fondos) para clasificar cada municipio en cinco categorías. Esta basado en 1) población a 1997, 2) Necesidades básicas insatisfechas. Los cantones con necesidades básicas insatisfechas de la categoría 5 son "los más pobres" y requieren la mayor asistencia.

3) Mapa del Plan de Extensión de Red de Líneas (2007-2011)

Se asume que los cantones con prioridad A y B serán conectados a través de la extensión de redes hasta el año 2011.

Los resultados de la priorización anterior se presentan en las tablas 8.13 y 8.14 así como la proyección de extensión de red hasta el año 2011.

8.3.5 Proyección global de la electrificación Rural

La proyección de la electrificación rural en los departamentos de La Paz y Oruro para los años 2002 - 2011 fue realizada sobre la base de los planes de desarrollo para energías renovables y extensión de red propuesta en las secciones precedentes y los siguientes supuestos:

(1) Supuestos

- 1) El número de hogares rurales para electrificación rural (número total de hogares rurales incluyendo hogares con electricidad) variará a la misma tasa de crecimiento histórica. Según se discutió en la sub sección 4.4.1, la cantidad meta proyectada de hogares rurales es la siguiente:

Cantidad Total de Hogares Rurales

	2002	2006	2011
La Paz	232,629	231,879	231,669
Oruro	61,981	60,846	59,473

Fuente: VMEH y Equipo de Estudio JICA

- 2) La inversión anual para electrificación rural en los departamentos en La Paz y Oruro para el año 2002 asciende a US\$ 2.7 millones y US\$ 1.6 millones respectivamente. Las inversiones anuales crecerán al 3.6% por año hasta 2011⁵.
- 3) En La Paz, el 65% de la inversión total en electrificación rural sería asignado para extensión de redes durante 2002-2006 y el 60% con el remanente de la inversión durante los años 2007-2011 con energías renovables. En Oruro, el 70% de la inversión total en electrificación rural sería asignado para la

⁵ Tasa de crecimiento de la economía asumida por la EBRP

extensión de la red durante 2002-2006 y el 60% durante 2007-2011 con el remanente de la inversión, con energías renovables.

- 4) La inversión promedio por hogar por fuente de energía durante 2002 a 2011 es la siguiente:

Inversión Promedio por hogar por fuente de energía (US\$/Hogar)

	La Paz	Oruro
Extensión de red	1,000	1,000
FV	800	800
PCH	900	1,800*
Energía eólica	4,200	3,000

* Incluye usos productivos

- 5) Con la implementación de los proyectos propuestos, los nuevos hogares beneficiarios para micro centrales hidroeléctricas y sistemas eólicos serán los siguientes.

Nuevos beneficiarios de Proyectos de MCH y de energía eólica

		2001	2002-2006	2007-2011
PCH	La Paz	779	4,240	3,490
	Oruro	0	45	140
Energía Eólica*	La Paz	0	278	276
	Oruro	0	246	62

*Los proyectos de energía eólica son de generación híbrida con FV o MCH.

Fuente: Equipo de Estudio JICA

- 6) La cantidad de hogares que reciben electricidad por generadores de diesel disminuirá en 80% entre 2000 y 2011 hasta que el subsidio al diesel sea suprimido.
- 7) Para la estimación del consumo eléctrico, se utilizaron tasas unitarias de consumo según se expone a continuación. El consumo de los nuevos beneficiarios en el primer año de proyectos con MCH y de energía eólica, será el 50% de los beneficiarios existentes; mientras que para los nuevos y los existentes de SFV tendrán el mismo consumo. La tasa anual de crecimiento del consumo de energía eléctrica es de 2,0% entre 2002 – 2011 para todos los tipos de fuentes de energía.

Consumo estimado anual de Electricidad por Hogar

Red de línea	300 kWh
FV	65 kWh
Energía Pequeña central hidroeléctrica	300 kWh
Energía Eólica	300 kWh
Diesel	300 kWh

Fuente: VMEH

(2) Resultados de la proyección

A continuación se resumen los resultados de la proyección. Los detalles de la proyección se presentan en las Tablas 8.8 a 8.14.

1) Numero de Beneficiarios Nuevos

La siguiente tabla resume la cantidad de hogares a ser electrificados por fuente de energía. La cantidad total de beneficiarios nuevos es de 14.212 durante 2002 a 2006 y de 17.611 durante 2007 a 2011 en La Paz mientras que en Oruro serán 8.610 y 11.060. Los detalles son mostrados en la Tabla 8.8.

Cantidad de Beneficiarios nuevos por fuente de energía

Prefectura de La Paz

(No. de Hogares)

	Fase I (2002-2006)	Fase II (2007-2011)
Red	9,517	10,484
SFV	177	3,361
MCH	4,240	3,490
Eólicos	278	276
Total	14,212	17,611

Prefectura de Oruro

(No. de Hogares)

	Fase I (2002-2006)	Fase II (2007-2011)
Red	6,084	6,221
SFV	2,235	4,637
PCH	45	140
Eólicos	246	62
Total	8,610	11,060

Fuente: Equipo de Estudio JICA

2) Cobertura de electrificación Rural proyectada

La siguiente tabla resume la cobertura de electrificación rural proyectada para La Paz y Oruro. Se espera que llegue a 36.5% (84.321 hogares) en 2006 y 43.9% (101,643 hogares) en 2011 en el departamento de La Paz y 30.8% (18.746 hogares) y 50% (29.739 hogares) en los años respectivos en el departamento de Oruro. La Tabla 8.9 presenta la cobertura proyectadas de electrificación rural y la Tabla 8.10 presenta la inversión proyectada en electrificación rural.

Cobertura de electrificación Rural proyectada

La Paz

	2000	2002	2006	2011
No.Total de H. Rurales	233,202	232,629	231,879	231,669
No.de H.c/Electricidad	54,906	70,673	81,436	97,916
Nuevos H.nuevos c/Electricidad	4,323	2,724	2,969	3,771
Disminución de Hs.con elect a diesel	-190	-145	-85	-43
No. Total de Hs. c/Electricidad	59,039	73,252	84,321	101,643
Cobertura de Electr.Rural	25.3%	31.5%	36.4%	43.9%

Oruro

	2000	2002	2006	2011
No.Total de Hs. Rurales	62,566	61,981	60,846	59,473
No.de Hs. C/Electricidad	7,908	10,268	16,955	27,303
Nº de Hs. Nuevos c/Electricidad	1,023	1,739	1,810	2,445
Dism.de Hs. s/elect. A diesel	-44	-34	-20	-10
No.Total de Hs.c/electricidad	8,887	11,973	18,746	29,739
Cobertura de Electr.Rural	14.2%	19.3%	30.8%	50.0%

Fuente: VMEH y Equipo de Estudio JICA

3) Numero total de Beneficiarios por fuente de energía

Las siguientes tablas muestran el numero total de beneficiarios desglosados por fuente de energía. La información detallada se proporciona en las Tablas 8.11 y 8.12.

Numero de beneficiarios desglosados por fuente de energía

La Paz

		2000	2002	2006	2011
FV	Total	693	916	1,070	4,431
	Cuota	1.2%	1.2%	1.3%	4.4%
PCH	Total	516	2,195	5,535	9,025
	Cuota	0.9%	3.0%	6.6%	8.9%
Eólico	Total	0	30	278	554
	Cuota	0.0%	0.0%	0.3%	0.5%
Total Energía Renovable	Total	1,209	3,141	6,883	14,010
	Cuota	2.0%	4.3%	8.2%	13.8%
Extension Red	Total	56,510	69,102	76,848	87,332
	Cuota	95.7%	94.3%	91.1%	85.9%
Diesel	Total	1,320	1,010	591	302
	Cuota	2.2%	1.4%	0.7%	0.3%
Total	Total	59,039	73,252	84,321	101,643
	Cuota	100%	100%	100%	100%

Oruro

		2000	2002	2006	2011
FV	Total	1,352	2,355	3,984	8,621
	Cuota	15.2%	19.7%	21.3%	29.0%
MCH	Total	365	365	410	550
	Cuota	4.1%	3.0%	2.2%	1.8%
Eólico	Total	0	0	246	308
	Cuota	0.0%	0.0%	1.3%	1.0%
Total Energía	Total	1,717	2,720	4,640	9,479
	Cuota	19.3%	22.7%	24.8%	31.9%
Extension Red	Total	6,860	9,016	13,968	20,189
	Cuota	77.2%	75.3%	74.5%	67.9%
Diesel	Total	310	237	138	71
	Cuota	3.5%	2.0%	0.7%	0.2%
Total	Total	8,887	11,973	18,746	29,739
	Cuota	100%	100%	100%	100%

Fuente: Equipo de Estudio JICA

En La Paz, se espera que la relación de hogares electrificados a través de red de línea disminuya de 95.7% en 2000 a 85.9% en 2011 con la implementación micro centrales hidroeléctricas, cuya relación se espera incrementar de 0.9% a 8.9% en el mismo periodo. También se proyecta que los beneficiarios de SFV aumenten del 1.2% al 4.4%. El porcentaje de energía eólica será aun menor ,0.5% en La Paz. El porcentaje total de energía renovable se incrementará del 2% en 2000, a 8.2% en 2006 y 13.8% en para el año 2011.

En Oruro, se espera que el total de hogares electrificados por la red descienda del 77.2% del total en 2000 a 67.9% proyectados para el año 2011. Se prevé que los SFV se expandan significativamente de 15.2% del total en 2000 al 29.0% en el año 2011. Mientras tanto se espera que el porcentaje de las micro centrales hidroeléctricas descienda desde 4.1% en 2000 a 1.8% en el año 2011, mientras que el número total de beneficiarios se incrementa. Se espera que el porcentaje de energía eólica alcance a 1.0% en el año 2011. El total de energías renovables se incrementará del 19.3% en 2000, a 25.0% en 2006 y 32.0% en el año 2011.

4) Consumo estimado de electricidad

Sobre la base de la electrificación proyectada entre los años 2002-2011, el consumo de electricidad se estima según lo descrito a continuación. En La Paz, se espera que el consumo eléctrico crezca de 21.377 MWh en 2002, 26.608 MWh en 2006 y llegue a 34.558 MWh en el año 2011. En Oruro, se espera que se incremente de 2.874 MWh en 2002, 4.835 MWh en 2006, hasta los 7.951 MWh para el año 2011. Las tablas 8.13 y 8.14 contienen datos más detallados.

Estimación del Consumo de electricidad por Fuente de energía (kWh)

La Paz

		2002	2006	2011
FV	Total	59,508	75,195	335,277
	Cuota	0	0	0
PCH	Total	523,500	1,651,305	3,077,232
	Cuota	2.4%	6.2%	8.9%
Eólico	Total	4,500	76,296	186,113
	Cuota	0.0%	0.3%	0.5%
Total Energía Renovable	Total	587,508	1,802,796	3,598,621
	Cuota	2.7%	6.8%	10.4%
Extensión Red	Total	20,464,808	24,598,222	30,842,007
	Cuota	95.7%	92.4%	89.2%
Diesel	Total	324,680	206,574	117,314
	Cuota	1.5%	0.8%	0.3%
Total	Total	21,382,995	26,607,591	34,557,943
	Cuota	100%	100%	100%

Oruro

		2002	2006	2011
FV	Total	153,091	277,961	655,583
	Cuota	5.3%	5.7%	8.2%
PCH	Total	109,500	133,139	197,190
	Cuota	3.8%	2.8%	2.5%
Eólico	Total	0	67,652	110,427
	Cuota	0.0%	1.4%	1.4%
Total Energía Renovable	Total	262,591	478,753	963,200
	Cuota	9.1%	9.9%	12.1%
Extensión Red	Total	2,534,980	4,307,807	6,960,159
	Cuota	88.2%	89.1%	87.5%
Diesel	Total	76,117	48,429	27,503
	Cuota	2.6%	1.0%	0.3%
Total	Total	2,873,688	4,834,988	7,950,862
	Cuota	100%	100%	100%

Fuente: Equipo de Estudio JICA y VMEH

8.3.6 Comparación y Revisión del Plan Propuesto

(1) Comparación con la demanda proyectada de energía eléctrica

De la sub sección 4.4.2, la demanda proyectada de energía en los dos departamentos se resume a continuación:

Demanda de energía (MWh/Año)

	2002	2006	2011
La Paz	48,202	52,008	54,534
Oruro	11,832	12,573	12,732

Según lo expuesto en la Tabla “Consumo Estimado de Electricidad por Fuente de energía”, la electrificación rural propuesta debe alcanzar el siguiente porcentaje de demanda en 2006 y 2011. En La Paz, 51.2% en el año 2006 y 63.4% en el año 2011 de la demanda será satisfecha. En Oruro, se espera que el plan propuesto ayude a satisfacer el 38.5% en la demanda el 2006 y 62.4% en el año 2011.

Proporción de la Demanda a ser satisfecha por el Plan

	2002	2006	2011
La Paz	44.3%	51.2%	63.4%
Oruro	24.3%	38.5%	62.4%

(2) Planes de electrificación Rural Alternativos

El monto de inversión es un factor determinante para los supuestos asumidos en el Plan de electrificación rural de la subsección 8.3.5. Para verificar la viabilidad del plan de electrificación propuesto, se han formulado y comparado planes alternativos con distintos planes de inversión.

1: Plan Alternativo 1 (inversión en electrificación rural con una tasa de crecimiento del 0%)

Para ser mas conservador con el panorama macroeconómico de Bolivia y de los países donantes, se asume que la inversión en electrificación rural para ambos departamentos sea constante desde 2002 hasta 2011. Los resultados se resumen en las tablas siguientes.

Plan Alternativo 1 – Cobertura de electrificación Rural

La Paz

	2000	2002	2006	2011
No.Total de Hs.Rurales	233,202	232,629	231,879	231,669
No.de Hs. c/electricidad	54,906	70,673	80,372	92,775
Nuevos Hs.nuevos.c/electricidad	4,323	2,621	2,417	2,544
Dism.del No.de Hs. c/elect. a diesel	-190	-145	-85	-43
No.Total de Hs. C/electricidad	59,039	73,150	82,704	95,276
Cobertura de Elect. Rural (%)	25.3%	31.4%	35.7%	41.1%

Oruro

	2000	2002	2006	2011
No.Total de Hs.Rurales	62,566	61,981	60,846	59,473
No.Hs. c/electricidad	7,908	10,268	16,328	24,259
Nuevos Hs.nuevos. c/electricidad	1,023	1,678	1,486	1,717
Dism. No. de Hs. c/elect. a Diesel	-44	-34	-20	-10
No.Total de Hs.Rurales c/electricidad	8,887	11,912	17,793	25,966
Cobertura de Elect.Rural (%)	14.2%	19.2%	29.2%	43.7%

Se espera que la tasa de electrificación rural en el año 2011 sea de 41.1% en el departamento de La Paz y 43.7% en Oruro.

La siguiente Tabla resume los montos requeridos de financiamiento para los dos departamentos la Fase I del Plan alternativo 1. El monto de inversión requerida de fuentes externas se estima en US\$ 6.6 millones, que está por debajo del plan de

financiamiento propuesto de US\$ 7.4 millones (ver subseccion 8.5.2) y puede ser considerado como demasiado conservador.

Plan alternativo 1 – Financiamiento Requerido

(M\$US)

	Fase I (2002-2006)	%
Inv.Publica	13,168	62.8%
Fuente Externa	6,584	(50%)
Fuente Interna	6,584	(50%)
Inv. Privada	7,792	37.2%
Total	20,960	100%

2: Plan alternativo 2 (inversión en electrificación rural con una tasa de crecimiento del 6%)

Para ser mas optimista acerca de las perspectivas macroeconómicas en Bolivia y de las naciones donantes, se asume que la inversión en electrificación rural para los dos departamentos se incrementa en 6% por año entre 2002 y 2011. Los resultados se resumen en las tablas a continuación.

Plan Alternativo 2 – Cobertura de electrificación Rural

La Paz

	2000	2002	2006	2011
No.Total de Hs.Rurales	233,202	232,629	231,879	231,669
No.de Hs. Exist. C.electricidad	54,906	70,673	82,189	101,931
Nuevos Hs.benef. c/ Electricidad	4,323	2,792	3,383	4,830
Dism.Hs.c/elect. a Diesel	-190	-145	-85	-43
No.Total Hs. C/ Electricidad	59,039	73,320	85,487	106,718
Cobertura de Elect.Rural	25.3%	31.5%	36.9%	46.1%

Oruro

	2000	2002	2006	2011
No.Total Hs.Rurales	62,566	61,981	60,846	59,473
No.Total Hs.exist. c/ Electricidad	7,908	10,268	17,397	29,682
Nuevos Hs. Benef.c/ Electricidad	1,023	1,779	2,053	3,075
Dism.Hs. c/elect. a Diesel	-44	-34	-20	-10
No.Total Hs.Rurales c/Electricidad	8,887	12,013	19,431	32,747
Cobertura de Elect.Rural	14.2%	19.4%	31.9%	55.1%

Con este Plan se espera que la cobertura de electrificación rural en 2011 llegue al 46.1% en La Paz y al 55.1% en Oruro.

La siguiente Tabla resume los montos requeridos de financiamiento para ambos departamentos para la Fase I del Plan Alternativo 2. El monto de inversión requerida de fuentes externas se estima en US\$ 7.8 millones, que es mayor que el Plan propuesto de US\$ 7.4 millones para la Fase I, según se expuso en la subsección 8.5.2.

Plan Alternativo 2 – Financiamiento Requerido

(M\$US)

	Fase I (2002-2006)	%
Inversion Publica	15,620	62.4%
Fuente externa	7,810	(50%)
Fuente Interna	7,810	(50%)
Inversion Privada	9,422	37.6%
Total	25,042	100%

De la revisión de ambos planes alternativos, se puede deducir que el plan de electrificación rural propuesto es considerado como el mas adecuado desde el punto de vista del requerimiento de financiamiento y de las necesidades de ambos departamentos.

8.4 Estructura de implementación

Luego de revisar la organización existente de implementación y sobre la base de los proyectos piloto FV, se propone la siguiente estructura de implementación para el desarrollo sostenible de electrificación rural mediante energía renovable.

8.4.1 Organización de implementación

Con la EBRP, las municipalidades juegan un rol importante como entidades ejecutoras. Se espera que éstas se constituyan en entidades ejecutoras en el desarrollo de este plan, puesto que a través de esta política se fortalecerá aún más a los municipios. En el entendido de que los recursos humanos de las municipalidades son limitados, éstas deberían transferir la administración de los proyectos al sector privado y ONGs.

Luego de la difusión y entrenamiento en el desarrollo de energías renovables, como sucedió con el PROPER realizado con la asistencia de la GTZ, compañías privadas y

ONGs dirigieron proyectos comprometidos por organismos internacionales y tuvieron un rol importante en la implementación y organización de los proyectos. Es así, que las compañías privadas existentes y ONGs tienen un conocimiento para dirigir este plan. No existe ninguna experiencia en proyectos de energía eólica en Bolivia. Consultores extranjeros experimentados serían empleados en la fase inicial debido a la falta de experiencias en proyectos de energía eólica.

(1) Orientación Pública

Se refiere a que la municipalidad se constituye en entidad ejecutora para llevar a cabo un proyecto de electrificación rural a través de los fondos, en vista de que la zona objeto del proyecto es pobre y es difícil de expandir la electrificación rural con energías renovables sin el apoyo financiero gubernamental. Bajo la EBRP, se presenta en la Figura 8.15 la organización propuesta para implementar proyectos. El rol de las instituciones relacionadas en la implementación del proyecto se resume a continuación:

FPS o FNDR (fuente del financiamiento)

- Evaluar, aprobar y financiar un proyecto presentado por una municipalidad en cooperación con el VMEH.

VMEH (Soporte técnico)

- Guiar a los fondos en el criterio sectorial para el desarrollo de electrificación rural cuando se evalúe el proyecto solicitado por la municipalidad.

Municipalidad (Implementación)

- Dar una guía esquemática del proyecto y las responsabilidades del usuario incluso del pago inicial y la cuota mensual para los usuarios locales.
- Hacer un acuerdo con el CER/Cooperativa después de recibir el requerimiento del proyecto de electrificación rural.
- Preparar el proyecto con el soporte técnico de la prefectura y/o consultores/ONG, y solicitar financiamiento del fondo(s).
- Seleccionar una compañía privada u ONG que maneje y dirija la implementación completa del proyecto (la mayoría de las municipalidades

tiene una capacidad limitada para manejar la implementación del proyecto). Emplear Consultores/ONG por la municipalidad para la provisión de los servicios necesarios tales como la selección de proveedor/operador y ayuda en la provisión y supervisión de todo el proyecto.

Sector Privado/ONG (instalación y entrenamiento para operación y mantenimiento).

- Instalar el sistema y llevar a cabo capacitación para operación y mantenimiento para los beneficiarios y los asistentes técnicos de CER/cooperativa.

CER/Cooperativa (beneficiarios)

- Organizar un Comité de Electrificación Rural (CER) o cooperativa con la guía esquemática del proyecto, así como las responsabilidades de los beneficiarios en lo referente al pago inicial y cuota mensual que podría realizarse a través de la municipalidad y/o consultores/ONG.
- Gestionar el proyecto de electrificación rural y hacer un acuerdo con la municipalidad
- Proporcionar mano de obra y algunos materiales locales en caso de proyectos MCH y de energía eólica
- Recibir el entrenamiento para operación y mantenimiento para los beneficiarios y los asistentes técnicos del CER

Prefectura (soporte técnico y organización)

- Apoyar a las municipalidades en la preparación del proyecto cuando la municipalidad aplica a los fondos
- En caso de que un proyecto no sea financiado a través del fondo, la Prefectura será responsable de su implementación con la facilitación del VMEH.

(2) Orientación privada

La orientación privada supone que los proveedores de sistemas FV proveen los equipos, instalan y pueden dar el entrenamiento para operación diaria y mantenimiento a los usuarios locales y prestar el servicio técnico cuando así se lo requiera. Este esquema, es aplicable en regiones donde los usuarios tienen la capacidad de pagar por los sistemas FV y funciona como un negocio privado.

8.4.2 Sistema de Operación y Mantenimiento

(1) Sistemas FV

Con las experiencias del proyecto piloto FV, los usuarios y el Comité de Electrificación Rural (CER) deben llevar a cabo ordinariamente la operación y el mantenimiento del sistema FV. En este sentido, la capacitación inicial de los usuarios y de los asistentes técnicos del CER es muy importante para la sostenibilidad de la operación y mantenimiento.

La capacitación debe ser conducida por el proveedor u operador durante la implementación del proyecto. El sistema propuesto de operación y mantenimiento del FV es resumido a continuación.

1) Usuarios

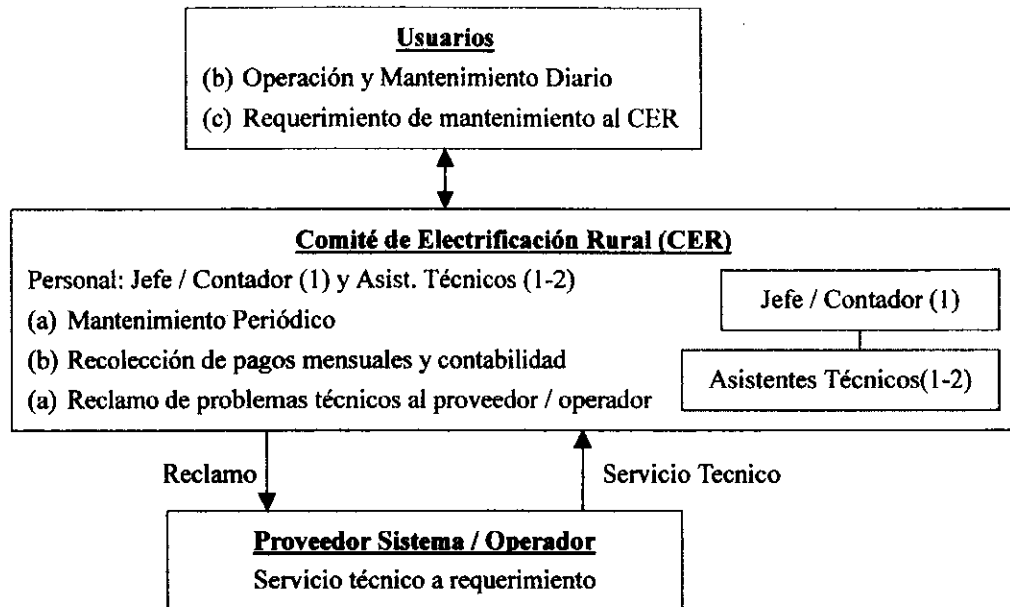
- Ser responsables de la operación y mantenimiento diario
- Solicitar servicios de mantenimiento a los asistentes técnicos del CER si se requiere

2) CER: Asistentes técnicos

- Llevar a cabo el mantenimiento periódico
- Recolectar los pagos mensuales y su contabilidad respectiva
- Requerir al proveedor / operador del sistema para resolver problemas técnicos mayores

3) Sistema Proveedor / Operador

- Proveer al CER de los servicios técnicos cuando sean requeridos (bajo un convenio de servicios)



(2) Micro Centrales Hidroeléctricas y Energía Eólica

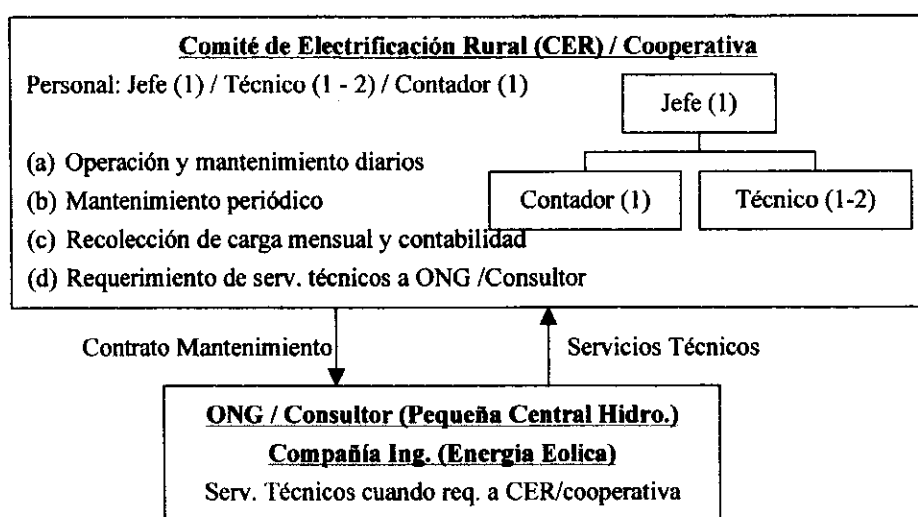
Establecer un sistema bien organizado con la cooperación de ONGs y/o consultores para la operación y mantenimiento de los proyectos de micro centrales hidroeléctricas. Para la operación y mantenimiento rutinario un comité de electrificación rural o cooperativa entrenada por la ONG o los consultores. La ONG/consultores podrán llevar a cabo los servicios de mantenimiento especiales a requerimiento del CER o la cooperativa.

No hay experiencia de un proyecto de energía eólica en Bolivia, Los consultores / empresas locales deben recibir la transferencia de tecnología en cuanto a la operación y mantenimiento de los consultores extranjeros especializados para la operación y mantenimiento de los proyectos de energía eólica.

Los técnicos del CER/cooperativa deben ser capacitados en la operación y mantenimiento por los consultores o una empresa que esté a cargo de la instalación durante la implementación del proyecto.

La operación y mantenimiento propuesta para ser realizada por el CER/Cooperativa se explica a través del siguiente esquema y se detalla en las Secciones 8.6.2 y 6.6.2 del Apéndice II para micro centrales hidroeléctricas y en las Secciones 8.6, 6.6 y 7.6 del Apéndice III para generación eólica.

- 1) CER / cooperativa
 - Ser responsable por al operación y mantenimiento diario
 - Llevar a cabo el mantenimiento periódico
 - Recolectar los pagos mensuales y llevar la contabilidad
 - Solicitar asistencia técnica de la ONG/consultores o de la Empresa
- 2) ONG/consultores o Empresa
 - Proporcionar al CER o a la cooperativa servicios técnicos (bajo un contrato de servicios de mantenimiento)



8.5 Gestión de Financiamiento para Electrificación Rural

8.5.1 Estimación del Requerimiento de Financiamiento

Para evaluar la viabilidad de la inversión del plan de electrificación rural durante 2002-2011, el financiamiento público ha sido estimado suponiendo las siguientes condiciones.⁶

- 1) Para la extensión de la red, 70% de la inversión proviene del financiamiento público.
- 2) Para los sistemas FV, el 40% de la inversión proviene del fondo público
- 3) Para micro centrales hidroeléctricas y energía eólica, 50% de la inversión proviene del financiamiento público.

⁶ The investment shares are projected figures of the VMEH on the basis of the past trend.

Tal como se resume en la siguiente tabla, el financiamiento público total requerido es de US\$ 9,2 millones y US\$ 10,6 millones para las Fases I y II respectivamente en La Paz. En Oruro, será de US\$ 5,4 millones y US\$ 6,1 millones respectivamente.

Inversión requerida en La Paz (US\$1,000)

	Fase I (2002-2006)	Fase II (2007-2011)
PV*1	141	2,689
Publica (40%)	57	1,076
Privada (60%)	85	1,613
PCH	3,816	3,141
Publica (50%)	1,908	1,571
Privada (50%)	1,908	1,571
Eólica	1,168	1,159
Publica (50%)	584	580
Privada (50%)	584	580
Red	9,517	10,484
Publica (70%)	6,662	7,339
Privada (30%)	2,855	3,145
Total	14,642	17,473
Publica	9,210	10,564
(% al total)	63%	60%
Privada	5,432	6,909
(% al total)	37%	40%

Inversión requerida en Oruro (US\$1,000)

	Fase I (2002-2006)	Fase II (2007-2011)
PV	1,788	3,710
Publica (40%)	715	1,484
Privada (60%)	1,073	2,226
MCH	81	252
Publica (50%)	41	126
Privada (50%)	41	126
Eólica	738	186
Publica (50%)	369	93
Privada (50%)	369	93
Red	6,084	6,221
Publica (70%)	4,259	4,355
Privada (30%)	1,825	1,866
Total	8,691	10,369
Publica	5,384	6,058
(% al total)	62%	58%
Privada	3,307	4,311
(% al total)	38%	42%

Fuente: Equipo de Estudio JICA

8.5.2 Plan de Desposición de Fondos

Los fondos requeridos para la implementación del plan propuesto de electrificación han sido estimados como se presenta a continuación. La viabilidad financiera de la electrificación rural fue confirmada verificando en ambas prefecturas la posibilidad de contar con estos fondos para la Fase I.

Fondos Requeridos para Electrificación Rural

(US\$1,000)

	Phase I (2002-2006)	Share
Public Investment	14,594	62.5%
External Source	7,297	(50%)
Internal Source	7,297	(50%)
Private Investment	8,739	37.5%
Total	23,333	100%

(1) Fuentes de Financiamiento Externo

Como se ha presentado en la tabla anterior, los fondos publicos a ser requeridos por fuentes externas es de aproximadamente US\$ 7.3 millones durante la Fase I.

Durante los últimos cinco años de 1996 al 2000, Bolivia ha recibido aproximadamente US\$ 70 millones para el sector energético de fuentes externas en forma de donaciones y créditos. Suponiendo que el 33% del monto total fuera asignado en la Paz y Oruro y 44% fuera destinado a electrificación rural del total correspondiente al sector energético, el monto de US\$ 10.2 millones habrían sido empleados en electrificación rural en La Paz y Oruro entre los años 1996 y 2000. Puede decirse que las dos prefecturas tendrían capacidad de adquirir los fondos suficientes de origen externo para implementar el plan entre los años 2002 y 2006 asumiendo que la inversión en electrificación rural continúe su tendencia pasada.

En el intertanto, el país ha estado negociando con varias fuentes de financiamiento externo y se espera una ayuda externa de US\$ 23 millones para el sector energético entre los años 2002 y 2005. Basados en este monto para tres años y aplicando la tasa estimada de asignación para La Paz y Oruro, se estima que US\$ 3.3 millones (US\$ 23 millones x 33% x 44%) pueden estar disponibles para el plan de las dos prefecturas durante la Fase I.

Adicionalmente, el Banco Mundial ha planeado el financiamiento de aproximadamente

US\$ 20 millones conjuntamente con agencias de ayuda del Canada, Alemania, Nordica, de los cuales se ha señalado que cerca de dos tercios seran destinados a electrificación rural. Se estima que aplicando la misma tasa de asignación para los dos departamentos US\$ 4.4 millones (US\$ 20 millones x 2/3 x 33%) pudieran estar disponibles para el plan en la Fase I.

Ademas de los recursos anteriores, Bolivia tendrá acceso a fondos del HIPC II (US\$ 1.3 billones por los próximos 15 años), algunos de los cuales pueden ser asignados a electrificación rural.

Excluyendo los fondos del HIPC II, aproximadamente US\$ 7.7 millones (US\$ 3.3 millones + US\$4.4 millones) podrían estar disponibles para electrificación rural en los dos departamentos durante la Fase I, lo que proveería fondos suficientes para cubrir el monto requerido de 7.3 millones para el plan propuesto de electrificación rural.

(2) Fuente de Financiamiento Interno

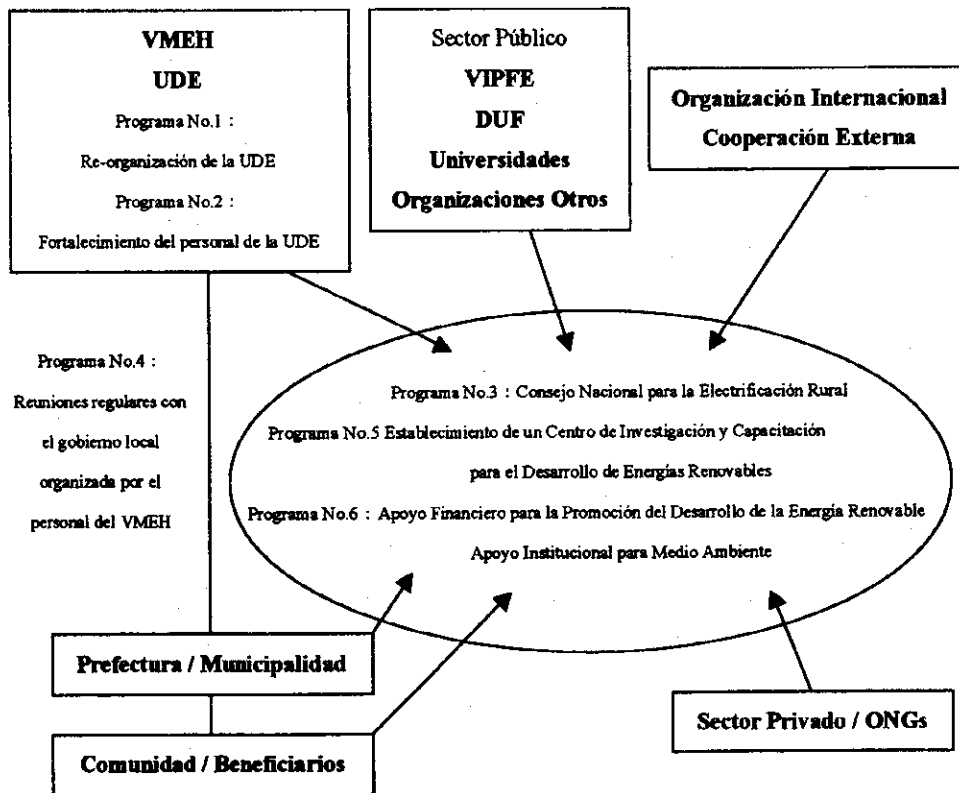
Los requerimientos de fondos de origen interno (principalmente impuestos) para el plan durante la Fase I se estima en US\$ 7.3 millones. De acuerdo a la tabla de "Infraestructura Pública en Bolivia" en la subsección 3.3, la inversión en electrificación rural durante los últimos cinco años (1996-2000) fue de US\$ 23.6 millones, de los cuales US\$ 7.8 millones (US\$ 23.6 x 33%) aproximadamente, se estiman que fueron asignados a los departamentos de La Paz y Oruro. El monto es mayor a los fondos requeridos de origen interno US\$ 7.3 millones.

(3) Fondos del Sector Privado

Aproximadamente US\$ 8.8 millones se requerirán del sector privado para este plan durante la Fase I. Se espera que la Fundación PRONER sea establecida con el aporte de Transredes de US\$ 10 millones para mediados del 2001. Además US\$ 5 a 6 millones el FBER (Fondo Boliviano de Electrificación Rural) se espera sea establecido a mediados del 2001 con contribuciones del sector privado. Compañías privadas por su parte, continuarán invirtiendo en la parte rentable de la transacción. Considerando estos factores se obtendrían los fondos del sector privado.

El análisis anterior indica que el plan propuesto de electrificación rural puede ser implementado sin mayores dificultades financieras.

CAPÍTULO 9 APOYO INSTITUCIONAL PARA PROMOVER LA ELECTRIFICACIÓN RURAL USANDO ENERGÍA RENOVABLE



9.1 Planificando el mejoramiento de la capacidad

9.1.1 Situación Actual

La Unidad de Desarrollo de Energía (UDE) del VMEH esta a cargo de toda la planificación de la electrificación rural en Bolivia. Sin embargo, la cantidad de personal es solamente de diez personas incluyendo los seis del Equipo Facilitador de Programas EFP, que reciben financiamiento del PNUD (fuera del presupuesto gubernamental).

La descentralización de competencias es parte del nuevo rol del Estado boliviano, aun en el campo de la electrificación rural, pero se hace indispensable un seguimiento de la gestión global por parte del VMEH como apoyo al desarrollo sostenible de la

electrificación rural. En vista de esto, la actual estructura de la UDE parece débil y debe ser fortalecida.

9.1.2 Programas para el Mejoramiento

La UDE debe ser fortalecida como Unidad responsable de preparar las políticas, estrategias, normas y planes de electrificación rural de corto y mediano plazo, así como guías para la formulación de proyectos. Para fortalecer este propósito se debe establecer un número apropiado de profesionales especialistas en electrificación rural, y especialmente en energías renovables deberían incorporarse para apoyar al desarrollo de las energías renovables. Se propone los siguientes programas para mejorar el fortalecimiento de esta Unidad del VMEH.

(1) Programa No. 1: Re-organización de la UDE

La UDE podría ser reorganizada tal como se muestra en el Gráfico 9.1 bajo la Dirección General de Energía del VMEH. Los objetivos de la re-organización son los siguientes:

- Disponer de un número apropiado de expertos para la electrificación rural para alcanzar una mayor ejecución y calidad en el desarrollo de la electrificación rural, y
- Disponer de profesionales especialistas para promover el desarrollo de la energía renovable y organizar un grupo de coordinación de energía renovable en el gobierno central.

La nueva unidad tiene las siguientes subsecciones con el número adecuado de personal y funciones:

- 1) Sección de Políticas y Normas (1 persona)
 - Para proponer y elaborar políticas y normas nacionales para la electrificación rural
- 2) Sección de Información y Estadísticas (2 personas)
 - Para procesar la información y estadísticas y preparar inventarios para el desarrollo de la energía renovable

- 3) Sección de Desarrollo de la Energía Rural (2 personas)
 - Para estar a cargo del desarrollo de la energía rural incluyendo la energía renovable
- 4) Sección de Electrificación Rural (4 personas)
 - Para facilitar proyectos y programas de electrificación rural
- 5) Sección de Sistemas Aislado y Desarrollo del SIN (2 personas)
 - Para ser responsable del control de la asignación de gas oil para sistemas aislados y el desarrollo de la energía del Sistema Nacional de Interconexión (SNI) y sistemas a gas.

El año para la reorganización sería el año fiscal 2002 al 2003 luego de cumplir la primera fase del PRONER.

Los resultados esperados del programa son:

- Integrar toda la información relacionada con la electrificación rural y el desarrollo de la energía renovable
- Actualizar el plan nacional de electrificación rural y realizar su seguimiento
- Fortalecer y apoyar el desarrollo de la energía renovable
- Fortalecer la coordinación con las instituciones locales y las organizaciones relacionadas

(2) Programa No. 2: Fortalecimiento del personal de la UDE

La capacidad de planificación del personal de la UDE debe ser fortalecida por expertos externos en electrificación rural tal como se presenta en el Grafico 9.2. Los objetivos del fortalecimiento del personal de la UDE son los siguientes:

- Redefinir las funciones de planificación con respecto al desarrollo de la electrificación rural y la energía renovable
- Fortalecer al personal de la UDE con su capacitación
- Promover la transferencia de tecnología a las instituciones locales a través del VMEH.

Durante y después de este programa, el personal de la UDE debe capacitar a las unidades de energía de las prefecturas para el plan de electrificación rural con energías renovables.

Los expertos podrán ser proporcionados por los organismos internacional y/o cooperación internacional. El programa será llevado a cabo durante el año fiscal 2002 a 2003/4.

Se espera que el programa tenga los siguientes resultados:

- Formular una política orientadora para la electrificación rural así como la preparación del indicador del plan nacional de largo plazo por el VMEH
- Promover el traspaso de tecnología sobre electrificación rural a las prefecturas y municipalidades.

9.2 Mejorar la coordinación con los Gobiernos Locales y el Sector Privado

9.2.1 Situación actual

Se requiere una coordinación mas estrecha para promover la electrificación rural entre el VMEH y las instituciones locales. Es importante contar con información estadística de suministro y demanda de electricidad para el desarrollo del plan a largo plazo. Además existe la necesidad de una mayor coordinación con las instituciones locales para fortalecer el desarrollo rural con el apoyo de la electrificación rural.

La coordinación con el sector privado es también muy importante para el VMEH, debido a que la electrificación rural es prácticamente implementada a través de la extensión de la red por las compañías de distribución y los proveedores privados.

9.2.2 Programas para el Mejoramiento

Se requiere una mayor coordinación y cooperación entre el sector privado y el sector público en correspondencia al nuevo rol del gobierno y al progreso de la tendencia de privatización en el sector de la energía.

Se proponen los siguientes dos programas para mejorar el sistema de coordinación para el desarrollo de la electrificación rural.

(1) Programa No. 3: Consejo Nacional para la Electrificación Rural

El VMEH como líder de la electrificación rural podría establecer un consejo nacional para la electrificación rural para mantener una buena relación y comunicación entre las organizaciones vinculadas a la electrificación rural tal como se presenta en el Diagrama 9.3. El consejo nacional debe reunirse dos veces al año. Este programa tiene los siguientes objetivos:

- Mantener estrecha coordinación y cooperación entre las organizaciones relacionadas a la electrificación rural, y
- Facilitar el desarrollo de la electrificación rural y promover el desarrollo de la energía renovable.

Los participantes propuestos son los siguientes:

1. VMEH:
 - Viceministro (director)
 - Unidad de Desarrollo de Energía (UDE) (coordinador)
2. Organismos públicos:
 - VIPFE (cooperación financiera)
 - DUF (cooperación financiera)
 - FPS (cooperación financiera)
 - FNDR (cooperación financiera)
 - Unidad de Energía de las prefecturas (planificador de la electrificación rural en el Departamento)
 - Universidad (unidades vinculadas al desarrollo energético)
3. Organismos internacional y cooperación externa (cooperación técnica y financiera)
4. Sector Privado (proveedor, distribuidor / consultores / empresas consultoras)
5. ONGs (en electrificación rural)

Se espera que el consejo tenga las siguientes funciones:

- Compartir las políticas/estrategias para la electrificación rural
- Facilitar la cooperación para el desarrollo de la electrificación rural
- Promover el desarrollo de la energía renovable

- Informar sobre el progreso de la electrificación rural en las prefecturas
- Discutir los problemas y restricciones para la electrificación rural

Preparación para el establecimiento del consejo incluyendo la selección de los miembros será realizada durante el año fiscal de 2001. Se espera que el programa empiece a partir del año fiscal de 2002.

Este programa, si fuera implementado, contribuiría al desarrollo sostenible de la electrificación rural y a la promoción del desarrollo de la energía renovable.

(2) Programa No. 4: Reuniones regulares con el gobierno local organizada por el personal del VMEH

Actualmente, las ocasiones para reuniones entre el VMEH y el gobierno local incluyendo la prefectura y la municipalidad son limitada. Para una coordinación estrecha, se requieren visitas mas frecuentes del personal del VMEH a las prefecturas. El programa tiene los siguientes objetivos:

- Recolectar información de todo el país incluyendo de los proyectos en ejecución y la demanda de electrificación rural
- Coordinar y apoyar al personal del gobierno local para la planificación e implementación del desarrollo de la electrificación rural y de la energía renovable.

El personal de la UDE incluyendo los expertos en electrificación rural debe visitar todas las prefecturas cada tres meses y sostener reuniones para discutir el progreso de la electrificación rural y los problemas relacionados. Los representantes de las municipalidades deben ser igualmente invitados a las reuniones. La siguiente agenda debe ser discutida:

- 1) Agenda de la UDE para el gobierno local
 - Informar las políticas y estrategias nacionales para la electrificación rural
 - Apoyar la tecnología para el desarrollo de la electrificación rural
 - Coordinar los arreglos financieros

- 2) Agenda del gobierno local para la UDE
 - Informar sobre la situación actual de los proyectos en ejecución y la demanda local
 - Informar problemas y restricciones para la electrificación rural

El programa será implementado en el año fiscal de 2002.

9.3 Investigación y Capacitación

9.3.1 Situación actual

En Bolivia no existe un sistema integrado de investigación para la energía renovable. Al presente, la investigación de micro centrales hidroeléctricas está siendo conducida en las universidades (como la UMSA) y por consultores/ONGs, mientras que la tecnología para el sistema FV es desarrollada por el sector público y proveedores de sistemas fotovoltaicos.

9.3.2 Programa de Mejoramiento

Para facilitar la electrificación rural con energías renovables, las funciones de investigación y capacitación deben ser fortalecidas bajo el auspicio del VMEH. La investigación sobre energías renovables y capacitación de los comités de electrificación rural (CER)/cooperativas así como de los sectores público y privado son esenciales para realizar el desarrollo sostenible. Se propone el siguiente programa para el mejoramiento.

(1) Programa No. 5: Establecimiento de un Centro de Investigación y Capacitación para el Desarrollo de Energías Renovables

El Centro de Investigación y Capacitación para el desarrollo de energías renovables debe ser establecido por el VMEH en estrecha cooperación con universidades experimentadas y consultores/ONGs vinculadas al desarrollo de la energía renovable. Los objetivos del programa son los siguientes:

- Conducir una investigación integrada sobre energías renovables
- Demostrar los resultados al público

- Capacitar en las habilidades de operación y mantenimiento para los usuarios locales y los comités de electrificación rural / cooperativa así como el sector privado

El plan básico para el establecimiento del centro de investigación y capacitación para el desarrollo de energía renovable deberá ser preparado por el VMEH en colaboración con las universidades y consultores vinculados. El plan básico es cubrir la planificación del desarrollo energético. En la primera fase (2002-2004) el VMEH propone el centro en una universidad como UMSA que tiene una vasta experiencia y el equipamiento y medios de energía renovable en cooperación con el sector privado y ONGs en la segunda fase (2005 -), el VMEH establece un nuevo centro y activa las funciones en respuesta a las experiencias de la primera fase.

El campo meta de la investigación deberá incluir lo siguiente:

- 1) Desarrollo de sistemas FV
- 2) Desarrollo del sistema de pequeñas centrales hidroeléctricas
- 3) Desarrollo de la energía eólica
- 4) Desarrollo de la energía de biomasa

9.4 Apoyo financiero

9.4.1 Situación actual

El apoyo financiero aun no ha sido establecido para el desarrollo de la energía renovable, ya que no existe un fondo específico para este propósito., esto dificulta su promoción y la misma participación del sector privado y las ONGs.

Los equipos y sistemas para el desarrollo de energías renovables resultan aun muy caros para llevar a cabo una amplia difusión en el área rural sin el apoyo financiero del gobierno.

9.4.2 Programa de Mejoramiento

El apoyo financiero debe ser fortalecidas no solo para el sector público como son las prefecturas y municipalidades sino también para el sector privado y las ONGs. La reducción impositiva sobre equipamiento y sistemas para energías renovables y la

provisión de crédito y subsidio usando un fondo rotatorio sería efectiva para facilitar la compra. El siguiente programa es propuesto para mejorar la función del apoyo financiero en el gobierno central, especialmente en el VMEH.

(1) Programa No. 6: Apoyo Financiero para la Promoción del Desarrollo de la Energía Renovable

Se deberían proporcionar los siguientes incentivos para promover el desarrollo de la electrificación rural mediante energía renovable para las instituciones locales así como del sector privado en cooperación del Ministerio de Hacienda.

Componente No.1: Reducción impositiva sobre el equipamiento de la energía renovable

Para promover mejor la electrificación rural mediante energías renovables, el VMEH debería tomar el liderazgo para reducir los impuestos y obligaciones aplicables al equipamiento y las facilidades tal como se presenta a continuación.

Impuesto	Tasa actual de impuesto	Tasa propuesta
Impuesto a las importaciones	<ul style="list-style-type: none">- FV: 10%,- Pequeña central hidroeléctrica sobre 10.000 kW: 0%- Pequeña central hidroeléctrica por debajo de 10,000 kW: 5%- Energía eólica: 5%	0% para todos los productos relacionados a la energía renovable

Componente No.2: Fondo Rotatorio del VMEH para el Proyecto de Electrificación Rural

Debe organizarse un fondo rotatorio para la promoción del proyecto de electrificación rural controlado por el VMEH. Este fondo será aplicado a la electrificación rural usando la energía renovable en las comunidades rurales. La fuente de financiamiento para los usuarios para el proyecto de electrificación rural provendrá de la donación de los organismos internacionales. Este componente empezaría en el año fiscal de 2003.

Componente No.3: Sistema de Créditos y Subsidios

Un sistema de créditos y subsidios para el desarrollo de la energía renovable debe ser establecido a iniciativa y organización por parte del VMEH y con la cooperación del sector privado tales como las compañías distribuidoras,

proveedoras de sistemas y bancos. El fondo rotatorio a ser establecido también podría ser usado para otorgar crédito a los usuarios. El programa podría comenzar durante el año fiscal de 2003.

9.5 Apoyo Institucional para Medio Ambiente y PCF

Siguiendo la política medioambiental del VMEH y las medidas internacionales en los problemas medioambientales, el uso de fuentes de energía renovables será promovidas con el objeto de ahorrar fuentes de energía agotables y reducir las emisiones de dióxido de carbono.

El VMEH debería promover la electrificación rural con energías renovables con el uso de soporte financiero en materia medioambiental tales como los Mecanismos de Desarrollo Limpio y los Fondos de Crédito de Carbono propuestos por el Banco Mundial en base a la evaluación medioambiental.

9.5.1 Metodología para Calcular el Impacto del Medio Ambiente

El impacto al medio ambiente por la implementación del propuesto plan de electrificación rural para el 2002-2011 fue estudiado a través de la comparación de la emisión de Dióxido de Carbono (CO₂) entre el caso del plan propuesto y el caso del plan alternativo. Dado que en el plan alternativo, se selecciono la electrificación a través e la extensión de la red de líneas usando gas térmico. La generación de potencia sobre la base de las energías renovables tales como pequeñas centrales hidroeléctricas, energía eólica y FV no emiten CO₂ durante la operación. Por lo tanto, la emisión estimada de CO₂ por el plan alternativo es tomada como el ahorro de la emisión de CO₂.

Para la estimación de la emisión de CO₂ bajo el plan alternativo, se supone que los proyectos de generación térmica usando gas natural serán implementados en vez de los proyectos sobre la base de energía renovable. La emisión del CO₂ por la generación térmica puede ser derivada del siguiente calculo.

Emisión de Dióxido de Carbono (ton)

= Calorías Necesarias para la generación de Electricidad (2,646 kcal/kWh x Electricidad Generada x 1/10⁹) x Factor de Conversión de Unidad de energía Común (4.1868TJ/Tcal) x Factor de emisión de Carbono (17.2tC/TJ) x Fracción de Oxido de Carbono (0.995) x 44/12

A continuación se explica cada procedimiento de calculo.

- 1) Estima las calorías necesarias para generar electricidad (Tcal)
De acuerdo con la información del MECI (Ministerio de Economía y Comercio Industrial del Japón), las calorías necesarias para generar un kilowatt de electricidad a través de la generación térmica es 2,646 kcal/kWh. Un Tcal es equivalente al 10^9 kcal.
- 2) Conversión de los datos a unidades de energía común (TJ) usando el Factor de Conversión de la energía Común (4.1868TJ/Tcal)
- 3) Estimando el contenido de carbón mediante el uso del factor de emisión de carbón (17.2tC/TJ)
El plan alternativo supone gas natural como el combustible para la generación térmica de electricidad. De acuerdo al INGI reglamentos de los Inventarios Nacionales de Gases de Invernaderos, la emisión del factor carbón por gas natural es 17.2 t C/TJ.
- 4) Contabilizando el carbón no oxidado durante la combustión (0.995)
Fracción de Carbón Oxidado: de acuerdo al INGI Reglamento para los Inventarios de Gases de Invernadero, la fracción de oxido de carbón por el gas es 0.995.
- 5) Convirtiendo las emisiones de carbón al peso total molecular del CO₂ multiplicándolo por 44/12

La proporción del peso molecular del CO₂ para ese Carbón es 44/12.

9.5.2 Estimación de la Reducción de la Cantidad del CO₂

Partiendo de las Tablas 5.13 y 5.14, el consumo de electricidad de la propuesta generación sobre la base de energía renovable durante cada fase, esta puede ser resumida tal como se muestra en las siguientes tablas.

Consumo de Electricidad de la generación sobre la base de energía renovable

La Paz

(kWh/5 año)

	Fase I (2002-2006)	Fase II (2007-2011)
FV	334,152	1,123,312
PCH	5,379,067	12,415,850
Viento	190,385	701,680
Total	5,903,604	14,240,841

Oruro

(kWh/5 año)

	Fase I (2002-2006)	Fase II (2007-2011)
FV	1,069,135	2,433,525
PCH	619,577	860,629
Viento	136,207	498,718
Total	1,824,919	3,792,872

Fuente: Equipo de Estudio JICA

Aplicando las anteriores cifras, la emisión de CO₂ a través del plan alternativo, o ahorrando CO₂ mediante la implementación del plan propuesto, que se calcula como sigue.

Reducción del CO₂ mediante el Plan Propuesto

La Paz

(ton/5 año)

	Fase I (2002-2006)	Fase II (2007-2011)
FV	232	781
PCH	3,739	8,631
Viento	132	488
Total	4,104	9,900

Oruro

(ton/5 años)

	Phase I (2002-2006)	Phase II (2007-2011)
PV	743	1,692
Micro-hydro	431	598
Wind	95	347
Total	1,269	2,637

Fuente: Equipo de Estudio JICA

A partir de las anteriores tablas, la cantidad de reducción del CO₂ durante la Fase I (2002-2006) y la Fase II (2007-2011) se espera que alcancen las 4,104 tons y 9,900 tons en La Paz y 1,269 tons y 2,637 tons en Oruro, respectivamente.

9.5.3 Fondo de Carbono de prototipo (PCF)

Seguendo la política medioambiental de VMEH y organizaciones internacionales, el uso de medioambientalmente fuentes de energía renovables amistosas sera promovido ahorrar las fuentes de energía agotables y reducir las emisiones del anhídrido carbónico.

El VMEH es promover la electrificación rural por la energía renovable en la línea con los apoyos institucionales en los problemas medioambientales como el Fondo de Carbono de Prototipo (PCF).

El PCF se estableció en 2000 y manejándose por el Banco Mundial. Este fondo es una confianza con los objetivos estratégicos siguientes:

- (1) Demostrar cómo las transacciones de reducciones de emisión proyecto-basado pueden promover y pueden contribuir al desarrollo sustentable de desarrollar los países,
- (2) Compartir con las fiestas a la Convención de Armazón de Naciones Unidas en el Cambio del Clima y otro conocimiento de las fiestas interesado ganaron por el Fideicomisario y Participantes en el curso de los funcionamientos del Fondo, y
- (3) Demostrar cómo el Banco Mundial puede trabajar en la sociedad con el público y sector privado movilizar los nuevos recursos para sus países del miembro pidiendo prestado mientras dirigiéndose las preocupaciones medioambientales globales.

El PCF ha empezado a solicitar unos países simplemente. Sin embargo, este fondo será considerado como una de la fuente del fondo potencial para la promoción de la electrificación rural en Bolivia.

CAPÍTULO 10 CONCLUSION Y RECOMENDACIÓN

A través de la investigación y el estudio realizados entre 1999 – 2001, se revisó un esquema apropiado para la operación y mantenimiento del sistema FV y se identificaron los proyectos prioritarios para sistemas de pequeñas centrales hidroeléctricas, eólicos y FV. La factibilidad de los proyectos seleccionados, dos de pequeñas centrales hidroeléctricas y tres de energía eólica fueron igualmente confirmados por este estudio. Todos los resultados de este estudio fueron incorporados en la propuesta del Plan de Implementación de Electrificación Rural para lo cual se revisó y confirmó su viabilidad mediante la asignación de fondos proyectada.

Para el estudio constante del desarrollo de energía renovable y la implementación sostenible del plan de electrificación rural propuesto en este estudio, se recomienda que sean tomadas las siguientes acciones por parte del VMEH, las prefecturas de La Paz y Oruro y otros organismos vinculados.

10.1 Recomendación sobre asuntos técnicos

(Sistema FV)

- 1) El VMEH y las prefecturas de La Paz/Oruro deben dar seguimiento a la operación y mantenimiento de los sistemas FV instalados en La Paz y Oruro, particularmente en:
 - La conducción de capacitación adicional para los usuarios y los asistentes técnicos (por las operadoras), y
 - Una estricta administración del Pago Inicial.

(Pequeñas centrales hidroeléctricas)

- 2) Las prefecturas de La Paz y Oruro deben llevar a cabo medidas constantes del nivel de agua y de la descarga para los dos lugares prioritarios seleccionados para el proyecto.

(Energía eólica)

- 3) Las prefecturas de La Paz y Oruro deben continuar el monitoreo y la recolección de datos del viento, particularmente de los cuatro lugares de monitoreo recientemente instalados.

- 4) El VMEH debe apoyar al sector privado en el desarrollo de la tecnología y la promoción de la energía eólica.

(Otros)

- 5) El VMEH debe traspasar la información del viento y la información hidrológica al SENAMHI para una gestión integrada de la información meteorológica e hidrológica..

10.2 Recomendaciones sobre el Fortalecimiento Institucional

Tal como se indica en el Capítulo 6, el apoyo institucional es indispensable para concretar el plan de implementación de electrificación rural propuesto. Las siguientes acciones deben ser tomadas para el desarrollo sostenible.

- 1) La función de la UDE del VMEH debe ser fortalecida mediante una reorganización y la formación de la capacidad.
- 2) La coordinación entre el VMEH y las prefecturas/municipalidades debe ser mejorada a través del establecimiento del consejo nacional de electrificación rural y más visitas frecuentes del personal de la UDE a las prefecturas.
- 3) Las funciones de investigación y capacitación deben ser fortalecidas mediante el establecimiento del Centro de Investigación y Capacitación para el Desarrollo de la Energía Renovable, el plan básico para el mismo debe ser preparado por el VMEH.
- 4) La función de apoyo financiero del VMEH debe ser reforzada a través del establecimiento de un fondo rotatorio para electrificación rural y un sistema de gestión de créditos y subsidios.
- 5) El VMEH y las prefecturas de La Paz y Oruro deben coordinar la cooperación entre el DUF y las municipalidades y mantener un apoyo continuo a las municipalidades que tienen una capacidad insuficiente en la implementación del proyecto bajo el DEBRP.

Anexo 1

Miembro de Grupo de Cordinación, Grupo de Trabajo y Equipo del Estudio JICA

(1) Miembro de Grupo de Cordinación

1. Juan Mendoza	Chief, Energy Development Unit, VMEH
2. Carlos Gordillo	Consultant, Energy Development Unit, VMEH
3. Renan Orellana	Consultant, Energy Development Unit, VMEH
4. Ramiro Ostría	Director, Department of Infrastructure, La Paz Prefecture
5. Felix Castañares	Director, Department of Infrastructure, Oruro Prefecture

(2) Miembro de Grupo de Trabajo

	(Technical Field)	(Institution)
1. Clemente Rojas	Social survey	La Paz Prefecture
2. Carlos Lopez	PV system	La Paz Prefecture
3. Mario Eguez	Wind power	La Paz Prefecture
4. Marcelo Portillo	Micro-hydro power	La Paz Prefecture
5. Jorge Guzman	PV system	Oruro Prefecture
6. Oswaldo Guzman	Social survey	Oruro Prefecture
7. Ramiro Pinto	Wind power	Oruro Prefecture
8. Jorge Castillo	Micro-hydro power	Oruro Prefecture

(3) Miembro de Equipo del Estudio JICA

1. Toshikazu Tai	Team Leader / Rural electrification planner
2. Hidehito Wakabayashi	PV power development planner
3. Masafumi Ikeno	Sociologist / Institutional planner
4. Kiyoshi Hirata	Micro-hydro power development planner
5. Tsutomu Dei	Wind power development planner
6. Kinuyo Fukuda	Economic analyst / Financial planner

TABLAS

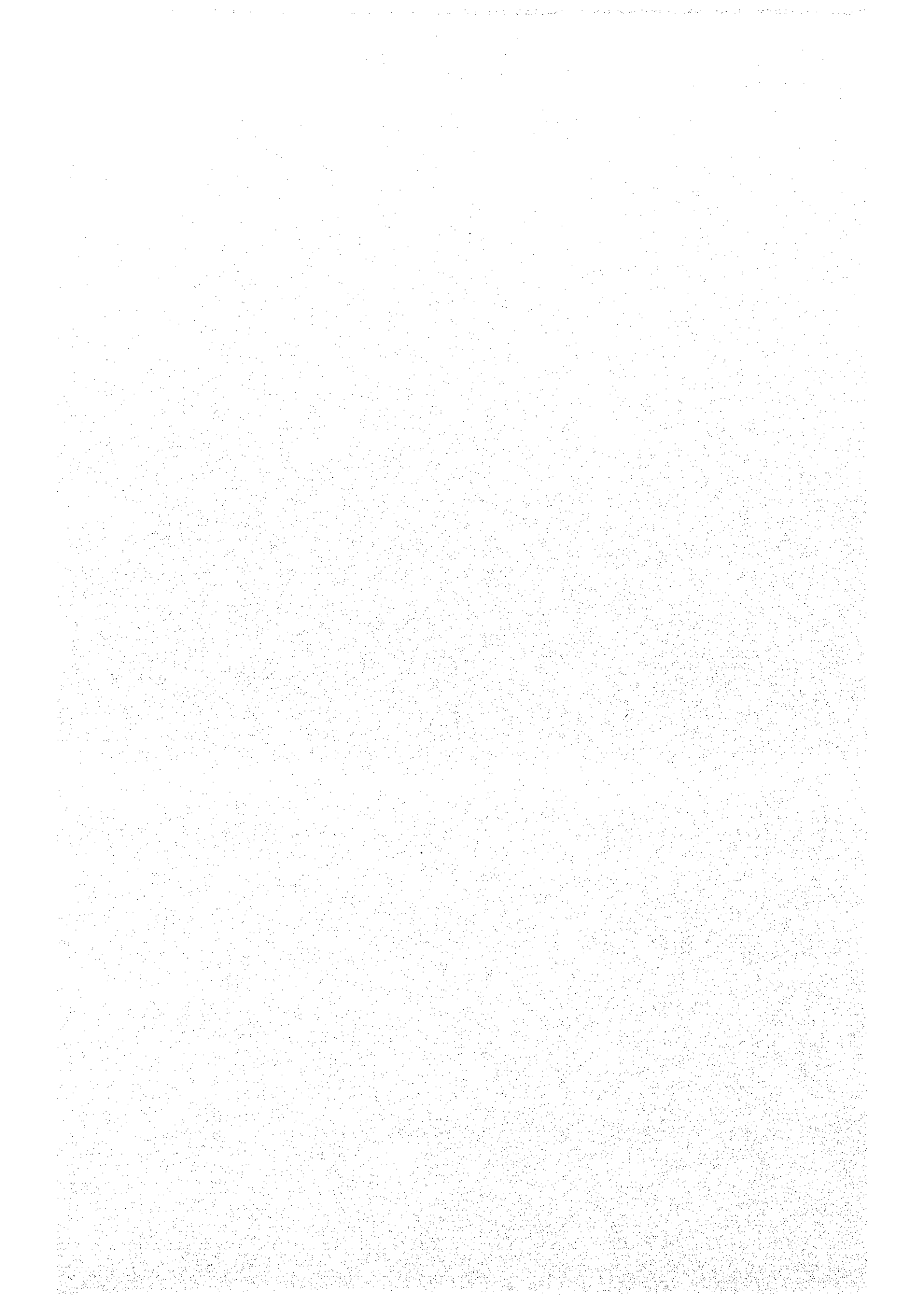


Tabla 4.1 Inventario de las Micro Centrales Hidroeléctricas en La Paz y Oruro
(Completed and Under Construction)

La Paz

No.	Name of Project	Departamento	Province	Municipality	Canton	River Name	No. of Benef. (HH)	No. of Benef. (Population)	Year Completed	Plant Discharge (m ³ /sec)	Effective Head (Net) (m)	Installed Capacity (kW)	Investment Cost (M\$)	Investment Cost (US\$/kW)	Annual Energy (kWh/year)	Annual Energy (MWh/year)	Assessable Investment + OM Cost per kWh (M\$)	Assessable Investment + OM Cost per Household (M\$)	Investment Cost per Household (M\$)	Conducted by
1	La Asunta	La Paz	S. Yungas	La Asunta	La Asunta		200	-	1996	750	34	150	383,000	2,557	394,200	2,617	0.18	1,925	Munic. La Asunta, Prefectura La Paz	
2	Chamaca	La Paz	S. Yungas	Chamaca	Chamaca		335	-		500	26	70	147,000	2,100	183,960	2,617	414	UNMSA-IHH		
3	Yarija-Chajiro	La Paz	S. Yungas	Chalvanani	Yarija-Chajiro		52	-		180	25	20	123,000	6,250	52,560	6,45	2,404	Munic. De Chalvanani, Prefectura La Paz		
4	Vedo novia	La Paz	S. Yungas	Yarasachi	Villa Asipiani		10	-				0.5	1,500	3,000	1,314	0.21	150	NF-Alberi (Italia), EU, Munic. De Chalvanani, Prefectura La Paz		
5	Chimpa	La Paz	S. Yungas	Chalvanani	Chalvanani		1,028	-				20	64,000	3,200	52,480	6.16	62	Prefectura La Paz		
6	Coveredo	La Paz	S. Yungas	Palos Blancos	Coveredo	Rio Coveredo	1	-	1948	16	16	2.7	8,100	3,000	7,095	0.27	8,100	Church of Coveredo		
7	La Cascada	La Paz	S. Yungas	Palos Blancos	La Cascada		80	400	2000	80	68.7	35	94,711	2,706	91,960	0.19	1,184	NF-Alberi (Italia), EU, Alcabida, Munic. Prefectura UNDP, UNMSA-IHH		
8	Floz de Mayo	La Paz	S. Yungas	Ingrata	Ingrata		200	-	2001	40	58	15	30,000	2,000	39,420	0.14	150	Prefectura, Alcabida		
9	Unshavi	La Paz	Nor Yungas	Coricico	Unshavi	Rio Unshavi	35	-		150	15	15	25,000	1,657	39,420	0.12	714	UNMSA-IHH		
10	Quemallita	La Paz	Nor Yungas	Coricico	Quemallita		15	-				0.3	960	3,000	788	0.21	60	UNMSA-IHH, Munic. De Corocosa, Proy.		
11	Santa Rosa de Quilo Quilo	La Paz	Nor Yungas	Coricico	Munrata		80	-		80	70	40	72,600	1,815	105,120	0.13	908	Escuela Tecnológica, UNMSA-IHH, NF-Alberi (Italia), EU, Alcabida, Munic. Prefectura		
12	Challa	La Paz	Nor Yungas	Coricico	Challa		119	600	2001	100	80	51	83,850	1,644	131,028	0.12	705	Munic. Prefectura, Comunidad de San Pedro, Munic. Prefectura UNMSA-IHH		
13	San Pedro	La Paz	Caraaivi	Caraaivi	Choro	Rio San Pedro	50	-	1998	33	150	16	43,164	2,698	42,048	0.19	863	PROPER, UNMSA-IHH		
14	Choro	La Paz	Caraaivi	Caraaivi	Choro		66	-		10		24	72,000	3,000	63,072	0.21	1,091	UNMSA-IHH, Munic. De Caraaivi, UNMSA-IHH		
15	Chojlla	La Paz	Caraaivi	Caraaivi	Chojlla		60	-	2000	60		15	86,000	5,733	39,420	0.41	1,433	IHH, Munic. De Caraaivi, UNMSA-IHH		
16	Colonia 18 de Mayo	La Paz	Caraaivi	Caraaivi	Colonia 18 de Mayo		50	-	2000	30		12	54,000	4,500	31,536	0.32	1,080	IHH, Munic. De Caraaivi, UNMSA-IHH		
17	Tuyupllava	La Paz	Caraaivi	Caraaivi	Tuyupllava		200	-	2001	200		200	280,000	1,400	525,600	0.10	3,400	Munic. De Caraaivi, Prefectura La Paz		
18	San Isidro Uyuenense	La Paz	Caraaivi	Caraaivi	Uyuenense		140	720	2001	100	71	40	65,300	1,583	105,120	0.11	452	NF-Alberi (Italia), EU, Alcabida, Munic. Prefectura		
19	San Pablo	La Paz	Caraaivi	Caraaivi	San Pablo		120	750	2001	80	96	40	59,250	1,481	105,120	0.11	494	NF-Alberi (Italia), EU, Alcabida, Munic. Prefectura		
20	Pongo I, II, III	La Paz	Murillo	La Paz	Zongo		20	-		3	50	10	30,000	3,000	29,280	0.27	1,500	UNMSA-IHH GTZ, Munic. De Charazani, Prefectura La Paz		
21	Charazani	La Paz	B. Saavedra	Charazani	Charazani		100	-	1988			70	183,000	2,614	183,960	0.19	1,830	Munic. De Charazani, Prefectura La Paz		
22	Tipusani	La Paz	Larocaja	Tipusani	Tipusani		4000	-				200	420,000	2,100	525,600	0.15	105	Munic. De Saavedra, Munic. De Saavedra, Prefectura		
23	Tumupasa	La Paz	Iturralde	San Buenaventura	Tumupasa	Rio Tumupasa	180	-		80	80	37	82,427	2,223	97,236	0.16	458	Munic. De Saavedra, Munic. De Saavedra, Prefectura		
							7,161					1,084	2,410,802							

Oruro

No.	Name of Project	Departamento	Province	Municipality	Canton	River Name	No. of Benef. (HH)	No. of Benef. (Population)	Year Completed	Plant Discharge (m ³ /sec)	Effective Head (Net) (m)	Installed Capacity (kW)	Investment Cost (M\$)	Investment Cost (US\$/kW)	Annual Energy (kWh/year)	Annual Energy (MWh/year)	Assessable Investment + OM Cost per kWh (M\$)	Assessable Investment + OM Cost per Household (M\$)	Investment Cost per Household (M\$)	Conducted by
1	Todos Santos	Oruro	Mejillones	Todos Santos	Todos Santos	Rio Todos Santos	100	-		40	50	135	2,500,000	18,519	354,780	1.32	25,000	Prefectura de Oruro		
2	Condo	Oruro	Substancin Pagadol	Santiago de Huasi	San Pedro de Condo		70	-		125	62	65	50,000	769	176,820	0.35	714	Prefectura de Oruro, PROPER		
							170					200	2,550,000							

Original Source: CINER (Centro de Información de Energía Renovable, Cochabamba, NGO) & YNIEH. (Updated by JICA Study Team, September 1999 & June 2000)

Tabla 6.1 Costo de Construcción de Obras Civiles, Eléctricas y Mecánicas de la MCH de Apolo (Detalles para Pre-F/S) (1/3)

Item	Unit	Unit Rate (US\$)	Pre-F/S Case (700kW) Quantity	Amount	Note
Maximum Discharge Qmax			1,815		
Effective Head He			51.70		See Effective Head Calculation
Installed Capacity P			700		$9.8 * Q_{max} * He * hc_{hc} = 0.761$
Turbine Number n (max=2)			2		
Type of Turbine			FR	Frachs	
3. Civil Works					
3.1 Intake Weir					
Height H	m		1.0		Excavation height = 1.5 - 2.5
Length L	m		21.5		
Excavation (Intake part) (rock, with dynamite)	m ³	65.00	4.160		$(L+L2)/2 * H * L = (2.3+4.1)/2 * 2.0 * 10.0$
Excavation (Stop Log part) (rock, with dynamite)	m ³	65.00	44.0		$2.860 * H * B * L = 0.5 * 8.0 * 11.0$
Concrete (Intake part)	m ³	280	22.0		$6.160 * T * (B+H1+H2) * L = 0.5 * (1.6+1.1) * 1.0$
Concrete (Stop Log part)	m ³	280	14.0		$3.920 * (Base) * T * B * L = 0.5 * 2.0 * 11.0$ (Gate Post): $(H+B * T) * sets = (2 * 0.75 * 0.5) * 4$
Reinforcement Bar	t	1,200	1.8		$0.050 * V_c$
Sub Total				19,280	
3.2 Intake					
Length L	m		5.0		
Excavation (rock, with dynamite)	m ³	65.00	44.0		$2.860 * (L1+L2)/2 * H * L = (2.0+5)/2 * 2.5 * 5$
Concrete (water way)	m ³	280	17.5		$4.900 * ((B_{concrete} * H_{concrete}) - (B_{initial} * H_{initial})) * L = (2.0 * 2.5) - (1.0 * 1.5) * 5 = 3.5 m^3 / m * 5 m$
Concrete (gate control tower)	m ³	280	9.0		$2.520 * (3.5 + 2.5) * 0.5 * 3$
Concrete (flood wall)	m ³	280	22.5		$6.300 * 1/2 * (9+6) * 3 * 2 * 0.5$
Reinforcement Bar	t	1,200	2.5		$3.000 * 0.050 * V_c$
Sub Total				19,580	
3.3 Sand Settling Basin					
Sub Total				0	0 Sand settling basin is substitute at head tank.
3.4 Headrace					
1) Open Conduit					
Length Loc	m		0.0		Headrace channel (open conduit) is not used.
Sub Total				0	
2) Tunnel (Free Flow)					
Waterdepth (plan)	m		0.5		
Width	m		1.2		
Height	m		1.8		$H1 + H2 = 0.2 + 1.6$
Length Lt	m		143.0		
Excavation (rock, with dynamite)	m ³	600	292.0		$175.200 * (B * H1 + 1/2 * B * H2) * Lt = (1.2 * 0.2 / 2 + 1.2 * 1.6) * 143$
Concrete	m ³	280	66.0		$18.480 * (Side: T * H * 2 = 0.1 * 1.5 * 2 + Bottom: T * B = 0.2 * 0.8) * Lt$
Reinforcement Bar	t	1,200	1.3		$1.560 * 0.020 * Lt * V_c$
Sub Total				195,240	

Tabla 6.1 Costo de Construcción de Obras Civiles, Eléctricas y Mecánicas de la MCH de Apolo (Detalles para Pre-F/S) (2/3)

Item	Unit	Unit Rate (US)	Pre-F/S Case (700kW)		Note
			Quantity	Amount	
3.5 Head Tank					
Excavation (common excavation)	m ³	9.00	600.0	5,400	$(B*H)/2*W = (14*14)/2*6.0 + \text{alfa}$
Concrete (Side wall)	m ³	280	173.5	48,580	$[(12+16)/2*8 + (20+21)/2*3]*T0.5 * 2*set$
Concrete (Downstream side wall)	m ³	280	27.5	7,700	$B*H*T = 5.0*11*0.5$
Concrete (Upstream side wall)	m ³	280	21.0	5,880	$(10+4)*3*10.5$
Concrete (Bottom)	m ³	280	145.0	40,600	$(1/2*B1+H1)*T1 + (1/2*B2+H2)*T2 = (1/2*8*3*5) + (1/2*8*5*5)$
Reinforcement Bar	t	1,200	3.7	4,440	$0.010*Vc$
Sub Total				112,600	
3.6 Penstock					
Diameter Dp	m		1.11		$0.688*Qpmax^{0.33}$
Length Lp	m		74.0		
Excavation (common excavation)	m ³	9.00	243.0	2,187	$[1/2*(B1+B2)*H1 + 1/2*B2*H2]*Lp = [1/2*(2.3+3.2)*0.9 + 1/2*3.2*0.5]*74$
Concrete (Invert)	m ³	280	20.0	5,600	$[T*(B1+H)] * L = (0.14*(2.3+0.15)) * 8$
Concrete (Support anchor block)	m ³	280	6.0	1,680	$(B*H*W) * set = (1.2*1.1*0.5) * 8$
Concrete (Bottom anchor block) (diverging pipe anchor)	m ³	280	83.0	23,240	$(B1-L1+H1)*H1*(B1-B2)/2 + (B1-B2)/2*(H1+H2) = (2.0-1.5)*1.35*(1.5) + (2-1.1)/2*(4.5+1.35*(1.5) - (1-1)*1.35)$
Reinforcement Bar	t	1,200	2.2	2,640	$0.020*Vc$
Sub Total				35,347	
3.7 Spillway					
Average Slope i			10		
Diameter Ds	m		0.8		$0.384*(Qpmax / i^{0.33})^{0.33}$
Length Ls	m		65.0		
Excavation (common excavation)	m ³	9.00	440.0	3,960	$9.87*D_s^{0.66} * L_s$
Foundation (mix cement)	m ³	70	124.0	8,680	$2.78*D_s^{0.70} * L_s$
Sub Total				12,640	
3.8 Power House					
1) Foundation Works				113,780	
Excavation (common excavation)	m ³	9.00	690.0	6,210	$1/2*(H1+H2)*B*L = 1/2*(4.5+3.0)*8 * 23$
Foundation (foundation of power hc (mix cement))	m ³	70	315.0	22,050	$[1/2*(H1+H2)*B*L]*2 = [1/2*(2.0+4.0)*7.0*7.5]*2$
Concrete (RC, floorboard)	m ³	280	184.0	51,520	$B*L*H = 8.0*23.0*1.0$
Reinforcement Bar	t	1,200	1.0	1,200	$0.005*Vc$
Concrete (RC, partition wall for tailrace from two turbine)	m ³	280	14.0	3,920	$H*B*T = 4.0*7.0*0.5$
Concrete (RC, bottom tank)	m ³	280	98.0	27,440	Side wall: $(B+L)*2*H*T + \text{Bottom: } B*L*T = (7.5+8.0)*2*4*0.5 + 8.0*8.0*0.5$
Reinforcement Bar	t	1,200	1.2	1,440	$0.010*Vc$

Tabla 6.1 Costo de Construcción de Obras Civiles, Eléctricas y Mecánicas de la MCH de Apolo (Detalles para Pre-F/S) (3/3)

Item	Unit	Unit Rate (US\$)	Pre-F/S Case (700kW) Quantity	Amount	Note
2) Power House (Building)	L.S.			39,916	
Wooden Window	m ²	75	10.0	750	(B+H) *set = (1.0*1.0) * 10
Wooden Door	m ²	135	8.0	1,080	(B+H) *set = (2.0*2.0) * 2
Loof (Celamine Cover)	m ²	23	240.0	5,520	B*L = 10*24
Brick Wall	m ³	15	518.5	7,778	(B+L)*2*(H1+H2)/2 = (7.5+23)*3*(9+8)/2
Govering Tile	m ²	24	165.0	3,960	B*L = 7.5*22.0
Structural Steel Frame (H-shape)	m	50	194.0	9,700	H*set + B*set + L*set = 12*6 + 7.5*4 + 23*4
Crane (chain winch, 20t)	L.S.	7,000	1	7,000	assumed
Installation of Sanitary	L.S.	500	1	500	
Others	L.S.			3,623	10% of Power house cost.
Sub Total				153,696	
3.9 Tailrace					
Length	m		5.0		
Excavation (common excavation)	m ³	9.00	180.0	1,620	1/2*(H+3*B/2)*L = 1/2*(3.0+5.0) * 23
Foundation (mix cement)	m ³	70	180.0	12,600	1/2*(H+3*B/2)*L = 1/2*(3.0+5.0) * 23
Sub Total				14,220	
4.(e) Electrical Works					
4.1 Turbine/Generator					
Type of Turbine			Francis		
Number of Turbine n			2		
Unit Capacity per one Turbine			350		
Unit Cost of Turbine&Generator			370,000		Francis Turbine Made in Sweden (TURAB) (350kW) SEK 2,000,000=40%Tax=\$110,000/unit
Sub Total				740,000	
4.2 Transmission/Distribution Line					
Transmission Line	km	7,000	137.60	1,011,360	plane length [km] * 105% * unit cost
Benefit Household	HH	3,993			
Distribution Line	km	4,100	99.65	408,565	50 m/Household * 2000 HH* unit cost
Sub Total				1,419,925	
4.3 Mechanical Works					
4.3.1 Intake Weir					
Stop Log Gate (steel plate)	m ²	320	6.8	2,160	(B*L) * set = (3*0.75) * 3set
4.3.2 Intake					
Screen	m ²	500	15.0	7,500	B*L = 1.5*10
Intake Gate (Electrical Automatic Control)	t	100,000	1.7	170,000	1.27*(Dv/2 * Qpmax) ^{0.33}
4.3.3 Head Tank					
Sand Flushout Gate	pc	3,000	1.0	3,000	
4.3.4 Penstock					
Thickness tp	mm		6.0		tp = [D(mm) + 400] / 800, tp >= 6 mm
Weight	t		12.2		x = D * t * 7.85 * Lp,
Diameter Dp	m		1.11		0.888*Qpmax ^{0.33}
Length	m	500	74.0	37,000	
Sub Total				219,860	

Tabla 6.2 TIR (Tasa Economica Interna de Retorno) para Proyecto del MCH en Apolo (La Paz) [Unidad: US\$]

Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Benefit																							
Investment																							
Diesel Generator			525,000										525,000										
Automatic Transfer Switch			1,910										1,910										
Protection Box			917										917										
Building			1,500										1,500										
Transmission Lines			824,425																				
Distribution Lines			340,471																				
OM Cost																							
OM Cost of the Diesel Generator, etc.				26,391	26,391	26,391	26,391	26,391	26,391	26,391	26,391	26,391	26,391	26,391	26,391	26,391	26,391	26,391	26,391	26,391	26,391	26,391	26,391
OM Cost of the Distribution Lines				29,122	29,122	29,122	29,122	29,122	29,122	29,122	29,122	29,122	29,122	29,122	29,122	29,122	29,122	29,122	29,122	29,122	29,122	29,122	29,122
Fuel cost				446,114	446,114	446,114	446,114	446,114	446,114	446,114	446,114	446,114	446,114	446,114	446,114	446,114	446,114	446,114	446,114	446,114	446,114	446,114	446,114
Total Benefit			1,694,223	501,628	501,628	501,628	501,628	501,628	501,628	501,628	501,628	501,628	1,030,955	501,628	501,628	501,628	501,628	501,628	501,628	501,628	501,628	501,628	501,628
Cost																							
Investment																							
Preparation Works and Access, etc.	179,667	179,667	179,667																				
Civil Works	161,633	161,633	161,633																				
Turbine/Generator	211,200	211,200	211,200																				
Transmission/Distribution Lines	394,433	394,433	394,433																				
Mechanical Works	63,133	63,133	63,133																				
Transportation	31,633	31,633	31,633																				
Administration and Engineering Service	92,800	92,800	92,800																				
OM Cost																							
Turbine/Generator				12,672	12,672	12,672	12,672	12,672	12,672	12,672	12,672	12,672	12,672	12,672	12,672	12,672	12,672	12,672	12,672	12,672	12,672	12,672	12,672
Civil Works				2,425	2,425	2,425	2,425	2,425	2,425	2,425	2,425	2,425	2,425	2,425	2,425	2,425	2,425	2,425	2,425	2,425	2,425	2,425	2,425
Transmission/Distribution Lines				29,583	29,583	29,583	29,583	29,583	29,583	29,583	29,583	29,583	29,583	29,583	29,583	29,583	29,583	29,583	29,583	29,583	29,583	29,583	29,583
Total Cost	1,134,500	1,134,500	1,134,500	44,679	44,679	44,679	44,679	44,679	44,679	44,679	44,679	44,679	44,679	44,679	44,679	44,679	44,679	44,679	44,679	44,679	44,679	44,679	44,679
Balance	###	###	###	559,723	456,949	456,949	456,949	456,949	456,949	456,949	456,949	456,949	988,276	456,949	456,949	456,949	456,949	456,949	456,949	456,949	456,949	456,949	456,949

EIRR 19.2%

Tabla 6.3 Costo de Construcción de Obras Civiles, Eléctricas y Mecánicas de la MCH de Tambo Quemado (Detalles para Pre-F/S) (1/3)

Item	Unit	Unit Rate (US\$)	Pre-F/S (62kW) Quantity / Amount	Note
Maximum Discharge Qmax			0.0879	
Effective Head He			99.10	See Effective Head Calculation
Installed Capacity P			62	$9.8 * Q_{max} * H_e * \eta_e * \eta_c = 0.731$
Turbine Number n			1	
1. Preparation Works				
1.1 Access Roads	m		0	
3. Civil Works				
3.1 Intake Weir				
1) Upstream				
Height H	m		0.5	
Length L	m		1.5	
Excavation	m ³		7	$44(8.69 * (H+L))^{1.15}$
Concrete	m ³		10	$55(11.8 * (H+L))^{0.781}$
Foundations				
Sub Total			99	
2) Down Stream				
Height H	m		0.3	
Length L	m		1.0	
Excavation	m ³		7	$15(8.69 * (H+L))^{1.15}$
Concrete	m ³		10	$18(11.8 * (H+L))^{0.781}$
Foundations				
Sub Total			33	
3.2 Intake				
1) Upstream				
Excavation	m ³		7	$8(3 * D_{pv} * 1.0)$
Concrete	m ³		60	$48[(3 * D_{pv}) * (2 * D_{pv}) - D_{pv}] * 1.0$
Foundations				
Sub Total			56	
2) Downstream				
Excavation	m ³		7	$8(3 * D_{pv} * 1.0)$
Concrete	m ³		60	$48[(3 * D_{pv}) * (2 * D_{pv}) - D_{pv}] * 1.0$
Foundations				
Sub Total			56	

Tabla 6.3 Costo de Construcción de Obras Civiles, Eléctricas y Mecánicas de la MCH de Tambo Quemado (Detalles para Pre-F/S) (2/3)

Item	Unit	Unit Rate (US\$)	Pre-F/S (62kW)		Note
			Quantity	Amount	
3.4 Headrace (PVC[Rib-Loc] Pipe)					
Length Lpv	m		2,310		
Diameter Dpv	m		0.40		
Diameter Dpv	m		0.40		
Water Area A			0.079		0.492 *Dpv, water depth / Dpv = 0.6
Hydraulic Radius R			0.111		0.2776 *Dpv, water depth / Dpv = 0.6
n, value n			0.010		
Slope			0.002		
Discharge			0.0813		$A/n * R^{2/3} I^{0.5}$
Check			-0.0066	OK	
PVC (Rib-Loc) Unit Cost Cpv	m		23.7		$(D < 600: 0.0527 * D - 0.1179, 0.0855 * D + 0.0217) * 1.13 \text{Tax}$
PVC Pipe Setup Cost	m		6	68,607	$Lpv * (Cp + 6\$ / m)$
Excavation	m ³		7	8,732	$L * B * H = Lpv * (Dpv + 0.1 + 0.1) * (Dpv + 0.2 + 0.3)$
Concrete	m ³		60	534	$2 * Dpv * 0.3 * 0.4 * Lpv / 25$
Foundations			8.9		
Sub Total				77,873	
3.5 Head Tank					
Head Tank					
Storage Volume			225		
Storage Wall Thickness			0.30		
Storage Slab Thickness			0.50		
Excavation	m ³		7	3,578	$142m^2 * 6.0m * 60\%$
Concrete	m ³		60	16,110	$142m^2 * 0.5m * 2 + 25.3m^2 * 5m$
Reinforcement Bar	t		732	10,028	$0.051 * Vc$
Sub Total				29,717	
3.6 Penstock					
Penstock					
Diameter Dp	m		0.36		$0.878 * Qpmax^{0.367}$
Length Lp	m		300		
Excavation	m ³		7	148	$L * B * H = Lp * (Dp + 0.1 + 0.1) * (Dp + 0.15 + 0.2)$
Concrete	m ³		60	648	$3.1m^2 * 1.36m + 3.5m^2 * 1.0m + 2.3m^2 * 1.36$
Reinforcement Bar	t		732	0.2	$0.018 * Vc$
Sub Total				943	

Tabla 6.3 Costo de Construcción de Obras Civiles, Eléctricas y Mecánicas de la MCH de Tambo Quemado (Detalles para Pre-F/S) (3/3)

Item	Unit	Unit Rate (US\$)	Pre-F/S (82kW)		Note
			Quantity	Amount	
3.7 Spillway					
L	m		20		
B	m		0.5		
H	m		0.5		
Excavation	m ³	7	11.2	78	$(B+0.15m*2)*(H+0.2m)*L$
Concrete	m ³	60	6.2	372	$(B+0.15m*2)*(H+0.2m) - (B*H)*L$
Sub Total				450	
3.8 Power House					
Excavation	m ³	7	27	189	$4.2m*6.5m$
Concrete	m ³	13	55	715	$9.7m^2 * 6.5m - (3.1m^2 * 2.0m + 0.7m^2 * 1.3)$
Reinforcmt Bar	t	732	0.0	0	Mass concrete
Building	L.S.	1,000	1	1,000	
Sub Total				1,904	
3.9 Tailrace					
Length	m		5		
Excavation	m ³	7	0	0	
Concrete	m ³	10	6.2	62	$1.0m^2*(3m+4m)/2 + 0.25m^2 * 1.0m * 2 + 0.55m^2 * 4m$
Reinforcmt Bar	t	732	0.0	0	Mass Concrete
Sub Total				62	
4. Mechanical Works					
4.1 Head Tank					
Sand Flushout Gate	pce	2,000	1	2,000	$0.910*Qd^{0.603}, Qd = 0.05m^3/s$
4.2 Panstock					
Diameter Dp	m		0.36		$0.876*Qpmax^{0.267}$
Length Lp	m		300.0		
PVC Unit Cost	m		91.9		
PVC Pipe setup cost	m		300.0	27,870	$(0.001528231*D^2 - 0.04373631*D + 1.387783)/2$
Sub Total				29,870	
5. Electrical Works					
Unit Cost of Turbine/Generator	kW		600		$<10kW:1000\$/kW, <50kW:770, <100kW:600, <200: 500, <300: 300$
Turbine/Generator	L.S.		62	37,200	$US\$47,000 / 70kW$
Installation and Equipment Test			1,500	1,500	
Sub Total				38,700	
Transmission Line	L.S.		1.3	26,056	1.3km of Transmission line only.

Tabla 6.4 TIR (Tasa Economica Interna de Retorno) para Proyecto del Proyect MCH en Tambo Quemado (Oruro) [Unidad: US\$]

Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
Benefit																						
Investment																						
Diesel Generator										46,500												
Automatic Transfer Switch										1,910												
Protection Box										917												
Building										1,500												
Transmission Lines																						
Distribution Lines																						
OM Cost																						
OM Cost of the Diesel Generator, etc.										2,466	2,466	2,466	2,466	2,466	2,466	2,466	2,466	2,466	2,466	2,466	2,466	2,466
OM Cost of the Distribution Lines										0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Final cost										32,718	32,718	32,718	32,718	32,718	32,718	32,718	32,718	32,718	32,718	32,718	32,718	32,718
Total Benefit	0	33,184	35,184	35,184	35,184	35,184	35,184	35,184	35,184	86,011	86,011	86,011	86,011	86,011	86,011	86,011	86,011	86,011	86,011	86,011	86,011	86,011
Cost																						
Investment																						
Preparation Works and Access, etc.										2,000												
Civil Works										95,800												
Turbine/Generator										33,100												
Transmission/Distribution Lines										21,700												
Mechanical Works										25,800												
Transportation										3,900												
Administration and Engineering Service										18,400												
OM Cost																						
Turbine/Generator										662	662	662	662	662	662	662	662	662	662	662	662	662
Civil Works										479	479	479	479	479	479	479	479	479	479	479	479	479
Transmission/Distribution Lines										543	543	543	543	543	543	543	543	543	543	543	543	543
Total Cost	205,700	1,684	1,684	1,684	1,684	1,684	1,684	1,684	1,684	84,328	84,328	84,328	84,328	84,328	84,328	84,328	84,328	84,328	84,328	84,328	84,328	84,328
Balance	-205,700	33,501	33,501	33,501	33,501	33,501	33,501	33,501	33,501	33,501	33,501	33,501	33,501	33,501	33,501	33,501	33,501	33,501	33,501	33,501	33,501	33,501

FIRR	16.4%
-------------	-------

Tabla 7.1 Taza Economica Interna de Retorno para Proyecto de Energia Eolica en Charana, La Paz

Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Benefit																					
Investment																					
Diesel Generator	48,750										48,750										
Automatic Transfer Switch	1,910										1,910										
Protection Box	917										917										
Building	1,500										1,500										
Secondary Distribution Line	92,946																				
OM Cost																					
OM Cost of the Diesel Generator	1,289	2,579	2,579	2,579	2,579	2,579	2,579	2,579	2,579	2,579	2,579	2,579	2,579	2,579	2,579	2,579	2,579	2,579	2,579	2,579	
OM Cost of the Distribution Lines	1,162	2,324	2,324	2,324	2,324	2,324	2,324	2,324	2,324	2,324	2,324	2,324	2,324	2,324	2,324	2,324	2,324	2,324	2,324	2,324	
Fuel cost																					
Fuel cost	13,048	26,096	26,096	26,096	26,096	26,096	26,096	26,096	26,096	26,096	26,096	26,096	26,096	26,096	26,096	26,096	26,096	26,096	26,096	26,096	
Total Benefit	161,522	30,999	30,999	30,999	30,999	30,999	30,999	30,999	30,999	30,999	30,999	30,999	30,999	30,999	30,999	30,999	30,999	30,999	30,999	30,999	
Cost																					
Investment																					
Wind Turbine	216,000																				
PV System	112,000																				
M&P	0																				
Inverter	32,000										32,000										
Converter	3,600										3,600										
Battery	22,000						22,000														
Control House	10,000																				
Insulation Materials	66,207																				
Installation Work	57,931																				
Transportation	92,946																				
Secondary Distribution Lines	29,904																				
Administration Cost	56,548																				
OM Cost																					
Wind PV Hybrid System	3,636	7,272	7,272	7,272	7,272	7,272	7,272	7,272	7,272	7,272	7,272	7,272	7,272	7,272	7,272	7,272	7,272	7,272	7,272	7,272	
Secondary Distribution lines	374	748	748	748	748	748	748	748	748	748	748	748	748	748	748	748	748	748	748	748	
Total Cost	703,146	8,020	8,020	8,020	8,020	8,020	8,020	8,020	8,020	8,020	43,620	8,020	30,020	8,020	8,020	8,020	8,020	8,020	8,020	8,020	
Balance	-541,623	22,979	22,979	22,979	22,979	22,979	22,979	22,979	22,979	22,979	40,456	22,979	979	22,979	22,979	22,979	22,979	22,979	22,979	22,979	
EIRR																					
EIRR																					-2.6%

Tabla 7.2 Taza Economica Interna de Retorno para Proyecto de Energia Eolica en Caripe, Oruro

Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Benefit																				
Investment																				
Diesel Generator											7,500									
Automatic Transfer Switch											1,910									
Protection Box											917									
Building											1,500									
Secondary Distribution Line																				
OM Cost																				
OM Cost of the Diesel Generator, c	258	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516
OM Cost of the Distribution Lines	115	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230
Fuel cost																				
	3,273	6,546	6,546	6,546	6,546	6,546	6,546	6,546	6,546	6,546	6,546	6,546	6,546	6,546	6,546	6,546	6,546	6,546	6,546	6,546
Total Benefit	24,673	7,292	7,292	7,292	7,292	7,292	7,292	7,292	7,292	7,292	19,119	7,292	7,292	7,292	7,292	7,292	7,292	7,292	7,292	7,292
Cost																				
Investment																				
Wind Turbine	27,000																			
PV System	28,000																			
MHP	0										4,000									
Inverter	4,000																			
Converter	0																			
Battery	4,000						4,000													
Control House	10,000																			
Installation Materials	9,655																			
Installation Work	8,448																			
Transportation	14,938																			
Secondary Distribution Line	9,200																			
Administration Cost	10,141																			
OM Cost																				
Wind PV Hybrid System	590	1,180	1,180	1,180	1,180	1,180	1,180	1,180	1,180	1,180	1,180	1,180	1,180	1,180	1,180	1,180	1,180	1,180	1,180	1,180
Secondary Distribution lines	115	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230
Total Cost	126,087	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410	5,410	1,410	5,410	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410
Balance	-101,414	5,882	5,882	5,882	5,882	5,882	1,882	5,882	5,882	5,882	19,709	5,882	1,882	5,882	5,882	5,882	5,882	5,882	5,882	5,882

EIRR 1.0%

Tabla 7.3 Taza Economica Interna de Retorno para Proyecto de Energia Eolica en Chachacomani, Oruro

Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Benefit																				
Investment																				
Diesel Generator		15,000									15,000									
Automatic Transfer Switch		1,910									1,910									
Protection Box		917									917									
Building		1,500									1,500									
Secondary Distribution Line		12,500																		
OM Cost																				
OM Cost of the Diesel Generator, c		446	891	891	891	891	891	891	891	891	891	891	891	891	891	891	891	891	891	891
OM Cost of the Distribution Lines		156	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313
Fuel cost		6,222	12,444	12,444	12,444	12,444	12,444	12,444	12,444	12,444	12,444	12,444	12,444	12,444	12,444	12,444	12,444	12,444	12,444	12,444
Total Benefit		38,651	13,648	13,648	13,648	13,648	13,648	13,648	13,648	13,648	32,975	13,648	13,648	13,648	13,648	13,648	13,648	13,648	13,648	13,648
Cost																				
Investment																				
Wind Turbine		54,000																		
PV System		0																		
MHP		102,749																		
Inverter		7,000									7,000									
Converter		1,800									1,800									
Battery		2,000					2,000													
Control House		10,000																		
Installation Materials		13,793																		
Installation Work		12,069																		
Transportation		16,598																		
Secondary Distribution Lines		12,500																		
Administration Cost		20,461																		
OM Cost																				
Wind PV Hybrid System		1,655	3,311	3,311	3,311	3,311	3,311	3,311	3,311	3,311	3,311	3,311	3,311	3,311	3,311	3,311	3,311	3,311	3,311	3,311
Secondary Distribution lines		156	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313
Total Cost		254,781	3,623	3,623	3,623	3,623	3,623	3,623	3,623	3,623	12,423	3,623	3,623	3,623	3,623	3,623	3,623	3,623	3,623	3,623
Balance		-216,130	10,024	10,024	10,024	10,024	8,024	10,024	10,024	10,024	20,551	10,024	8,024	10,024	10,024	10,024	10,024	10,024	10,024	10,024
ERR																				
FIRR																				

FIRR -0.9%

Tabla 8.1 Costo Economico de Extension de Red

I. Extension Cost of Distribution Lines

1. Assumptions

1.1 Primary Distribution Line (14.4kV, single phase)

Length of the Land the Line is Installed	20	Km
Distance between each electric post	105	Meters
No. of transformers installed	3	
No. of insulators installed for every electric post	3	
No. of separators installed	2	
(One at the beginning of the line and additional one every 15km of the line)		
No. of lighting rods installed for each transformer	1	
Allowance for the cable	5	%

1.2 Secondary Distribution Line (0.231kV, single phase)

Length of the Land the Line is Installed	3	Km
Distance between each electric post	70	Meters
Allowance for the cable	5	%

1.3 Others

No. of families	100	
Exchange rate	6.53	Bs/US\$
	120.5	Yen/US\$
Tax Rate		
Imported Products (every material except for electric posts):		
Cables (10% Import Tax and 14.94% Effective VAT)	24.94	%
Transformers and other exported products (5% Import Tax and 14.94% Effective VAT)	19.94	%
Domestic Products (electric posts):		
Value Added Tax	13	%
Transaction Tax	3	%
Agency Transaction Fee for Imported Products	10	%
Discount Rate	10	%
CRF (20 Years)	0.1175	

The land is assumed to be flat.

2. Specifications

2.1 Primary Distribution Line

Cables	ACSR No2 (single phase)
	ACSR No6 (single phase)
Electric post	10m high
Transformer	14.4//0.231 kV
	15kVA
Insulator	ESPIGA
	Carrete 3"
Separator	Fuse 27kV
Lighting rod	21kV

2.2 Secondary Distribution Line

Cable	Duplex No2 (single phase)
Electric post	9m high

3. Unit Cost of Materials

3.1 Primary Distribution Line

Cables		
ACSR No2	0.38	US\$/m
ACSR No6	0.30	US\$/m
Electric Post	82	US\$
Transformer (3 per one kilometer)	959	US\$
Insulators		
(2 pieces for every electric post)	13	US\$
(1 piece for every electric post)	0.7	US\$
Separator	96	US\$
Lighting rod	81	US\$
Other Metal Costs	35% of the total above cost	
Labor Work and Supervision (including transportation)	603	US\$/km
Contingency	5% of the total above costs	

3.2 Secondary Distribution Line

Cable	1.2	US\$/m
Electric Post	67	US\$
Switch and Metallic Box	83	US\$/km
Other Metal Costs	20% of the total above cost	
Labor Work and Supervision (including transportation)	603	US\$/km
Contingency	3% of the total above costs	

3.3 Others

Initial Investment Cost Born by Each User (Valid for 20 years)	86	US\$/each
--	----	-----------

4. Extension Cost of the Distribution Lines per Kilometer (US\$)

Based on the above assumption and condition, cost of the distribution lines per kilometer is calculated as follows.

4.1 Cost of the Primary Distribution Line per Kilometer

Cables		
ACSR No2	403	US\$/km
ACSR No6	319	US\$/km
Electric Posts	862	US\$/km
Transformers	144	US\$/km
Separators	10	US\$/km
Lighting rods	12	US\$/km
Insulators	14	US\$/km
Other Metal Materials (35% of the above total)	617	US\$/km
Labor Work and Supervision	603	US\$/km
Contingency	149	US\$/km
<u>Total</u>	<u>3,134</u>	US\$/km

4.2 Cost of the Secondary Distribution Line per Kilometer

Cable	1,219	US\$/km
Electric Posts	1,028	US\$/km
Switches and Metallic Boxes	83	US\$/km
Other Metal Materials (20% of the above total)	466	US\$/km
Labor Work and Supervision	603	US\$/km

Contingency	<u>Total</u>	10 US\$/km
		<u>3,409</u> US\$/km

5. Annualized Extension Cost of Distribution Lines

5.1. Annualized Investment Cost of Distribution Lines

Annual Investment Cost = Total Investment Cost x Capital Recovery Factor (CRF) for 20 Years

$$CRF = \frac{R(1+R)^n}{(1+R)^n - 1}$$

CRF: Capital Recovery Factor

R: Discount Rate

n: Life time of the Lines

$$CRF = \frac{0.1(1+0.1)^{20}}{(1+0.1)^{20} - 1}$$

0.1175

Total Primary Line Cost:

US\$3134/km x 20km =

62,672 US\$

Annualized Cost of the Primary Lines:

US\$62672 x CRF =

7,361 US\$

Total Secondary Line Cost:

US\$3409 x 3km =

10,228 US\$

Annualized Cost of the Secondary Lines:

US\$10228 x CRF =

1,201 US\$

Initial Investment Cost Born by 100 Households:

US\$86 x 100 =

8,621 US\$

Annualized Initial Investment Cost Born by Households:

US\$8621 x 0.1175 =

1,013 US\$

Thus, annualized Investment Cost of the Distribution Lines and Investment Cost Born by Households will be

9,576 US\$

5.2 Annual Operation and Maintenance Cost

OM cost is 2.5% of the Initial Investment Cost.

Annual OM Cost for the Primary Distribution Line will be

1,567 US\$

Annual OM Cost for the Secondary Distribution Line will be

256 US\$

Thus, total Annual OM Cost will be

1,823 US\$

5.3 Total Annualized Cost of Extension of Distribution Lines

Total annualized cost of the distribution lines will be

5.1 + 5.2 =

11,398 US\$

5.4 Annualized Cost of Extension of Distribution Lines per kWh

Annual Electricity Demand is
 $300\text{W per house} \times 8 \text{ hrs/day} \times 100 \text{ houses} \times 365 \text{ days/Y} =$ 87,600 kWh

Thus, annualized cost of extension of distribution lines per kWh will be 0.13 US\$/kWh

II. Cost of Generator and Transmission Line

The following data and costs are based on the cost analysis simulation made of a Gas Turbine Generator by the National Committee of Electricity Supply (CNDC) in April 1999.

1. Assumptions

Power to be Installed	64.3	MW
Peak Power to be Used	53.4	MW
Investment Cost of Transmission	2.6	US\$MN
Investment Cost of Generation	26.3	US\$MN
Operation and Management Cost (% of Investment Costs)	1.5	%
Loss Factors:		
Power	20.0	%
Energy in Generation and Transmission	5.0	%
Energy in Distribution (3% in 1st, 5% in 2nd lines and 1% in the transformer)	9.0	%
Efficiency	15.0	%
Marginal Energy Cost	13.1	J\$/MWh
Operation Rate	57.5	%
Life time	20.0	Years
Discount rate	10.0	%
CRF (20 Years)	0.1175	

2. Annualized Cost of Generation and Transmission

2.1 Total Investment Cost

Total investment cost will be
 $\text{US\$}2.6\text{MN} + \text{US\$}26.3\text{MN} =$ 28.9 US\$MN

Annualized investment cost will be
 $\text{US\$}28.9\text{MN} \times \text{CRF} =$ 3.4 US\$MN

Annualized investment cost per kWh will be
 $\text{US\$}3.4\text{MN} / (53.42\text{MW} \times 24 \text{ Hrs} \times 365 \text{ Days} \times 0.575) =$ 0.01 US\$/kWh

Total annualized costs considering the loss factor and efficiency will be:
 $\text{US\$}0.01/\text{kWh} / (1-0.2) \times (1-0.15) =$ 0.02 US\$/kWh

2.2 Fuel Cost

Energy cost is already calculated as US\$0.01314/kWh by CNDC. 0.0131 US\$/kWh

Energy cost considering the loss factor will be
 $\text{US\$}0.0131/\text{kWh} / (1-0.05) \times (1-0.09) =$ 0.0152 US\$/kWh

2.3 Operation and Maintenance Cost

Annual Fixed OM Cost will be
 $\text{US\$}28.9\text{MN} \times 1.5\% =$ 0.43 US\$MN

Annual OM Cost per kWh will be
 $\text{US\$}0.4\text{MN} / (53.4\text{MW} \times 24 \text{ Hrs} \times 365 \text{ Days} \times 0.575 \times 0.8 \times 0.85) =$ 0.002 US\$/kWh

2.4 Annualized Cost of Generation and Transmission per kWh

Annualized cost of generation and transmission per kWh will be
1) + 2) + 3) =

0.04 US\$/kWh

Thus, the cost of the grid extension per kWh will be

In case of large project:

Cost of the Distribution (I.5.4) + Cost of the Generation and Transmission (II.2.4) =

0.17 US\$/kWh

In case of a small project:

Cost of the Distribution (I.5.4) + Fuel Cost (II.2.2) =

0.15 US\$/kWh

Source: EIFASA, National Committee of Electric Supply and JICA Study Team
