



Procedimiento Simplificado

A partir del: 29 de junio de 2005

PR-2937

7 de junio de 2005

Original: español

Al: Directorio Ejecutivo
Del: Secretario
Asunto: Bolivia. Propuesta de préstamo para un programa de electrificación rural

Información básica:

PrestatarioRepública de Bolivia
Montohasta US\$20.000.000
FuenteFondo para Operaciones Especiales

Consultas a: Señor Ricardo Pinheiro (extensión 2113)

Observaciones: Esta operación está incluida en la actualización de las estrategias de país de RE1 aprobada por el Directorio Ejecutivo el 21 de julio de 2004 (documento GN-2250-2) y su monto no supera el límite establecido para países del Grupo D.

Referencias: GN-1838-1(7/94), DR-398-5(5/03)

Otra distribución: Representante en Bolivia

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO
NO AUTORIZADO PARA USO PUBLICO

BOLIVIA

PROGRAMA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

(BO-0224)

PROPUESTA DE PRÉSTAMO

Este documento fue preparado por el Equipo de Proyecto integrado por: Ricardo Pinheiro (RE1/FI1), Jefe Equipo de Proyecto; Emilio Sawada (RE1/FI1); Rosana Brandão (RE1/FI1); Dana Martin (LEG); Andrés Cossio y Enrique Sossa (COF/CBO); Margarita Orozco (RE1/FI1); Arnaldo Vieira de Carvalho (RE2/FI2); e Ignacio Coral, Mario Iturri, Jorge Cueto, Luis Aramayo y Francisco Marcondes, consultores de FI1.

SIGLAS Y ABREVIATURAS

CAF	Corporación Andina de Fomento
CECBB	Río Eléctrico y la Compañía Eléctrica Central Bulu Bulu
CESI	Comité de Evaluación Socio-Ambiental
CNDC	Comité Nacional de Despacho de Carga
COBEE	Compañía Boliviana de Energía Eléctrica
COF/CBO	Representación del Banco en Bolivia
DS	Decreto Supremo
EAE	Evaluación Ambiental Estratégica
FAPEP	Facilidad para la Preparación de Proyectos
FOE	Fondo de Operaciones Especiales
GOB	Gobierno de Bolivia
HB	Empresa Hidroeléctrica Boliviana
ISDP	Informe de Seguimiento de Proyecto
KFW	<i>Kreditanstalt Fur Wiederaufbau</i>
MAM	Mercado Eléctrico Mayorista
MH	Ministerio de Hacienda
ML	Marco Lógico
MSOP	Ministerio de Servicios y Obras Públicas
NBI	Necesidades básicas insatisfechas
PBI	Producto Interno Bruto
PD	Prefectura Departamental
PLABER	Plan Bolivia de electrificación Rural
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
POA	Plan Operativo Anual
PPM-PASA	Programa de Prevención y Litigación y un Plan de APLICACIÓN y Seguimiento
RO	Reglamento Operativo
SDS	Departamento de Desarrollo Sostenible
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SIRESE	Sistema de Regulación Sectorial
SISIN	Sistema de Información Sobre Inversiones
TDE	Empresa Transportadora de Electricidad
TdR	Términos de Referencia
UER-VMEEAT	Unidad de Electrificación Rural del VMEEAT
UTER-PD	Unidades Técnicas de Electrificación Rural, Prefecturas Departamentales
VANP	Valor Actual Neto Privado
VANS	Valor Actual Neto Social
VMEEAT	Viceministerio de Electricidad, Energías Alternativas y Telecomunicaciones
VMRNMA	Viceministerio de Recursos Naturales y Medio Ambiente

INDICE

RESUMEN EJECUTIVO

I. MARCO DE REFERENCIA

A.	Marco socioeconómico.....	1
B.	El sector eléctrico	1
C.	Electrificación rural: marco y estrategia nacional	3
D.	Estrategia del Banco en el país y el sector	4
E.	Experiencia del BID y de otros organismos multilaterales	6
F.	Estrategia del Programa propuesto	6

II. EL PROGRAMA

8

A.	Objetivos y descripción	8
B.	Estructura.....	8
1.	Componente de incentivos a inversiones (US\$17,82 millones).....	8
2.	Componente de fortalecimiento institucional, capacitación y promoción (US\$0,96 millones)	10
3.	Administración del Programa (US\$2,08 millones)	10

III. EJECUCIÓN DEL PROGRAMA

11

A.	Prestatario y organismo ejecutor	11
B.	Ejecución y administración del Programa	11
C.	Elegibilidad de los proyectos.....	16
D.	Aspectos ambientales	17
E.	Adquisiciones de bienes y servicios	18
F.	Período de ejecución y calendario de desembolsos.....	19
G.	Fondo rotatorio	19
H.	Seguimiento y evaluación.....	20
1.	Supervisión del Banco.....	20
2.	Auditoría externa.....	20
3.	Evaluación final <i>ex - post</i>	21

IV. VIABILIDAD Y RIESGOS

21

A.	Viabilidad técnica.....	21
C.	Viabilidad socioeconómica	22
1.	Disposición a pagar	22
2.	Viabilidad socioeconómica del subcomponente de extensión de redes ..	23
3.	Viabilidad socioeconómica subcomponente de densificación de clientes	24
4.	Viabilidad socioeconómica del subcomponente de sistemas descentralizados.....	25
D.	Viabilidad financiera	25

E.	Viabilidad ambiental y social	26
F.	Equidad social y reducción de la pobreza	28
G.	Participación del sector privado	28
H.	Beneficios	28
I.	Riesgos	29

Anexo I – Marco Lógico

Apéndice – Proyecto de Resolución

Referencias electrónicas	
Datos socioeconómicos básicos	http://www.iadb.org/res/index.cfm?fuseaction=externallinks.countrydata
Programa tentativo de préstamos	http://ops/idbloans/
Cartera de Ejecución de proyectos	http://ops/Approvals/PDFs/BOsp.pdf
Información disponible en los archivos de RE1/FI1	http://ops3.reg.iadb.org/idbdocswebservices/getDocument.aspx?DOCNUM=482597
Plan de adquisiciones	http://ops3.reg.iadb.org/idbdocswebservices/getDocument.aspx?DOCNUM=483102
Mapa	http://ops3.reg.iadb.org/idbdocswebservices/getDocument.aspx?DOCNUM=495289

BOLIVIA
Programa de Electrificación Rural
(BO-0224)

Términos y Condiciones Financieras¹				
Prestatario: República de Bolivia			Plazo de amortización:	40 años
Organismo Ejecutor: Ministerio de Servicios y Obras Públicas (MSOP) a través del Viceministerio de Electricidad, Energías Alternativas y Telecomunicaciones (VMEEAT)			Período de gracia:	10 años
			Desembolso:	60 meses
			Plazo de compromiso:	54 meses
Fuente	Monto	%	Tasa de interés:	1% durante el período de gracia y 2% en adelante
BID (FOE)	US\$20.000.000	90	Comisión de inspección y vigilancia:	1%
Local	US\$ 2.200.000	10	Comisión de crédito:	0,5%
Total	US\$22.200.000 ²	100	Moneda:	Recursos FOE
Esquema del Proyecto				
El proyecto tiene como objetivo general lograr que cerca de 44.000 viviendas del área rural tengan acceso a la electricidad con el fin de reducir la pobreza y mejorar las condiciones de vida de la población, aumentando la eficiencia de los recursos públicos y privados utilizados en el sector.				
Para lograr este objetivo se propone: (a) poner en marcha un esquema de incentivos a la inversión en electrificación rural que promueva la ejecución de proyectos de extensión de redes eléctricas y proyectos de sistemas descentralizados con base en energía renovable o gas natural; y (b) mejorar la capacidad de Prefecturas Departamentales (PDs) y Municipios, para la formulación, ejecución, monitoreo y evaluación de proyectos de electrificación, así como para promover la participación de las comunidades beneficiarias en el diseño, ejecución y sostenibilidad del Programa.				
Condiciones contractuales especiales:				
<i>Condiciones previas para el primer desembolso del préstamo:</i>				
(i) La creación de la UER-VMEEAT, dotada de personal mínimo necesario para llevar a cabo oportunamente las obligaciones que le corresponde como Organismo Ejecutor (¶3.5); y				
(ii) La entrada en vigencia del Reglamento Operativo (RO) del Programa (¶3.15).				

¹ La tasa de interés, la comisión de crédito, y la comisión de inspección y vigilancia que se mencionan en este documento se establecen según lo dispuesto en el documento FN-568-3-Rev. El Directorio Ejecutivo puede modificarlas tomando en consideración los antecedentes existentes a la fecha, así como la respectiva recomendación del Departamento de Finanzas. En ningún caso la comisión de crédito podrá superar el 0,75%, ni la comisión de inspección y vigilancia el 1%. En lo que respecta a la comisión de inspección y vigilancia, en ningún caso el cargo podrá superar en un semestre dado el monto que resultaría de aplicar el 1% al monto del préstamo, dividido por el número de semestres incluido en el plazo original de desembolso.

² Las autoridades del Prestatario han expresado su deseo de aplicar a esta operación la eliminación de la matrix, de conformidad la Resolución AG-8/05 y el documento GN-2331-5, con el objeto de financiar hasta el 100% del costo del Programa. Una vez que existan las condiciones necesarias para introducir estos cambios, incluyendo la aprobación de los parámetros financieros del país y las guías respectivas, se presentará a la consideración del Directorio Ejecutivo una propuesta de aumento de la porción del costo total de la operación que podrá ser financiado con los recursos del préstamo del Banco.

Condiciones previas al inicio de un proyecto de extensión de redes o de sistemas descentralizados:

- (iii) La contratación de las firmas consultoras por la UER-VMEEAT para la evaluación y aprobación de los proyectos elaborados por los operadores (§3.7), la supervisión de la ejecución de los mismos (§3.9), y la realización de la contabilidad del Programa (§3.11); y
- (iv) Evidencia de que fueron contratados los profesionales que actuarán como fiscales ambientales, siendo un especialista socio-ambiental para la UER-VMEEAT y tres especialistas socio-ambientales para el conjunto de las UTER-PD (§4.25).

Condiciones especiales previas al inicio del primer proyecto de extensión de redes o de sistemas descentralizados en cada PD:

- (v) La designación de por lo menos un profesional funcionario de cada una de las PDs, que trabajará con los temas socio-ambientales en la UTER-PD correspondiente (§4.25);
- (vi) La realización del entrenamiento en temas socio-ambientales de los profesionales de la UER-VMEEAT y de los profesionales de las UTER-PD (§4.25). Otras condiciones especiales:

Se establecerá en el contrato de Préstamo que los incentivos del Estado serán transferidos por intermedio de las PDs y las municipalidades, directamente a los operadores privados en calidad de préstamo a las PDs y las Municipalidades, en las mismas condiciones del préstamo del Banco y de acuerdo con los criterios y procedimientos del Reglamento Operativo del Programa (§3.3)

Como resultado de la operación FAPEP aprobada el 8 de marzo de 2005, se espera contar con la mayoría de los elementos necesarios para declarar este préstamo elegible para el primer desembolso (§3.14).

Excepciones a las políticas del Banco: No

El proyecto es coherente con la

Estrategia de País: Si ☒]

No ☐]

El proyecto califica como: SEQ ☒] PTI ☐]

Sector ☐]

Geográfica ☐]

% de beneficiarios ☐]

Fecha Verificación del CESI: 4 de marzo de 2005

Revisión social y ambiental: N.A.

Adquisiciones: Ver §3.22 y 3.23.

I. MARCO DE REFERENCIA

A. Marco socioeconómico

- 1.1 El récord institucional establecido por Bolivia, sustentado en disciplina monetaria y cambiaria, reforma financiera, apertura comercial, desregulación y privatización de sectores productivos, reforma educativa y de pensiones, y descentralización, difícilmente igualable por otros países de la región, unido a su bajo nivel de ingreso y elevada pobreza, le hicieron beneficiario de la iniciativa de reducción de deuda para países pobres altamente endeudados en 1998 y 2001. Sin embargo, todo este esfuerzo no ha rendido los frutos esperados en crecimiento, estabilidad macroeconómica y principalmente, reducción de la pobreza. El Producto Interno Bruto (PIB) total y per-cápita crecieron al 3,5 y 1,1% interanual entre 1990 y 2003 respectivamente, tasas relativamente modestas cuando se les compara con la experiencia de países de ingresos medios bajos.
- 1.2 Son innegables los avances que ha logrado el país en indicadores no monetarios a través del mejoramiento en la cobertura de servicios sociales, dando paso a una reducción de la población con necesidades básicas insatisfechas (NBI) de 70,9% en 1992 a 58,6% en 2001. Esta tendencia se sustentó en el mejoramiento de las condiciones de vida en las áreas urbanas, donde el porcentaje de NBI cayó de 53% en 1992 a 39% en 2001. Por el contrario, las mismas políticas se han mostrado menos efectivas para aliviar la intensidad y proliferación de la pobreza en zonas rurales, la cual afecta al 90% de la población – 2,8 millones de personas.
- 1.3 Estos resultados sintetizan las profundas brechas que fracturan a la sociedad y cuya persistencia limita su progreso económico y social. Construir puentes que ayuden a disminuir estas brechas es la tarea central del desarrollo boliviano.

B. El sector eléctrico

- 1.4 Han transcurrido cerca de diez años desde la vigencia de la reforma del sector eléctrico en Bolivia y los resultados obtenidos han sido satisfactorios. La reforma estableció un nuevo escenario para el sector con las siguientes características: (i) la definición de funciones normativas y de regulación por parte del Estado y la asignación de las actividades productivas y comerciales al sector privado; (ii) un nuevo marco legal; (iii) la creación del ente regulador autónomo, encargado de cumplir y hacer cumplir la ley y sus reglamentos; y (iv) el funcionamiento de un mercado eléctrico mayorista con características competitivas.
- 1.5 Los actores principales son¹: el Viceministerio de Electricidad, Energías Alternativas y Telecomunicaciones (VMEEAT), dependiente del Ministerio de Servicios y Obras Públicas (MSOP), como ente encargado de las funciones normativas; la Superintendencia de Electricidad, como ente regulador; y el Comité

¹ Ver marco legal del sector definido por la Ley del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE) (Ley No.1600 de 28 de octubre de 1994) y por la Ley de Electricidad (Ley No.1604 de diciembre de 1994).

Nacional de Despacho de Carga (CNDC)², responsable del despacho. La función principal de la regulación es la determinación y control de los precios de modo que reflejen los costos económicos.

- 1.6 **Tarifas.** La Ley de Electricidad establece que los precios máximos a los consumidores regulados resultan de las tarifas base y las fórmulas de indexación³. Las tarifas base se calculan considerando los costos en los nodos del sistema de distribución (energía, potencia y peaje), costos de distribución (operación, mantenimiento y administración), impuestos, depreciación y utilidad⁴. El ente regulador aprueba las tarifas base y estructuras tarifarias para un período de cuatro años, aplicables a categorías de consumidores definidas en función de las características del suministro y del consumo de electricidad. La compraventa de electricidad en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), puede realizarse a través de contratos, o en el mercado *spot*, donde las transacciones se realizan sobre la base de precios que se definen cada hora. El intercambio de energía y potencia se realiza en los nodos del sistema troncal, a los que se encuentran conectados las empresas de distribución. La evolución mensual del precio de generación en 2003, indica un valor promedio de US\$30/MWh. Si a estos precios se añade el margen de transmisión, en promedio de US\$6/MWh y el margen de distribución se obtienen los precios promedios finales al consumidor. Las tarifas de venta de la energía eléctrica al consumidor final de las dos mayores distribuidoras del país, la Electropaz y la CRE, oscilaron en los últimos años entre 60 y 70 US\$/MWh, montos considerados razonables, cubriendo los costos promedios de generación y transmisión mencionados y permitiendo márgenes de distribución del orden del 30 US\$/MWh.
- 1.7 La generación, transporte y distribución están básicamente a cargo de empresas privadas y la cobertura nacional de electrificación según el Censo de 2001, es de 64,4%. El Sistema Interconectado Nacional (SIN) provee energía eléctrica a las ciudades de Santa Cruz, Cochabamba, Potosí, Sucre, Oruro y La Paz. Las empresas que conforman el SIN se dedican a una sola actividad (generación, transmisión o distribución) y representan el 84% de la capacidad instalada y el 89% de la producción de energía eléctrica del país. El MEM, administrado por el CNDC, planifica la operación integrada del SIN, realiza el despacho de carga en tiempo real y a costo mínimo, y determina las transacciones.

² El CNDC está compuesto por un representante de las empresas generadoras, uno de la empresa de transmisión, uno de las empresas distribuidoras, uno de los consumidores no regulados y uno de la Superintendencia de Electricidad, siendo este último el Presidente del Comité.

³ Las fórmulas de indexación mensual reflejan el ajuste por variaciones en los costos y el incremento de eficiencia de la empresa. Los consumidores no regulados negocian sus precios directamente con los generadores.

⁴ El precio básico de energía se calcula como el promedio ponderado de los costos marginales de corto plazo de energía del sistema por los valores de demanda proyectados en la tasa de actualización estipulada en la Ley de Electricidad.

- 1.8 Actualmente, el SIN consiste de ocho empresas generadoras⁵, la Empresa Transportadora de Electricidad (TDE)⁶ y nueve empresas distribuidoras⁷. La transmisión funciona bajo el principio de acceso abierto para todas aquellas plantas generadoras que quieran transportar energía dentro del SIN. En 1996 la potencia instalada era de 580 MW y pasó a 1.353 MW en 2003, incrementándose en 133%, como resultado del ingreso de nuevas empresas privadas que duplicaron las inversiones existentes. En este período el número de consumidores se incrementó 5% anual de 620.000 en 1995, a 910.000 en 2003.
- 1.9 En los Sistemas Aislados las empresas pueden estar integradas verticalmente. Los más importantes operan en Trinidad, Cobija y Tarija, y otras tres ciudades del departamento del mismo nombre, Yacuiba, Villamontes y Bermejo. En el Departamento de Santa Cruz operan los sistemas Camiri, Germán Busch y Valle Cruceños y en el de Beni los sistemas Guayaramerín y Riberalta. Adicionalmente, existen los Sistemas Aislados Menores⁸ y los Auto Productores, en su totalidad termoeléctricas y, en general, cooperativas ubicadas en poblaciones pequeñas.

C. Electrificación rural: marco y estrategia nacional

- 1.10 El subsector de electrificación rural está sujeto al Reglamento de Electrificación Rural (Decreto Supremo/DS No.24772, del 31 de julio de 1997) que establece en sus principios rectores: (i) adecuación y diversificación tecnológica orientada a la utilización eficiente de los recursos considerando las características de abastecimiento y consumo de cada región y las alternativas tecnológicas viables incluyendo las energías renovables y la provisión energética confiable y de mínimo costo; (ii) accesibilidad de los consumidores a los servicios en las áreas rurales; (iii) uso de recursos financieros públicos en calidad de incentivos para viabilizar la movilización de recursos que permitan la ejecución de proyectos del sector privado; (iv) legitimidad de la demanda del servicio eléctrico y asignación de su prioridad ante otras necesidades; y (v) sostenibilidad del servicio a largo plazo.
- 1.11 La cobertura de electrificación rural según el Censo de 2001 es de 24,5%, lo que significa que existen más de 575.000 hogares rurales sin electricidad. El Departamento de La Paz presentaba la mayor cantidad de hogares rurales sin electricidad (175.000 hogares), luego Potosí y Cochabamba (100.000 hogares cada uno). Todos los departamentos presentaban bajos niveles de cobertura eléctrica y con excepción de Cochabamba que tenía 35%; ningún otro Departamento había superado el 29%. El Beni, Chuquisaca, Potosí y Pando no habían logrado superar siquiera el 20% de cobertura.

⁵ Compañía Boliviana de Energía Eléctrica (COBEE), Empresas Eléctricas Corani, Guaracachi y Valle Hermoso, Comercial Andina (Synergia), Empresa Hidroeléctrica Boliviana (HB), Río Eléctrico y la Compañía Eléctrica Central Bulu Bulu (CECBB).

⁶ Para evitar la integración vertical por parte de la única empresa transportadora, no se le permite comprar ni vender energía eléctrica.

⁷ ELECTROPAZ (La Paz), ELFEO (Oruro), ELFEC (Cochabamba), SEPSA (Potosí), CESSA (Sucre), CRE (Santa Cruz), y EMPRELPAZ, SEYSA y EDEL LARECAJA (que actúan en el departamento de La Paz y se abastecen de la distribuidora ELECTROPAZ).

⁸ Sistemas que tienen una capacidad instalada menor a 1 MW.

- 1.12 El Plan Bolivia de Electrificación Rural (PLABER), lanzado por el Gobierno de Bolivia (GOB) en 2002, forma parte de la estrategia de respaldar el desarrollo socioeconómico de poblaciones menores y del área rural del país, a través del acceso a la electricidad y su uso eficiente y productivo. La meta para el período 2002-2007 es dotar de energía eléctrica a 200.000 viviendas mediante implantación de proyectos de extensión de redes eléctricas, densificación de usuarios e instalación de sistemas descentralizados. Esto requeriría una inversión del orden de US\$200 millones y generaría 13.000 empleos temporales y 700 empleos permanentes. Para el 2007 se espera alcanzar un 45% de cobertura rural, considerando el crecimiento de la población durante el período. Se estima que la cobertura, a diciembre de 2003, alcanzó un 28,3%⁹, quedando más de 160.000 hogares rurales por electrificar para alcanzar la meta de 45%.
- 1.13 La presente operación junto con otros programas en ejecución que cuentan con el apoyo de organismos internacionales, tales como la Corporación Andina de Fomento (CAF), *Kreditanstalt Für Wiederaufbau* (KFW), Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) y Banco Mundial, alcanzaría un monto de US\$66,5 millones, que garantizaría al GOB más del 70% de las necesidades financieras externas del PLABER. El GOB sigue buscando nuevas fuentes para completar las necesidades financieras previstas en el PLABER.
- 1.14 El PLABER prescribe para el caso de extensión de redes que los Municipios presentan las solicitudes justificando la necesidad de los proyectos y que las Prefecturas Departamentales (PDs) se encargan de los diseños finales. Para el caso de sistemas descentralizados con energías renovables, el VMEEAT es quien verifica que los proyectos se encuentren con estudios al nivel de diseño final¹⁰.

D. Estrategia del Banco en el país y el sector

- 1.15 La Estrategia del Banco en Bolivia¹¹ para el período 2004-2007 plantea el objetivo general de la reducción de la pobreza en forma sostenible para los próximos años. En ese sentido el Banco aprovechará los espacios para avanzar, específicamente, en

⁹ Romero, Carlos; Viceministro del VMEEAT, Presentación en el Taller Técnico del Programa, 27 y 28 de mayo de 2004, La Paz.

¹⁰ Las principales directivas del PLABER son:

- a) Los proyectos de electrificación rural deben cumplir con los siguientes requisitos mínimos: (i) ser consistentes con el Plan Indicativo Departamental; (ii) estar desarrollados de acuerdo con la “Metodología de Preparación y Evaluación de Proyectos” implantada por el VMIPFE; (iii) tener un Valor Actual Neto Social positivo; (iv) contar con certificación técnica de la empresa eléctrica sobre disponibilidad de energía en el punto de conexión; (v) poseer tarifa compatible con la capacidad de pago; y (vi) incorporar los costos de conexión domiciliaria (denominado “acometida”);
- b) En los proyectos en que se liciten la ejecución, operación y mantenimiento en conjunto, los pliegos de condiciones deben contener un sistema de calificación que incentive los siguientes aspectos: (i) la alternativa de mínimo costo; (ii) el menor subsidio requerido; (iii) la menor tarifa resultante; y (iv) la mayor participación financiera del sector privado en el proyecto; y
- c) El contrato de administración que se firme entre la Prefectura y el oferente adjudicado debe seguir las siguientes pautas: (i) el plazo mínimo de operación debe ser de por lo menos 20 años; y (ii) el contrato y los acuerdos entre la Prefectura y el sector privado deben seguir lo establecido en la Ley de Electricidad y sus reglamentos.

¹¹ BID, Estrategia de País del Banco con Bolivia (2004-2007), GN-2313-2.

los objetivos de: (i) mejorar la gestión y transparencia del Estado; (ii) apoyar la competitividad y el desarrollo sostenible del sector privado; y (iii) mejorar la eficiencia y equidad en la prestación de servicios básicos.

- 1.16 Dentro de sus documentos de Estrategia y de Política para el Sector de Energía¹², el Banco identifica como prioritaria la necesidad de apoyar al sector público en el mejoramiento de los niveles de cobertura en electrificación rural. Aunque estos proyectos muestren un elevado retorno económico, muchas veces los bajos retornos financieros no proporcionan suficientes incentivos para que el sector privado expanda sus sistemas y provea servicios de electricidad a los usuarios más pobres, especialmente en zonas rurales. En ese sentido, el Banco reconoce que se requiere una intervención eficiente del Estado en esta área y resalta la importancia del apoyo que pueda proporcionarse, considerando la capacidad de pago de los usuarios, la participación de la comunidad, especialmente de las mujeres, y la sostenibilidad de los sistemas de electrificación rural en el largo plazo.
- 1.17 La experiencia reciente del Banco en electrificación rural involucrando empresas privadas incluye la aprobación, en septiembre de 2003, del préstamo Programa de Electrificación Rural 1475/OC-CH a Chile por US\$40 millones con esquemas de incentivos; en junio de 2002 del préstamo Programa de Electrificación de Áreas sin Servicio 1103/SF-GY a Guyana por US\$27,4 millones, con componentes para implantar proyectos de energía renovable¹³. Como parte del préstamo Programa Híbrido para Apoyo al Sector Eléctrico a Nicaragua 1017/SF-NI, el Banco está ejecutando un componente por US\$3,5 millones para definir la estrategia e implantar proyectos de energía rural –no limitada a electricidad–, y cooperaciones técnicas no reembolsables en apoyo al desarrollo de mercados para servicios sostenibles de energía renovable rural en diversos países. Otro caso es el préstamo a Honduras (PPP–Apoyo a la Electrificación Rural y al Sector de Energía HO-0224), aprobado en 2004 con un componente específico de apoyo a la electrificación urbana y rural para que la empresa pública nacional pueda ampliar la cobertura.
- 1.18 En Bolivia, el Banco ha contribuido al desarrollo del subsector de electrificación rural, incluyendo ampliación e interconexión de sistemas y fortalecimiento institucional, por medio de los préstamos: (i) Expansión e Interconexión de los Sistemas Eléctricos de ENDE – I Etapa (467/SF-BO); (ii) Línea de Crédito Complementaria para el Plan de Desarrollo de la Empresa Nacional de Electrificación (ENDE) – II Etapa (33/IC-BO); y (iii) Plan de Desarrollo de la ENDE – II Etapa (548/SF-BO), ya desembolsados; y del préstamo en ejecución Programa de Desarrollo Local y Responsabilidad Fiscal (1075/SF-BO).

¹² BID, Estrategia para el Sector de Energía, GN-1969, febrero 2000, y Política para el Sector de Energía, preliminar, mayo 2004.

¹³ Más información sobre estos dos programas puede encontrarse en:

<http://www.iadb.org/EXR/doc98/apr/ch1475e.pdf> y <http://www.iadb.org/EXR/doc98/apr/gy1103s.pdf>

E. Experiencia del BID y de otros organismos multilaterales

- 1.19 Una de las lecciones aprendidas del Programa de Electrificación Rural de Chile (1475/OC-CH) fue la provisión de incentivos (subsidios) estatales a la inversión privada en lugar de financiamiento a obras de electrificación rural. Este enfoque permite simplificar y aumentar la eficiencia del proceso de desarrollo del proyecto ya que los diseños y construcción de las instalaciones eléctricas están a cargo de las propias empresas responsables de operarlas y mantenerlas en el futuro. Otra lección importante fue la incorporación de mejoras a los procedimientos y metodologías en todas las etapas de desarrollo de los proyectos, desde su identificación hasta su operación, en particular buscando disminuir los incentivos estatales. Asimismo, resultó importante la selección de un adecuado esquema de administración para garantizar la sostenibilidad de los proyectos descentralizados basados en energía renovable, por ejemplo, en el caso de microempresas con responsabilidad en la operación y mantenimiento de los sistemas.
- 1.20 Con el fin de coordinar las actividades del Programa propuesto con otros en ejecución, evitar la duplicación de esfuerzos y extraer lecciones de experiencias relevantes, de CAF (extensión de redes), KFW (micro-centrales hidroeléctricas), PNUD (energías renovables en general) y Banco Mundial (densificación de usuarios y paneles fotovoltaicos), se realizó en La Paz del 27 al 28 de mayo de 2004 un Taller Técnico en el cual se identificaron varios elementos clave para perfeccionar el diseño del Programa, en especial con relación a su alcance, esquemas de contratación, y aspectos socio-ambientales¹⁴.

F. Estrategia del Programa propuesto

- 1.21 El Programa propuesto es coherente con la Estrategia y la Política para el sector de energía del Banco (¶1.16) y contribuye directamente al logro del tercer objetivo de la estrategia del Banco en el país de mejorar la eficiencia y equidad en la prestación de servicios básicos (¶1.15).

¹⁴ Elementos claves para perfeccionar el diseño del Programa:

- a) Alcance del Programa: (i) enfatizar el tema de densificación de usuarios; (ii) dedicar atención al fortalecimiento institucional sectorial de los municipios; (iii) contemplar actividades dirigidas a incrementar la participación de las distribuidoras y otros proveedores de servicios energéticos rurales; y (iv) estudiar mejoras en la metodología de evaluación de proyectos.
- b) Esquemas de contratación: (i) licitar el servicio a terceros en los casos de extensión de redes, cuando no se logre un acuerdo con la empresa eléctrica concesionaria del área del proyecto; (ii) considerar bonificación impositiva en los contratos; y (iii) recomendar el esquema de licitación al menor subsidio requerido para la contratación de servicios descentralizados.
- c) Esquemas de ejecución: (i) crear una Unidad Ejecutora con dedicación exclusiva al Programa; y (ii) contar con el apoyo de consultorías externas para la evaluación de proyectos, y simplificar el esquema de ejecución para la densificación de usuarios para garantizar procesos ágiles y transparentes; y
- d) Aspectos socio-ambientales: (i) proveer soporte a la comunidad en la formulación de proyectos a través de líderes comunitarios; (ii) estimular la participación popular desde el inicio del proceso de formulación, con relación al deseo de las comunidades de ser proveídas de energía, y la capacidad de sus miembros para el pago de las tarifas; y (iii) mitigar la dificultad de pago de los consumidores para la acometida desde la red hasta sus hogares. El documento completo se puede consultar en [IDB Docs #322947](#).

- 1.22 El Programa busca atender a la demanda reprimida de corto plazo de proyectos de electrificación rural, identificada con anterioridad por las Prefecturas Departamentales y Municipios en coordinación con el VMEEAT, incorpora las lecciones aprendidas, fortalece la capacidad institucional para la ampliación eficiente de la cobertura del servicio, e introduce perfeccionamientos en cuanto a la formulación, evaluación y seguimiento de los proyectos, identificados con el soporte de las dos cooperaciones técnicas no reembolsables (BO-T1001 y BO-T1004). Además, la cooperación técnica permitirá elaborar un Plan Maestro de Electrificación Rural con el fin de permitir una visión amplia del sector, más allá del alcance del presente Programa.
- 1.23 **Las mejoras identificadas** durante la preparación del Programa incluyen, entre otras: (i) la transferencia de incentivos del Estado (solamente la parte no rentable de la inversión), con cargo a los recursos del Programa, para apoyar las inversiones en extensión de redes y sistemas descentralizados, directamente a las empresas operadoras en el primero caso o vía proceso competitivo en el segundo; (ii) ampliación de la vida útil de las instalaciones; (iii) consideración de los costos de operación, mantenimiento y comercialización; (iv) estimación correcta de los impuestos a las utilidades de las empresas; (v) beneficios de bienestar de la comunidad; (vi) inclusión de los costos de las acometidas; (vii) financiamiento de una parte de los costos de las acometidas e instalaciones domiciliarias mínimas indispensables para el uso de la electricidad; (viii) uso de precios de eficiencia en los costos de inversión; y (ix) beneficios por optimización de las redes. Se espera así reducir la necesidad de incentivos estatales y lograr un uso más eficiente de los recursos públicos y privados.
- 1.24 Otra característica del Programa es que el mismo está basado en resultados, es decir, los pagos de los incentivos públicos a las inversiones del sector privado, definidos *ex-ante*, estarán condicionados a que las empresas operadoras presenten comprobación de que los consumidores están conectados a la red¹⁵.
- 1.25 Existe un amplio consenso en cuanto a que el acceso a las fuentes modernas de energía por parte de las familias y comunidades rurales pobres tiene importantes efectos directos e indirectos en el mejoramiento del bienestar, y que la provisión de energía eléctrica redundará en beneficios económicos monetarios y no monetarios, al reducir los costos de obtener los servicios energéticos que requieren¹⁶.
- 1.26 En cuanto a la **coordinación con otras instituciones** que financian programas de electrificación rural en Bolivia, además del Taller Técnico (§1.20) que definió los aspectos claves para el diseño del presente Programa, debe destacarse que el Organismo Ejecutor es el mismo en todos los casos, el VMEEAT. Además las cooperaciones técnicas citadas (§1.22) contienen actividades específicas de

¹⁵ Esquema similar al previsto en *Output Based Aid – PPP Support for Delivery of Infrastructure Services to Low Income Communities*”, World Bank, julio de 2004.

¹⁶ Ver: “*Measuring Developmental Impact of Rural Electrification Projects*”. Documento preparado por Jaime Millán, (SDS), Banco Interamericano de Desarrollo, Washington, D.C., junio de 2002.

coordinación para asegurar que este Programa complemente a los demás, sin duplicar esfuerzos y así aprovechar las buenas experiencias de cada uno de ellos.

II. EL PROGRAMA

A. Objetivos y descripción

- 2.1 El objetivo del Programa es lograr que cerca de 44.000 viviendas del área rural tengan acceso a la electricidad con el fin de reducir la pobreza y mejorar las condiciones de vida de la población, aumentando la eficiencia de los recursos públicos y privados utilizados en el sector.
- 2.2 Para lograr este objetivo el Programa se propone: (i) poner en marcha un programa de incentivos a la inversión en electrificación rural que promueva el diseño y ejecución de proyectos de extensión de redes eléctricas y proyectos descentralizados con base en energía renovable o gas natural; y (ii) mejorar la capacidad de PDs y Municipios para la formulación, ejecución, monitoreo y evaluación de proyectos de electrificación, y promover la participación de las comunidades beneficiarias en el diseño, ejecución y sostenibilidad del Programa.
- 2.3 A través de los incentivos a la inversión privada el Programa apoyará la ampliación de la cobertura, buscando al mismo tiempo asegurar la sostenibilidad de las inversiones, el mejoramiento del servicio y la reducción de los costos de los proyectos con las mejoras técnicas a ser introducidas a la metodología de evaluación, y disminución del subsidio a ser otorgado por el Estado. Asimismo, se buscará aumentar el número y tipo de beneficiarios a través de la inclusión de pequeños y micro empresarios como proveedores de servicios descentralizados.

B. Estructura

- 2.4 El Programa tiene un costo total de US\$22,2 millones, de los cuales hasta US\$20 millones se financiarían mediante el préstamo del Banco, y US\$2,2 millones provendrían de aportes presupuestales del GOB¹⁷. Los costos directos, por un total de US\$18,79 millones, se distribuyen en dos componentes: uno de incentivos a la inversión privada (US\$17,82 millones); y otro de fortalecimiento institucional, capacitación y promoción (US\$0,96 millones).

1. Componente de incentivos a inversiones (US\$17,82 millones)

- 2.5 Los incentivos consisten en el pago, con recursos públicos, a las empresas distribuidoras o proveedores de servicios energéticos rurales privados (los "operadores") de un subsidio máximo igual al monto requerido para permitir la

¹⁷ Se estima que además de los recursos del Programa, las contribuciones por cuenta del sector privado y clientes finales alcanzarían un total de US\$9,3 millones adicionales (US\$6,9 millones del sector privado y US\$2,4 millones de los clientes finales).

rentabilidad financiera adecuada ex-ante de los proyectos individuales. El subsidio máximo que podrá ser transferido al operador para cada proyecto individual compensa exactamente el Valor Actual Neto Privado (VANP) (cuando es negativo)¹⁸, limitado al costo de la inversión inicial estimada para dicho proyecto. Una vez negociado con el operador y fijado, el monto del incentivo no podrá variarse, y cualquier sobre costo que pudiera darse posteriormente debe ser asumido por el operador responsable por la operación y mantenimiento del proyecto.

a) Subcomponente de extensión de redes (US\$13,32 millones)

- 2.6 Se incentivarán inversiones en dos modalidades: (i) electrificación de localidades vía proyectos de extensión de redes; y (ii) densificación de clientes localizados en áreas que cuentan con redes de distribución pero que, por diferentes razones, aún no están conectados. Mediante la modalidad de extensión de redes se electrificarían alrededor de 13.000 viviendas y mediante la densificación unas 27.000 viviendas. En este último caso podría haber dos formas de incentivos: tipo “a” (requiere extensión de redes) y tipo “b” (no requiere extensión de redes). En ambos casos, el Programa financiará el 50% de los costos de la acometida y de las instalaciones domiciliarias mínimas indispensables para el uso de electricidad. Utilizando un sistema de “*matching grants*” el 50% restante será aportado por el beneficiario. El Programa electrificará cerca de 10.500 viviendas tipo “a” y 16.500 viviendas tipo “b”.

b) Subcomponente de sistemas descentralizados (US\$4,5 millones)

- 2.7 Mediante este subcomponente se incentivarán inversiones por parte de los operadores para electrificar alrededor de 4.000 viviendas con sistemas descentralizados¹⁹ permitiendo cubrir comunidades que se encuentran fuera del alcance de las redes; estarán basados en el uso de energías renovables o gas natural orientados a preservar el medio ambiente. La administración deberá ser realizada por el sector privado como, por ejemplo, micro y pequeñas empresas proveedoras de servicios energéticos, cooperativas eléctricas, o asociaciones de usuarios, estimulando la participación comunitaria. Este subcomponente financiará también la contratación de estudios de apoyo al desarrollo de nuevos proyectos.
- 2.8 Los incentivos a la inversión en sistemas descentralizados se asignarán mediante procesos competitivos a proyectos socialmente rentables para los cuales sea posible asegurar una adecuada operación y mantenimiento a lo largo de su vida útil. La contratación de estudios que tienen por objeto coadyuvar a la UER-VMEEAT en la formulación y preparación de nuevos proyectos. Este rubro también incluye la realización, durante el primer año de ejecución del Programa, de evaluaciones *ex-post* de algunos sistemas descentralizados instalados en el país en el pasado, con el fin de incorporar las lecciones aprendidas en el diseño de los nuevos proyectos.

¹⁸ Con tasas de descuento privadas de 10%.

¹⁹ Micro y minicentrales hidráulicas (energía hidroeléctrica), aerogeneradores (energía eólica), paneles fotovoltaicos (energía solar), biomasa y gas natural.

2. Componente de fortalecimiento institucional, capacitación y promoción (US\$0,96 millones)

- 2.9 Este componente financiará las acciones de promoción de proyectos y capacitación de los principales actores, incluyendo los aspectos socio-ambientales del Programa. Las consultorías apoyarán a las PDs, Municipios y otros organismos responsables por la gestión del Programa, en el fortalecimiento de los sistemas operativos, de monitoreo, seguimiento y evaluación. Asimismo se apoyará la creación y/o fortalecimiento de las Unidades Técnicas de Electrificación Rural de las PDs (UTER-PD) con la contratación de personal técnico, adquisición de vehículos, computadoras, y equipamiento para georeferenciación. Las PDs y Municipalidades garantizarán la permanencia del personal básico capacitado, y en caso de rotación contratarán personas con las mismas calificaciones y las entrenarán²⁰.
- 2.10 En los sistemas descentralizados, el componente de fortalecimiento institucional, capacitación y promoción, otorgará especial atención al apoyo de los nuevos actores, ya que su administración deberá estar manejada por el sector privado. Mediante promoción se informará a los usuarios potenciales acerca del mantenimiento de los sistemas, sus limitaciones, requerimientos de protección ambiental, normas de seguridad –en especial en los sistemas fotovoltaicos– y las obligaciones y derechos incorporados en los acuerdos tarifarios, estimulando la participación comunitaria.

3. Administración del Programa (US\$2,08 millones)

- 2.11 Este componente financiará los costos para el funcionamiento de la Unidad de Electrificación Rural del VMEEAT (UER-VMEEAT) (US\$0,50 millones), las consultorías para supervisión de los proyectos (US\$0,44 millones), para evaluación de proyectos (US\$0,51 millones), para la administración y contabilidad del Programa (US\$0,34 millones), y para la Auditoría Externa (US\$0,29 millones). Esta último comprende la auditoría financiera operacional y de supervisión técnica (US\$0,25 millones) y socio-ambiental (US\$0,04 millones).

C. Costo y financiamiento

- 2.12 La muestra utilizada con base en los proyectos que se encuentran en el Sistema de Información Sobre Inversiones (SISIN) del Ministerio de Hacienda (MH) permitió determinar los proyectos económicos y financieramente viables en un escenario base actual, así como en los distintos escenarios que resultan de la introducción de las mejoras metodológicas. Además permitió dimensionar los costos totales de inversión estimados, los subsidios estatales que serían necesarios proveer para que los proyectos económicamente viables alcancen una rentabilidad privada adecuada, las inversiones a ser financiadas por las empresas distribuidoras, y los aportes requeridos de los beneficiarios finales.

²⁰ El Reglamento Operativo y el contrato modelo entre la UER-VMEEAT, las Prefectura y/o Municipalidad (es) contendrán respectivamente recomendaciones y cláusula específica a este respecto.

- 2.13 El dimensionamiento del componente de fortalecimiento institucional, capacitación y promoción, y del rubro de administración del Programa se llevó a cabo con base en las necesidades de personal, estudios y consultorías especializadas identificadas a través de un análisis institucional de las diversas entidades que participarán en la ejecución del Programa. El Cuadro II-1 presenta las estimaciones del costo del Programa y el financiamiento propuesto, que representaría el 90% del costo total.

Cuadro II-1 Costos del Programa (US\$ millones)				
Categoría	Banco	Aporte Local	Total	%
1. Administración del Programa	1,76	0,32	2,08	9,36
1.1 UER-VMEEAT	0,42	0,08	0,50	2,25
1.2 Consultoría Supervisión de Proyectos	0,36	0,08	0,44	1,98
1.3 Consultoría Evaluación de Proyectos	0,43	0,08	0,51	2,29
1.4 Consultoría Administración y Contabilidad	0,26	0,08	0,34	1,53
1.5 Auditoría Externa	0,29	-	0,29	1,31
1.5.1 Auditoría Financiera Operacional	0,25	-	0,25	
1.5.2 Auditoría Socio Ambiental	0,04	-	0,04	
2. Costos Directos	17,22	1,57	18,79	84,64
2.1 Componente de Incentivos a Inversiones	16,43	1,39	17,82	80,29
2.1.1 Extensión de redes	12,53	0,79	13,32	
a) Electrificación de localidades	6,41	0,59	7,00	
b) Densificación de clientes	6,12	0,20	6,32	
Tipo "a"	5,20	0,10	5,30	
Tipo "b"	0,92	0,10	1,02	
2.1.2 Sistemas descentralizados	3,90	0,60	4,50	
a) Incentivos a implementación de sistemas	3,60	0,40	4,00	
b) Estudios de apoyo al desarrollo de proyectos	0,30	0,20	0,50	
2.2 Componente de Fortalecimiento Institucional, Capacitación y Promoción	0,78	0,18	0,96	4,35
a) Fortalecimiento de las UTER-PD	0,72	0,18	0,90	
b) Capacitación	0,06	-	0,06	
3. Imprevistos	0,15	-	0,15	0,68
4. Costos financieros	0,71	0,31	1,02	4,60
4.1 Interés	0,51	-	0,51	2,29
4.2 Comisión de Crédito	-	0,31	0,31	1,40
4.3 FIV	0,20	-	0,20	0,91
5. FAPEP	0,16	-	0,16	0,72
TOTAL DEL PROGRAMA	20,00	2,20	22,20	100,00
Porcentajes	90%	10%	100%	

III. EJECUCIÓN DEL PROGRAMA

A. Prestatario y organismo ejecutor

- 3.1 El prestatario será la República de Bolivia. El Organismo Ejecutor será el Ministerio de Servicios y Obras Públicas (MSOP) a través del Viceministerio de Electricidad, Energías Alternativas y Telecomunicaciones (VMEEAT).

B. Ejecución y administración del Programa

- 3.2 Tradicionalmente para la realización de proyectos de electrificación rural las Municipalidades licitan, adjudican y contratan a la empresa constructora y la supervisora para la construcción de las obras y, una vez terminadas, se las entregan a las comunidades, asumiendo las respectivas Municipalidades la responsabilidad por su ope-

ración y mantenimiento. En cambio, el Programa propuesto consiste en la transferencia de incentivos del Estado (solamente la parte no rentable de la inversión), con cargo a los recursos del Programa, para apoyar las inversiones en extensión de redes y sistemas descentralizados, directamente a los operadores en el primer caso o vía proceso competitivo en el segundo. El MH y el VMEEAT han tomado la decisión de que estas transferencias (¶2.5) sean exclusivamente en calidad de préstamo a las PDs y/o Municipalidades²¹, en las mismas condiciones del préstamo del Banco, de acuerdo con criterios y procedimientos establecidos en el Reglamento Operativo (RO) del Programa (conforme la Resolución Ministerial MSOP 013 de 20 de abril de 2003, la PD y las Municipalidades tienen diferentes responsabilidades con relación a segmentos de la red eléctrica). Esta propuesta presenta dos cambios al esquema tradicional. Primero, las transferencias no serán canalizadas por intermedio del Fondo Nacional de Desarrollo Regional y, segundo, la transferencia de recursos del Estado directamente a empresas privadas del sector eléctrico representa una innovación no contemplada expresamente en las leyes del país.

- 3.3 Si bien el marco legal actual del país no permite la transferencia de recursos públicos directamente a empresas privadas del sector eléctrico, el Reglamento de Electrificación Rural (DS No.24772 mencionado en ¶1.10) promueve el principio de que el acceso a servicios eléctricos rurales requiere la utilización de recursos financieros públicos en calidad de incentivo para viabilizar la movilización de recursos que permitan la ejecución de proyectos del sector privado. La opción que se propone, acordada con el MSOP/VMEEAT, es incorporar una disposición similar en el contrato de préstamo que en todo caso será sujeto a la ratificación del Congreso, en el entendido de que su ámbito de aplicación se restringiría al presente Programa, mientras se va acumulando experiencia con la utilización de incentivos. Se establecerá en el Contrato de Préstamo que los incentivos del Estado serán transferidos, por intermedio de las PDs y las Municipalidades, directamente a los operadores privados en calidad de préstamo a las PDs y las Municipalidades, en las mismas condiciones del préstamo del Banco y de acuerdo con los criterios y procedimientos del Reglamento Operativo del Programa.
- 3.4 Durante la preparación se analizó la capacidad institucional de los organismos que podrían ser eventualmente unidades ejecutoras de esta operación. Según este análisis, dada la complejidad y características técnicas del préstamo ninguna unidad existente sería adecuada, por lo cual se recomendó la creación de una unidad ad-hoc (Unidad de Electrificación Rural o UER). El taller realizado oportunamente también coincidió que esta sería la solución más adecuada (¶1.20(c)).
- 3.5 La UER-VMEEAT del Programa, estará adscrita al VMEEAT y será integrada por un reducido equipo de profesionales de alto nivel, y apoyada por tres empresas consultoras: (i) una que tendrá a su cargo llevar la contabilidad y la administración; (ii) una segunda, para las evaluaciones de los proyectos de electrificación rural

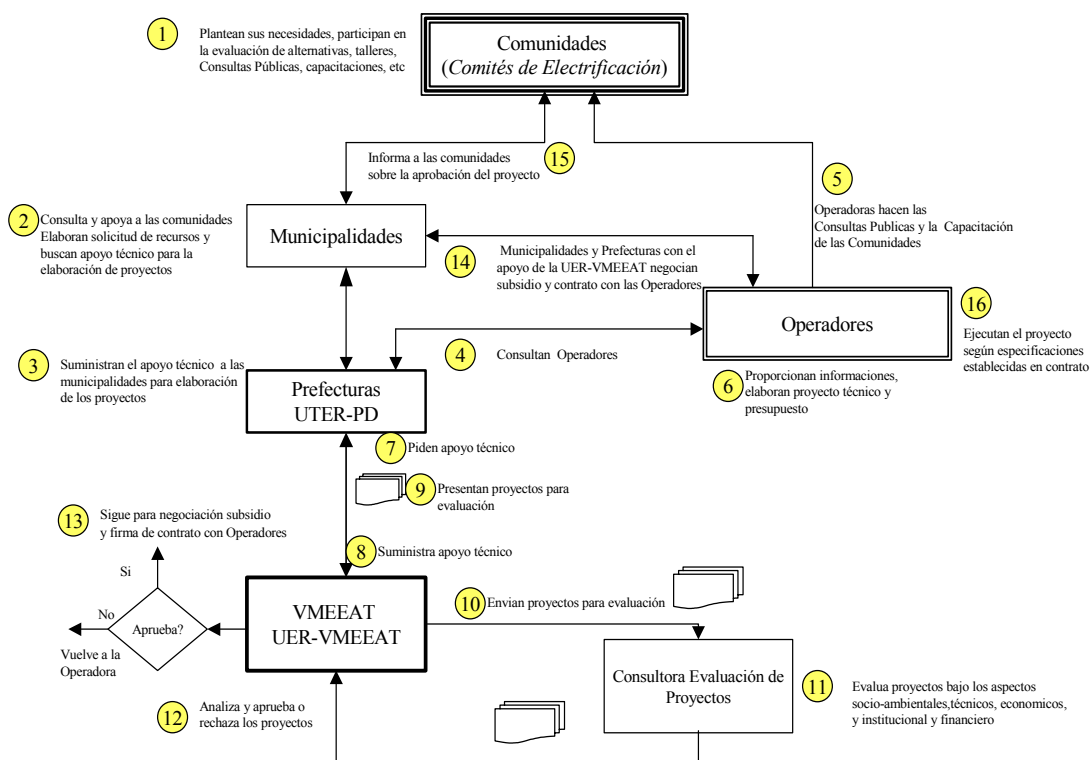
²¹ De acuerdo con la Constitución de la República “en cada Departamento el Poder Ejecutivo está a cargo y se administra por un Prefecto, designado por el Presidente de la República” (Art. 109); y los Municipios son administrados por Alcaldes “elegidos por mayoría de votos válidos” (Art. 200).

elaborados por los operadores y presentados por las Municipalidades a través de las PDs; y (iii) una tercera, para la supervisión técnica de los contratos firmados entre las PDs y Municipalidades con los operadores para ejecutar los proyectos e informar a la UER-VMEEAT el estado de avance de los mismos y el cumplimiento de las cláusulas contractuales. La UER-VMEEAT contratará los estudios de apoyo para los proyectos y las evaluaciones *ex-post* de sistemas descentralizados (§2.8). La creación de la UER-VMEEAT, dotada del personal mínimo necesario para llevar a cabo oportunamente las obligaciones que le corresponde como Unidad Ejecutora del Programa, **es condición previa al primer desembolso de los recursos del Programa**. Para apoyar en el proceso de identificación, selección y contratación del personal de la UER-VMEEAT, se contratará una firma especializada (*headhunter*) con recursos del Programa.

- 3.6 En cada una de las PDs, las Unidades Técnicas de Electrificación Rural (UTER-PD) existentes o que se establezcan como parte de este Programa serán las que, con la asistencia de la UER-VMEEAT, apoyarán a las Municipalidades en el proceso de la elaboración de los proyectos (principalmente en los casos donde se necesite agrupar varias de ellas para optimizarlos). Los recursos del componente de Fortalecimiento Institucional, Capacitación y Promoción reforzarán la capacidad técnica de las UTER-PD con el aporte de personal técnico y socio-ambiental, adquisición de vehículos, computadoras y otros equipos y materiales necesarios.
- 3.7 Los proyectos serán elevados a las Municipalidades y las PDs, quienes los enviarán a la UER-VMEEAT, para evaluación y aprobación. La evaluación técnica, socio-ambiental, económica, institucional y financiera de dichos proyectos será realizada por una firma consultora contratada bajo Términos de Referencia (TdR) que estén acordes con el RO del Programa y las normas establecidas por el Banco para la contratación de servicios. Estos TdR incluirán específicamente que la firma consultora utilizará al máximo las bases de datos de precios unitarios existentes en la Superintendencia de Electricidad, para no duplicar esfuerzos. La presentación del contrato firmado entre la UER-VMEEAT y la firma consultora, **es condición previa al inicio de un proyecto de extensión de redes y /o de sistemas descentralizados**.
- 3.8 Las UTER-PD apoyarán a las Municipalidades en las negociaciones con los operadores. Los operadores serán responsables por la elaboración del proyecto técnico²², la contratación, y ejecución de los sistemas (obras civiles y adquisición de servicios y equipamientos), y su operación y mantenimiento. En el proceso de negociación del contrato con los operadores, o en los llamados a licitación para los proyectos de sistemas descentralizados, las PDs y Municipalidades contarán con la asesoría de la UER-VMEEAT. Ver flujo de un proyecto en el Gráfico III-1.

²² Incluyendo diseños, especificaciones técnicas y presupuesto detallado.

Gráfico III-1 Flujo de Ejecución de un Proyecto del Programa

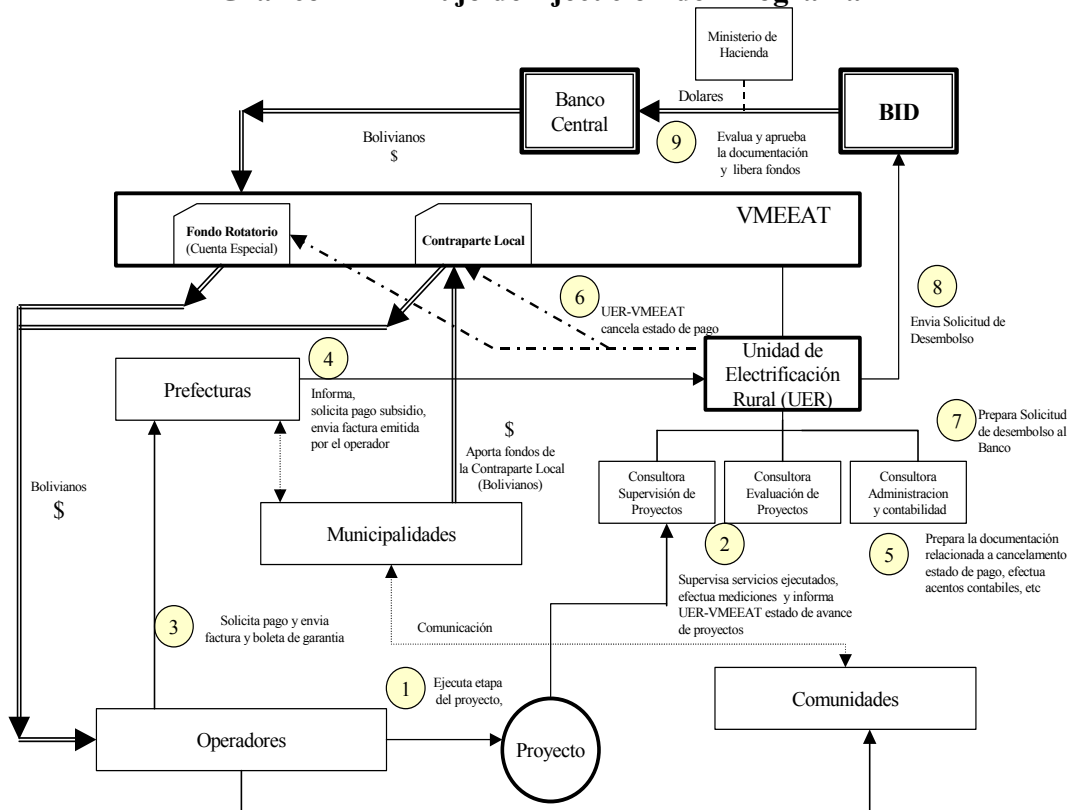


3.9 La UER-VMEEAT contratará, bajo TdR que estén acordes con el RO del Programa y las normas establecidas por el Banco, servicios de supervisión para dar seguimiento a la ejecución de los proyectos con el fin de garantizar que los operadores cumplan a cabalidad con los contratos firmados con las PDs, las Municipalidades y la UER-VMEEAT. La presentación del contrato firmado entre la UER-VMEEAT y la firma consultora, **es condición previa al inicio de un proyecto de extensión de redes y /o de sistemas descentralizados.**

3.10 Se abrirá una única cuenta especial en el Banco Central de Bolivia para los recursos del Financiamiento del Banco. La UER-VMEEAT será el único responsable por el manejo de la cuenta única, del Fondo Rotatorio y de la relación con el Banco. Los recursos de la contraparte local serán proporcionados por las Municipalidades en acuerdo con las PDs. Las Municipalidades deberán programar los recursos de contrapartida local para cada uno de los proyectos, según el cronograma que deberá establecerse en sus Programas Operativas Anuales (POAs) y presupuestos. La UER-VMEEAT será responsable de administrar los recursos de la contrapartida local, y del préstamo del Banco, de acuerdo al contrato de préstamo y el convenio que se firme entre la Prefectura, la Municipalidad y el VMEEAT. La UER-VMEEAT con cargo a los recursos del préstamo del Banco y de la contrapartida local cancelará los pagos relacionados con los incentivos a los operadores. Los operadores tendrán a su cargo la ejecución, operación y

mantenimiento de los sistemas parcialmente financiados con recursos del Programa según los términos establecidos en el contrato entre el operador, los Municipios, la Prefectura Departamental, y el VMEEAT. Ver flujo de ejecución del Programa en el Gráfico III-2.

Gráfico III-2 Flujo de Ejecución del Programa



- 3.11 Para llevar la contabilidad se contratará con recursos del préstamo una empresa consultora especializada, bajo los TdR aprobados por el Banco, que tendrá a su cargo el control administrativo, contable y financiero del Programa, incluyendo el manejo del aporte local, las boletas de garantías presentadas por los operadores, y la organización y mantenimiento de los archivos con toda la documentación generada. Dicha empresa deberá contar con un sistema de administración contable financiero integrado que cumpla con los requerimientos del Banco. Deberá ser implementado un módulo de control de documentos, incentivos otorgados, boletos de garantía, contratación de servicios, y adquisición de bienes. El sistema electrónico que se utilice deberá garantizar la integridad de las informaciones y operaciones del Programa. Asimismo, será la responsable por revisar y preparar la documentación necesaria para la cancelación de pagos a los operadores. La presentación del contrato firmado con la empresa especializada, en el cual se incorporan TdR aceptables al Banco, que aseguran la implementación de sistemas adecuados de control interno y de registros contables financieros, **es condición previa al inicio de un proyecto de extensión de redes y /o de sistemas descentralizados.**

- 3.12 El Banco Central de Bolivia por medio de una cuenta especial traspasará los recursos del préstamo al VMEEAT y éste a su vez otorgará préstamos a las PDs y/o Municipalidades de conformidad con el contrato de préstamo, las diferentes responsabilidades de PDs y Municipalidades mencionadas en el párrafo ¶3.2, los criterios y procedimientos establecidos en el RO del Programa. El MH será el responsable de certificar si una Municipalidad o Prefectura es sujeto de crédito a los efectos de que el VMEEAT le traspase recursos del préstamo en la calidad de crédito.
- 3.13 Las comunidades organizadas, en Comités de Electrificación Rural o de otra forma, acreditarán la existencia de los recursos para el financiamiento de 50% de los costos de la acometida y de las instalaciones domiciliarias mínimas indispensables para el uso de electricidad citados en el párrafo ¶2.6.
- 3.14 La operación FAPEP aprobada tiene como propósito poner en marcha la UER-VMEEAT y lograr que la misma pueda coordinar las actividades del Programa, en especial en relación con: (i) revisar los proyectos del primer año del Programa, de manera que incluya los perfeccionamientos técnicos y metodológicos y ambientales identificados; (ii) apoyar a las PDs y Municipios en la negociación con los operadores de los montos de incentivos y número de viviendas a ser conectadas en los proyectos; (iii) preparar los contratos y convenios subsidiarios; y (iv) la contratación de las tres empresas consultoras de apoyo a la UER-VMEEAT. Como resultado se espera contar con casi todos los elementos para declarar este préstamo elegible para el primer desembolso.
- 3.15 Reglamento Operativo. El RO del Programa incorporará las mejoras técnicas y operativas en relación con: (i) el nuevo flujograma de proyecto, incluyendo una descripción de las funciones y responsabilidades de sus diversas instancias de ejecución; (ii) la nueva metodología de evaluación de proyectos de extensión de redes y de sistemas descentralizados; (iii) los aspectos sociales y ambientales, teniendo en cuenta las recomendaciones de la Evaluación Ambiental Estratégica (EAE); (iv) los mecanismos de transferencia de recursos; (v) los mecanismos de coordinación con otros servicios públicos; (vi) los rubros elegibles para el financiamiento; (vii) la sinergia con otros proyectos; y (viii) la definición de los esquemas básicos de los marcos tarifarios y de gestión aplicables a los proyectos de sistemas descentralizados, incluyendo los modelos de documentos subsidiarios del Programa²³. La entrada en vigencia del RO **es condición previa al primer desembolso del Programa.**

C. Elegibilidad de los proyectos

- 3.16 Proyectos de extensión de redes. Serán elegibles para financiamiento del Programa, los proyectos de extensión de redes para los cuales las negociaciones entre los

²³ Documentos subsidiarios del Programa: (i) contrato modelo entre la UER-VMEEAT y las Prefecturas y/o Municipalidades participantes; (ii) contrato modelo entre la UER-VMEEAT, la Prefectura y la(s) Municipalidad(es) participantes y el operador; y (iii) carta convenio entre la UER-VMEEAT, la Municipalidad y el Comité de Electrificación de la Comunidad participante.

Municipios y los operadores se realicen sobre la base del subsidio máximo calculado incorporando las distintas mejoras identificadas. En el caso de densificación de clientes tipo “a”, el subsidio estatal al operador será concedido como un valor uniforme por cliente final conectado, y su valor máximo para cada proyecto será calculado según los criterios de evaluación acordados entre la UER-VMEEAT y los Municipios establecidos en el RO del Programa para cada proyecto.

- 3.17 Sistemas descentralizados. En cuanto a los proyectos de sistemas descentralizados, sólo serán elegibles los que cuenten con mecanismos para asegurar que la provisión del servicio sea sostenible a lo largo de su vida útil. A diferencia de lo que ocurre en los casos de extensión de redes, donde sólo existiría un operador interesado, en los proyectos descentralizados es posible determinar los montos de incentivos por competencia. En todo caso, dicho monto máximo de incentivo no podrá sobrepasar el valor negativo del VANP calculado para el proyecto.
- 3.18 Proyectos para la primera ronda del Programa. Los proyectos de extensión de redes de la muestra volverán a las PDs para la presentación a las empresas operadoras correspondientes, a fin de incorporar en los mismos de las mejoras identificadas por el Programa. Los proyectos de sistemas descentralizados serán reanalizados por la UER-VMEEAT, PDs y Municipalidades con base en nuevos estudios y evaluaciones *ex-post* de proyectos ejecutados, a cargo del Programa.
- 3.19 Sinergia con otros proyectos. La UER-VMEEAT tendrá entre sus funciones la identificación de sinergias en programas y proyectos ejecutados por el VMEEAT (por ejemplo intercambiando informes de avances de programas y proyectos) y por otros sectores para los cuales los proyectos de electrificación rural coadyuven para el logro de sus objetivos. La UER-VMEEAT identificará potenciales sinergias con otros proyectos sociales que ejecuten o vayan a ser ejecutados por las PDs y Municipios que estén desarrollando proyectos de electrificación rural. A su vez, la UER-VMEEAT deberá promocionar el Programa en los espacios que considere conveniente con el objeto de incentivar la aplicación de la electrificación rural en usos productivos, competitividad y productividad.

D. Aspectos ambientales

- 3.20 La Ley del Medio Ambiente (No.1333/92) establece que todos los proyectos deben presentar a la autoridad ambiental una Ficha Ambiental²⁴ para que sea determinada la categoría del Estudio de Impacto Ambiental a que deberá ser sometido para obtención de la Licencia Ambiental. La mayoría de las obras del Programa, por sus características y de acuerdo con el DS No.27173/03 estarían incluidas en la Categoría 4, que sólo necesitan un formulario estándar con información básica del proyecto. No serán elegibles los proyectos que afectan directamente áreas de conservación o poblaciones culturalmente aisladas y tradicionales.

²⁴ La Ficha Ambiental es un documento técnico que marca el inicio del proceso de Evaluación de Impacto Ambiental, y que determine la categoría de EEIA. Este documento tiene naturaleza de declaración jurada e incluye información sobre el proyecto, obra o actividad, la identificación de impactos clave y la identificación de las posibles soluciones para mitigar los impactos negativos.

- 3.21 Para la identificación de los impactos socio-ambientales del Programa, fue elaborada una EAE, y una Ficha Ambiental única, que están siendo analizadas por el Viceministerio de Recursos Naturales y Medio Ambiente (VMRNMA) con la finalidad de simplificar la obtención de la Licencia Ambiental para los proyectos. La EAE incluye identificación, análisis y evaluación de los impactos directos, indirectos, positivos y negativos enfatizando los aspectos socio-culturales y económicos, entre los cuales se incluyen los estudios de capacidad y disposición de pagar de las comunidades de bajos recursos, indígenas o campesinas. Bajo el marco de la EAE se realizaron consultas públicas y fue propuesto el fortalecimiento institucional ambiental de las instituciones involucradas. Asimismo, la EAE incorpora un modelo de Programa de Prevención y Mitigación y un Plan de Aplicación y Seguimiento Ambiental (PPM-PASA) con las medidas de prevención, mitigación, reparación y compensación de impactos ambientales que pudiesen originarse, el cual formará parte de todos los contratos con los operadores.²⁵

E. Adquisiciones de bienes y servicios

- 3.22 La adquisición de bienes y servicios relacionados con los recursos del Programa, se realizará de conformidad con las Políticas para la Adquisición de Obras y Bienes Financiados por el Banco de enero de 2005 (GN-2349-4). La selección y contratación de los servicios de consultoría se realizarán de acuerdo con las Políticas para la Selección y Contratación de Consultores Financiados por el Banco de enero de 2005 (GN-2350-4). La adquisición de bienes cuyo costo estimado sea igual o mayor a US\$200 mil y la contratación y selección de servicios de consultoría cuyo costo estimado sea igual o mayor a US\$200 mil se realizarán mediante licitación pública internacional. La adquisición de bienes cuyo costo estimado sea igual o mayor a US\$50 mil y menor a US\$200 mil se realizará por licitación pública nacional y por debajo de US\$50 mil podrá realizarse por comparación de precios. Las listas cortas de firmas consultoras podrán estar compuestas enteramente de consultores nacionales por montos inferiores a US\$200 mil siempre que se cumplan con los otros requisitos de la Política GN-2349-4. Las adquisiciones y contrataciones serán revisados por el Banco ex ante salvo que el Banco, a solicitud del Organismo Ejecutor, autorice la revisión ex post de conformidad con las siguientes disposiciones: (a) que el Banco determine que el Organismo Ejecutor haya demostrado la capacidad y las condiciones necesarias; y (b) que el Banco podrá revocar la modalidad de revisión expost en forma general o parcial.
- 3.23 Debido a que el Programa no financiará obras sino incentivos (subsidios) fijados *ex-ante* para inducir a los operadores a realizar inversiones en electrificación rural en las áreas definidas como prioritarias, la ejecución y administración del

²⁵ Entre esas medidas están: (i) control de emisiones a la atmósfera y ruidos; (ii) manejo y disposición de residuos líquidos y sólidos, industriales y domésticos; (iii) manipulación y almacenamiento de combustibles líquidos; (iv) transporte de materiales; (v) protección del paisaje, de la fauna y de la flora y protección del patrimonio cultural; (vi) salud, higiene laboral y seguridad; y (vii) protección de suelos e impactos sinérgicos potenciales. El Programa tendrá un sistema de gestión que considerará la variable ambiental en todas las etapas del ciclo de proyecto.

Programa no incluye disposiciones sobre licitaciones relacionadas con la construcción, operación o mantenimiento de las obras. Sin embargo, sí se exigirá que los contratos con los operadores que llevarán a cabo los proyectos de extensión de redes y sistemas descentralizados, incluyan determinadas condiciones.²⁶

F. Período de ejecución y calendario de desembolsos

3.24 El plazo para comprometer los recursos del Financiamiento del Programa será de 54 meses, mientras que el plazo para desembolsar los recursos del finan-

Cuadro III-1 Cronograma de Desembolsos (US\$ millones)						
Categoría	2005	2006	2007	2008	2009	Total
1. Administración	0,18	0,35	0,44	0,44	0,35	1,76
2. Costos Directos	1,66	3,48	4,30	4,30	3,48	17,22
3. Imprevistos	0,01	0,03	0,04	0,04	0,03	0,15
4. Costos Financieros	0,07	0,12	0,20	0,20	0,12-	0,71
5. FAPEP	0,16	-	-	-	-	0,16
Total del Banco	2,08	3,98	4,98	4,98	3,98	20,00
%	10,0	20,0	25,0	25,0	20,0	100,0

ciamiento será de 60 meses. El Cuadro III-1 presenta una estimación preliminar de los desembolsos del Banco para el período 2005-2009.

G. Fondo rotatorio

3.25 El Banco reconocerá los gastos efectuados de financiamiento retroactivo de la operación FAPEP solicitada por el VMEEAT, para iniciar la implementación de la UER-VMEEAT. Debido a que, para efectos de la reposición del Fondo Rotatorio, sólo se reconocerán los pagos del incentivo gubernamental transferido a las empresas eléctricas cuando éstas hayan terminado el respectivo proyecto, se hayan realizado las conexiones requeridas según lo previsto en los respectivos contratos, y las PDs hayan aceptado oficialmente el proyecto, y tomando en cuenta las necesidades financieras generadas por el cronograma de ejecución de los

²⁶ Condiciones tales como: (i) la obligación de cumplir las medidas de protección ambiental previstas (¶3.20 y ¶3.21); (ii) el derecho de la Prefectura, la Municipalidad, el VMEEAT y el Banco, así como de las firmas de supervisión y de auditoría de examinar los bienes, lugares, trabajos y construcciones de los respectivos proyectos; (iii) la obligación de los operadores, de proporcionar la información que las PDs, Municipalidades, VMEEAT, el Banco, y las firmas de supervisión y de auditoría soliciten: (a) una certificación de la nacionalidad de origen de los bienes y servicios adquiridos; (b) el monto y porcentaje del costo total del proyecto que representan los bienes y servicios provenientes de los países miembros del Banco; (iv) la obligación de los operadores de entregar, previo a la recepción provisoria de los proyectos por parte de las PDs y Municipalidades, una lista de los usuarios que han sido conectados a la red o sistemas descentralizados, firmada por los representantes de la UTER-PD correspondiente; (v) la obligación por parte de los operadores de presentar, al recibir el primer pago del subsidio correspondiente, garantías bancarias, aceptables al Prestatario y al Banco, por el anticipo de dicho incentivo para el respectivo proyecto, y de fiel cumplimiento del contrato; (vi) la obligación, por parte de los operadores, de presentar, al momento de la recepción del respectivo proyecto, una garantía de la correcta ejecución del mismo en reemplazo de las garantías indicadas anteriormente; (vii) para los proyectos de sistemas descentralizados, un mecanismo que permita al Municipio, en caso que el operador interrumpa definitivamente el servicio contratado o no cumpla con los estándares mínimos de calidad especificados en el contrato, la asignación de los equipos y de los sistemas respectivos, así como de la responsabilidad de la provisión del servicio, a otro proveedor, a través de una nueva licitación; (viii) la obligación de seguir prácticas comerciales establecidas en materia de adquisiciones; y (ix) la obligación de mantener las obras y equipos comprendidos en el proyecto individual respectivo.

proyectos, se estimó la necesidad de establecer un Fondo Rotatorio por el equivalente de hasta 12% del monto del préstamo.

- 3.26 La UER-VMEEAT, responsable por el manejo del fondo rotatorio, presentará informes semestrales sobre su estado dentro de los 60 (sesenta) días de cierre de cada semestre, en la forma que solicite el Banco.

H. Seguimiento y evaluación

1. Supervisión del Banco

- 3.27 La supervisión del Programa será llevada a cabo por la Representación del Banco en Bolivia (COF/CBO). Se han previsto reuniones anuales de administración y monitoreo con la participación del Equipo de Proyecto en las que: (i) se analizarán los informes semestrales del Programa y el avance en el Plan Operativo Anual (POA) del año anterior; (ii) se revisará el cumplimiento de metas, objetivos, indicadores y supuestos incluidos en el Marco Lógico (ML) (Anexo I), así como la evolución de los riesgos identificados; y (iii) se acordará el POA para el año siguiente, precisando las metas y medidas correctivas.
- 3.28 Además, teniendo en cuenta que el Programa es una experiencia piloto y de aprendizaje para el país, se realizará una evaluación de medio término cuando los desembolsos del préstamo hayan alcanzado el 50%. Para esta evaluación se utilizarían como insumos los trabajos de las consultorías y auditorías y cubriría los temas de impactos sobre las Prefecturas, Municipalidades y los usuarios, la sostenibilidad del Programa, la capacidad institucional del Organismo Ejecutor de acuerdo con el Sistema para Evaluar la Capacidad Institucional (SECI), lecciones aprendidas y posibilidad de financiación de una etapa subsiguiente.

2. Auditoría externa

- 3.29 La auditoría externa del Programa tendrá el carácter de financiera operacional y supervisión técnica, y emitirá un informe intermedio al final de cada primer semestre calendario y un informe anual al final de cada ejercicio fiscal, deberá ser efectuada por una firma independiente aceptable al Banco, con base en los TdR previamente aprobados por el Banco (Documentos AF-400 y AF-500). En el proceso de selección y contratación de la firma se utilizarán los procedimientos estándar del Banco (Documento AF-200). Los costos de auditoría formarán parte del costo del Programa y serán financiados con recursos de préstamos del Banco. Los TdR del Banco (Documentos AF-400 y AF-500) deberán ajustarse para incorporar el aspecto técnico de supervisión que estaría a cargo de la revisión de la auditoría externa. Los auditores, con el apoyo de un especialista a su cargo y absoluta responsabilidad profesional, estarían en condiciones de efectuar dicha actividad. Los estados financieros anuales del Programa serán presentados dentro de los 120 días posteriores a la finalización del año fiscal y el de la auditoría final, dentro de los 120 días posteriores al último desembolso, de acuerdo con los TdR aprobados por el Banco. La auditoría socio-ambiental deberá ser efectuada por un

consultor especializado y en las situaciones especiales previstas en el contrato de préstamo.

- 3.30 El informe intermedio de la auditoría externa, incluyendo la evaluación del ambiente y de la estructura del sistema de control interno del ejecutor, la revisión integral de los procedimientos de adquisiciones y desembolsos, y la revisión del sistema de subsidios, tendrá el carácter de *interino* y deberá presentarse dentro de los 60 días de finalizado el primer semestre calendario. Deberá incluir, entre otros aspectos: (i) la evaluación del ambiente y del sistema de control interno del Organismo Ejecutor; (ii) la revisión integral de los procedimientos de adquisiciones y desembolsos y su aplicación; (iii) una auditoría del sistema de incentivos, en la cual se analiza la veracidad del número de usuarios final conectados y el cumplimiento de los otros requisitos relacionados con el otorgamiento de los subsidios. Se requerirá la presentación de dos informes de auditoría socio-ambiental dentro de los plazos siguientes: cuando el cincuenta por ciento (50%) de los recursos del préstamo hayan sido desembolsados; y dentro del primer trimestre después del último desembolso del préstamo.

3. Evaluación final *ex - post*

- 3.31 Se ha acordado con el Ejecutor la recolección de la información necesaria para definir la línea de base y supervisar anualmente los indicadores de avance del Programa, los mismos que constarán en el Informe de Seguimiento de Proyecto (ISDP) preparado por el Banco con base en informaciones del Organismo Ejecutor. Se realizará una evaluación final una vez que sean desembolsados los recursos del Programa, con la participación del Ejecutor y del Banco, siguiendo las normas para el informe de terminación de proyectos. Esta evaluación tendrá como objetivo analizar los resultados y extraer lecciones aplicables a futuros proyectos.
- 3.32 De conformidad con la política del Banco, luego de realizadas las consultas respectivas con el Organismo Ejecutor, las autoridades del país informaron que, debido a que se va a contar con informes anuales detallados sobre la marcha y metas del Programa, no consideran necesario comprometer la realización de una evaluación *ex - post* con recursos del Programa.

IV. VIABILIDAD Y RIESGOS

A. Viabilidad técnica

- 4.1 La viabilidad técnica de electrificar las localidades está asegurada individualmente con los estudios de factibilidad con la correspondiente certificación de disponibilidad de potencia, emitida por la empresa distribuidora concesionaria del área respectiva. La viabilidad del subcomponente de densificación de clientes se apoya en su cercanía a la red, la cual debe cumplir con las normas de calidad establecidas por la Superintendencia de Electricidad. La viabilidad del subcomponente de sistemas descentralizados debe estar sustentada mediante el estudio de factibilidad de cada proyecto, y contar con la aprobación de la UER-VMEEAT.

- 4.2 Desde el punto de vista de disponibilidad de potencia eléctrica del país, se considera que el programa no ocasiona una mayor exigencia, puesto que sólo añadirían 6 MW²⁷ de potencia y aproximadamente 11,5 Gwh de consumo anual, que significa menos del 0,5% de la potencia instalada nacional y solamente 0,3% del consumo de energía del 2003. En cuanto al subcomponente de sistemas descentralizados, se emplearán tecnologías conocidas de generación (gas natural, eólica, solar y micro centrales hidroeléctricas) que actualmente están siendo utilizadas en el país, y están previstos recursos para estudios de factibilidad técnica antes de efectuar los llamados a licitación de los distintos proyectos.

B. Viabilidad institucional

- 4.3 El Programa es viable desde el punto de vista institucional. Será ejecutado por el VMEEAT, a través de una Unidad Ejecutora (UER-VMEEAT) integrada por técnicos de alto nivel seleccionados con el apoyo de empresas especializadas. Dicha Unidad contará con el soporte de tres empresas consultoras: la primera tendrá como funciones llevar la contabilidad del Programa, el control y manejo financiero, mantener archivos y elaborar informes; la segunda tendrá a su cargo la evaluación técnica, socio-ambiental, económica e institucional y financiera de los proyectos; y la tercera la supervisión de la ejecución de los proyectos y controlar, certificar, e informar al VMEEAT el cumplimiento cabal de los contratos por las operadoras que participen del Programa, para que éstas puedan recibir los incentivos. Asimismo se fortalecerá y/o implantará unidades técnicas en las PDs (UTER-PD), con profesionales calificados, además de proporcionarles equipos y apoyo técnico necesario para su adecuado funcionamiento. Dichas unidades apoyarán a las Municipalidades en el proceso de identificación y formulación de proyectos, así como en las negociaciones de los contratos con los operadores.
- 4.4 Además se implementarán acciones para incrementar la participación de las comunidades beneficiarias en las etapas de formulación y ejecución de los proyectos. En los casos de proyectos de sistemas descentralizados, donde se espera la participación de pequeñas y micro empresas, se proporcionará, asistencia técnica en temas relacionados con la administración, comercialización, operación y manutención de los sistemas eléctricos.

C. Viabilidad socioeconómica

1. Disposición a pagar

- 4.5 Los análisis socioeconómicos realizados en los proyectos que conforman la muestra indican que, en general, la población usa fuentes energéticas sustitutivas de la electricidad tales como velas, kerosén, baterías eléctricas, pilas, gas, etc, lo cual obliga a las familias pobres a incurrir en gastos significativamente mayores

²⁷ De los cuales, cerca de 2 MW se originan en la electrificación de localidades por consumos residenciales, generales e industriales (13.000 viviendas de 150 W) y, los 4 MW restantes, en la densificación de clientes (27.000 viviendas de 150 W).

que los que tendrían que asumir con los proyectos de extensión de redes y de sistemas descentralizados.

2. Viabilidad socioeconómica del subcomponente de extensión de redes

- 4.6 **Muestra representativa.** El análisis económico del subcomponente de extensión de redes se realizó sobre una muestra representativa constituida por 61 proyectos y concluye que la parte elegible de la misma comprende 32 proyectos con 9.462 viviendas²⁸. Estas 9.462 viviendas representan el 72% de la meta de 13.000 viviendas contempladas en el subcomponente, constituyendo una muestra “grande” para fines de la evaluación de un programa global de obras múltiples.
- 4.7 **Análisis de mínimo costo.** La metodología utilizada incorpora un análisis comparativo de las alternativas de electrificación disponibles para cada proyecto individual. Esta actividad debe concluir, con anterioridad a la realización del análisis de beneficio costo, que la electrificación mediante expansión de redes eléctricas es efectivamente la mejor alternativa.
- 4.8 **Impacto de las mejoras.** Las mejoras que se esperan implican una reducción del incentivo por vivienda conectada de US\$417 (pasa de US\$850 a US\$432). La disminución del incentivo estimado significa un ahorro por vivienda conectada por valor de US\$553 (el costo unitario de inversión pasa de US\$1.243 a US\$690). Los valores anteriores son consistentes con los resultados obtenidos en los procesos competitivos más recientes²⁹. El impacto agregado de las mejoras se ve reflejado en el incremento del número de proyectos elegibles (pasa de 29 a 32), con el consiguiente aumento de viviendas electrificadas, (pasa de 4.748 a 9.462). El impacto económico significa un incremento en el Valor Actual Neto Social (VANS) de US\$2,4 millones de junio de 2004, que pasa de US\$4,5 a US\$6,9 millones. Añadiendo US\$57 para cubrir 50% de los costos de acometidas e instalaciones interiores el incentivo necesario por vivienda conectada pasa de US\$432 para US\$489³⁰.
- 4.9 **Resultados de la evaluación beneficio costo.** La evaluación económica de la muestra estima un VANS de US\$6,9 millones de junio de 2004, descontado al 12% al 1° de enero de 2004. La tasa interna de retorno social (TIRS) estimada asciende a 25,3%. Por razón de la metodología empleada que realiza la evaluación económica de la muestra a partir de la agregación de los flujos de costos y beneficios únicamente de aquellos proyectos que son económicamente aceptables, se puede aseverar que cada uno de los proyectos individuales posee VANS positivo descontado al 12%.
- 4.10 **Análisis de sensibilidad.** El Cuadro IV-1 muestra los resultados obtenidos para el análisis de sensibilidad. Puede observarse que el subcomponente es bastante

²⁸ Con base en resultados de estudios realizados por los consultores contratados por el Banco.

²⁹ 10 proyectos recientemente ejecutados en La Paz que comprenden 554 viviendas, se liquidaron a razón de 643 US\$/vivienda. 13 proyectos ejecutados en Santa Cruz con 3,498 viviendas, se liquidaron a razón de 793 US\$/vivienda. Actualmente están en proceso de ejecución 10 proyectos en el Departamento de La Paz, los cuales aglutinan 4.552 viviendas y que han sido adjudicados en promedio, a 658 US\$/vivienda.

³⁰ Para dimensionar el componente se consideró las 13.000 viviendas a costos unitarios de US\$538.

robusto porque, ante variaciones desfavorables y significativas de las principales variables que determinan los resultados económicos, la muestra aceptable permanece grande y con valores de TIRS que, en todos los casos, superan el 22%.

Cuadro IV-1 Análisis de Sensibilidad de la Muestra de Proyectos de Extensión de Redes										
Valores monetarios expresados en US\$ millones										
Muestra Aceptable	Costo de Inversión (US\$miles)				Beneficiarios		Indicadores			
	En Redes	Incentivo	Empresa	Acom.& Inst.Inte	Familias Conectadas ³¹	Proy.	US\$ por Familia		VANS US\$ Miles	TIRS %
							Inversión	Incentivo		
BASE	4,873	3,052	1,025	796	7,060	32	690	432	6,873	25.26
1. El costo de inversión en redes aumenta:										
a. 10%	5,360	3,506	1,057	796	7,060	32	759	497	6,363	23.38
b. 20%	4,287	2,608	1,046	634	5,620	31	763	464	5,872	25.40
2. Las tarifas de compra y venta caen:										
a. 10%	5,099	3,402	873	823	7,301	33	698	466	6,867	24.72
b. 15%	5,099	3,477	798	823	7,301	33	698	476	6,865	24.72
c. 20%	5,099	3,553	722	823	7,301	33	698	487	6,862	24.71
3. La demanda residencial cae:										
a. 10%	4,873	3,147	930	796	7,060	32	690	446	5,835	23.37
b. 15%	4,873	3,194	882	796	7,060	32	690	452	5,316	22.42
4. El costo de OyM aumenta:										
a. 50%	4,873	3,286	790	796	7,060	32	690	465	6,570	24.63
b. 100%	4,873	3,521	555	796	7,060	32	690	499	6,268	24.01

4.11 **Evaluación económica del subcomponente.** Del análisis de la muestra se obtiene un indicador de US\$974 por familia de VANS que permite estimar un VANS social para todo el subcomponente de 13.000 viviendas por US\$12,7 millones.

3. Viabilidad socioeconómica subcomponente de densificación de clientes

4.12 La simulación del cliente residencial y rural típico se efectúa con el modelo que incorpora las mejoras identificadas y concluye que, sin crecimiento vertical y con consumo unitario de 40 kWh/mes creciendo al 2,5% anual durante el período de diseño de 20 años solamente, resulta económicamente factible electrificar esta clase de clientes si ellos están situados a menos de 500 metros de la red existente.

4.13 A los fines del análisis se evaluó el subcomponente a partir de una distancia promedio de 250 metros con costo unitario de inversión en redes de US\$765. Bajo estas condiciones el cliente promedio tipo “a” (requiere extensión de redes) necesita un incentivo de US\$426, produce un VANS de US\$721 y posee una TIRS de 23,05%. Añadiendo US\$57, para cubrir 50% de los costos de la acometida e instalaciones interiores, el incentivo necesario para las conexiones domiciliarias tipo “a” pasa de US\$426 para US\$483³². El cliente tipo “b” (no requiere extensión de redes) necesita financiamiento únicamente de la acometida y las instalaciones interiores mínimas indispensables para obtener los beneficios previstos, cuesta US\$113 y, posee indicadores VANS de US\$1.440 y TIRS de 166%. Dado que el

³¹ La modelación supone que no se conectan todas las viviendas de la muestra (9.462) que los estudios prevén que se conectarían al entrar a operar la red sino solamente un porcentaje.

³² Para dimensionar el subcomponente “a” se consideró las 10.500 viviendas a costos unitarios de US\$504.

Programa financiará solamente 50% de estos costos, el incentivo necesario para las conexiones domiciliarias tipo “b” es de US\$57³³.

4. Viabilidad socioeconómica del subcomponente de sistemas descentralizados

- 4.14 **Muestra.** El análisis del subcomponente de sistemas descentralizados se realizó sobre una muestra de tres proyectos. Los dos primeros contienen microcentrales hidroeléctricas y, el tercero, consiste en la instalación de sistemas fotovoltaicos.
- 4.15 **Análisis.** Con el objetivo de identificar y proponer mejoras metodológicas, los comentarios presentados sobre el primer proyecto, la microcentral hidroeléctrica Mallku Villamar³⁴, se centran en el análisis beneficio costo y los referentes a la microcentral Agua de Castilla, en el análisis de mínimo costo. Con relación al proyecto de sistemas fotovoltaicos del Municipio de Ichoca, se desarrolló una metodología para esta clase de proyectos, no específicamente cubiertos por las “planillas parametrizadas” y, se formuló un proyecto típico³⁵ que busca orientar la organización de la operación de los sistemas fotovoltaicos, así como la selección competitiva de operadores en función del incentivo solicitado.
- 4.16 **Impacto de las mejoras.** A pesar de la escasez de proyectos descentralizados, los tres disponibles han permitido tratar los temas más importantes y formular las mejoras que se han considerado pertinentes.
- 4.17 **Resultados de las simulaciones.** Ninguno de los tres proyectos de sistemas descentralizados permitió la simulación del costo promedio de vinculación de sus clientes. Todas las mejoras formuladas fueron de carácter metodológico. Por consiguiente, para fines de dimensionamiento, resulta preferible mantener el indicador unitario inicialmente previsto de US\$1.000 por vivienda, con base en la experiencia internacional. Tales resultados se juntan a los estudios de apoyo al desarrollo de proyectos previstos en el subcomponente de sistemas descentralizados (¶2.8) y las evaluaciones *ex-post* de algunos sistemas descentralizados instalados en el país en el pasado para incorporar lecciones aprendidas, con el objetivo de apoyar las PDs y los Municipios en la formulación y preparación de los nuevos proyectos de sistemas descentralizados.

D. Viabilidad financiera

- 4.18 Durante la ejecución del Programa el VMEEAT con el apoyo del MH, evaluará la capacidad financiera de cada una de las PDs y Municipalidades que quieran participar en el Programa. Sin embargo, un análisis preliminar de informaciones

³³ Para dimensionar el subcomponente “b” se consideró las 16.500 viviendas a costos unitarios de US\$62.

³⁴ Los resultados obtenidos son indicativos (inversión por cliente de US\$1.365, incentivo total de US\$117 mil, incentivo por vivienda de US\$607, acometidas e instalaciones interiores de US\$113 por vivienda, VANS de US\$1.630 mil y TIRS de 74%). Resulta esencial verificar la disponibilidad de caudales.

³⁵ El proyecto tipo arroja los siguientes resultados como indicadores: número total de clientes residenciales de 1.500, número de clientes especiales de 100, valor total de la inversión de US\$1.050 mil, valor total de los incentivos de US\$605 mil, inversión por vivienda de US\$656, incentivos por vivienda de US\$379, VANS de US\$62 mil, y TIRS de 13,3%.

del MH indica que existen suficientes PDs y Municipalidades con capacidad de endeudamiento y con recursos de contraparte. Los demás recursos para la ejecución de los proyectos, no cubiertos por los incentivos, provendrán de las empresas privadas, las mismas que tienen la concesión en el área o, en el caso de sistemas descentralizados, que hayan ganado la licitación correspondiente. Asimismo el análisis preliminar indica que los operadores tienen capacidad financiera adecuada para llevar adelante los proyectos de extensión de redes identificados.

E. Viabilidad ambiental y social

- 4.19 A pesar de que existe normativa que se aplica a cada proyecto, la EAE identificó algunas deficiencias en la gestión socio-ambiental y diseñó las medidas complementarias y/o correctivas adecuadas en respuesta a dichas debilidades. Tales medidas, que cumplen con los requisitos del Banco, incluyen: (i) un modelo de Programa de PPM-PASA (ver ¶3.21), las cuales harán parte de los contratos con las operadoras, con el fin de prevenir y mitigar los impactos que pudieran generarse; (ii) una propuesta de medidas de fortalecimiento institucional y capacitación en materia socio-ambiental requeridas para el control y seguimiento de la implementación del Programa a nivel de cada una de las instituciones involucradas; y (iii) las consultas públicas de la población involucrada, identificando sus expectativas, conflictos y dificultades.
- 4.20 El Programa prevé un conjunto de mecanismos institucionales para implementar las acciones de mitigación de los impactos ambientales y contempla una gestión socio-ambiental adecuada, que permitirá un tratamiento continuo de los aspectos socio-ambientales en las diversas fases y modalidades de los proyectos.
- 4.21 Las medidas para el manejo socio-ambiental del Programa fueron debidamente detalladas y presupuestadas en la EAE: los recursos financieros para su ejecución fueron incluidos en el presupuesto del Programa, y su cronograma de ejecución es compatible con el cronograma de los proyectos.
- 4.22 La EAE concluyó que: (i) el aspecto más significativo observado en otros proyectos de electrificación rural fue la mejora de la calidad de vida de las poblaciones atendidas por la electrificación; y (ii) los proyectos de sistemas descentralizados ejecutados, para su sostenibilidad, necesitan asegurar una divulgación adecuada y una capacitación del usuario en la utilización de ese tipo de generación de energía (¶2.10).
- 4.23 La EAE concluyó que no se prevén impactos acumulativos de las acciones del Programa. El estudio social realizado no identificó necesidades de apoyo especial para las comunidades indígenas o campesinas localizadas en las regiones que serán beneficiadas por el Programa, ni promoción social hacia dichas comunidades debido, entre otros motivos, a que: (i) los gastos resultantes del pago de las tarifas de energía eléctrica que estas incurrirán con el Programa serán menores a los que actualmente efectúan en la situación sin Programa; y (ii) según los resultados de las consultas públicas, el Programa constituye una aspiración básica de estas

comunidades. Aún así para las comunidades que se verifique la necesidad serán realizados estudios socio-económicos específicos.

- 4.24 Fueron realizadas consultas públicas en 16 comunidades no beneficiadas por energía eléctrica, dos en cada uno de las PDs; y los resultados de esas consultas constan en el informe de EAE del Programa. Dicho informe fue colocado a disposición del público para comentarios el 5 de agosto de 2004; previamente se publicó un aviso de prensa informando acerca de los locales, fechas y horarios de consulta. Durante la elaboración de los proyectos, las operadoras deberán realizar las consultas públicas identificando inclusive potenciales impactos socioeconómicos. Asimismo, luego de las consultas deberán ser realizados talleres de capacitación para las comunidades discutiendo temas pertinentes a la utilización de la energía y el medio socioeconómico-ambiental.
- 4.25 Para asegurar la adecuada implantación de las medidas ambientales previstas, se recomienda que el contrato de préstamo incluya las siguientes cláusulas contractuales: (a) que, **previo al inicio de un proyecto de extensión de redes y /o de sistemas descentralizados**, el Ejecutor presente evidencia al Banco de que fueron contratados los profesionales que actuarán como fiscales ambientales, incluyendo un especialista socio-ambiental para la UER-VMEEAT y por lo menos tres especialistas socio-ambientales para el conjunto de las UTER-PD, que velarán por el cumplimiento de los cuidados socio-ambientales en el diseño y ejecución de los proyectos de electrificación rural; y (b) que previa al inicio del primer proyecto individual en cada PD: (i) fue designado por cada una de las PDs, un profesional que seguirá los temas socio-ambientales, que trabajará en la respectiva UTER-PD; y (ii) fue realizado el entrenamiento en temas socio-ambientales de los profesionales de la UER-VMEEAT y de las UTER-PD.
- 4.26 El especialista socio-ambiental de la UER-VMEEAT, además de asesorar y supervisar los demás especialistas socio-ambientales de las consultoras y de las UTER/PD, los cuales harán la supervisión de los proyectos y su ejecución, deberá desarrollar un manual de procedimientos ambientales específicos para los proyectos de electrificación rural. Todos esos profesionales serán capacitados y supervisarán y apoyarán a las operadoras en los trabajos junto a las comunidades.
- 4.27 Actualmente en Bolivia no suelen ser utilizados los transformadores que utilizan PCB. Serán seguidas las normas internacionales con relación a los PCB en particular la Convención de Estocolmo sobre los Contaminantes Orgánicos Persistentes (POPs), ratificada por Bolivia en 2003.
- 4.28 Las UTER-PD deberán presentar al Banco informes semestrales describiendo las medidas ambientales adoptadas y los resultados obtenidos, los eventuales problemas resultantes de la ejecución de los proyectos y las medidas correctivas adoptadas. El Organismo Ejecutor presentará un informe con los resultados de la implementación de las medidas socio-ambientales del Programa, **al final del tercer año de la fecha de entrada en vigencia del contrato de préstamo.**
- 4.29 La estrategia descrita asegurará que los proyectos apoyados por el Programa sean social y ambientalmente factibles, y que se adopten las medidas de protección

requeridas, cuando se identifiquen potenciales impactos ambientales negativos.

F. Equidad social y reducción de la pobreza

- 4.30 Bolivia continúa siendo uno de los países más pobres de la región, con niveles de incidencia de la pobreza y pobreza extrema del 64,3% y 37,1% respectivamente, para el 2002³⁶. La intensidad y proliferación de la pobreza en zonas rurales afecta al 90% de la población (¶1.2). Debido a que el Programa focalizará los esfuerzos de inversión, capacitación y difusión precisamente en las zonas rurales, se considera que la presente operación promueve la equidad social (SEQ), y califica como un proyecto orientado a la reducción de la pobreza (PTI).

G. Participación del sector privado

- 4.31 La operación incrementará la participación del sector privado a través de operadores responsables de la ejecución y mantenimiento de las obras, en particular de micro y pequeñas empresas que contribuirán a la sostenibilidad a largo plazo de los sistemas descentralizados.

H. Beneficios

- 4.32 Los resultados del Programa, se evaluarán mediante una serie de indicadores técnicos objetivos especificados en el ML del Programa (Anexo I). Los valores de estos indicadores serán determinados antes y después de la ejecución del Programa.
- 4.33 Se espera que los recursos del Programa permitan conectar a las redes 40.000 familias y que se dote de energía eléctrica a 4.000 familias en zonas donde no sea técnica o económicamente factible extender las redes de distribución, mediante proyectos de sistemas descentralizados (sistemas individuales y mini-redes locales) con el uso de fuentes energéticas renovables o gas natural. Al estar focalizado en las zonas rurales, el Programa propuesto contribuirá al mejoramiento progresivo de la calidad de vida, el fomento de nuevas actividades productivas, la aparición de nuevas oportunidades para la generación de ingresos y empleo, y la disminución de la pobreza en dichas regiones del país.
- 4.34 El Programa contribuirá a la introducción e implantación de un conjunto de mejoras técnicas y metodológicas que permitirá bajar los costos unitarios de los nuevos proyectos, y el uso más eficiente de los recursos debido a la reducción en el monto de los aportes estatales (¶1.23 y ¶4.9).
- 4.35 Por otro lado, mediante el Componente de Fortalecimiento Institucional, Capacitación y Promoción se reforzará la capacidad de las PDs, para que puedan llevar a cabo una mejor formulación, evaluación y seguimiento de los proyectos. En relación con los sistemas descentralizados, se espera que el mayor énfasis en la participación comunitaria (¶2.7), en los aspectos relacionados con la difusión (¶2.10) del Programa en las zonas más apartadas y en la adecuada operación y

³⁶ BID, Estrategia de País del Banco con Bolivia (2004-2007).

mantenimiento de los sistemas contribuya a mejorar la sostenibilidad de los proyectos.

- 4.36 Los principales beneficios socio-ambientales directos, no tangibles son: (i) mayor facilidad para acceder a una mejor educación, salud, desarrollo cultural y de información, comunicación, recreación y desarrollo de actividades productivas; (ii) mayores posibilidades de acceso e integración al proceso de desarrollo socioeconómico local, regional y nacional; (iii) mejora en la calidad del aire con la sustitución por fuentes energéticas menos contaminantes; y (iv) menor utilización de combustibles importados.

I. Riesgos

- 4.37 La incorporación de las mejoras recomendadas podría generar resistencia por parte de los operadores a participar en las obras de extensión de redes por potencial reducción de su rentabilidad. Este riesgo está minimizado por el hecho de que las mejoras a ser introducidas no sólo producirán menores costos de inversión que los tradicionales, sino también resultarán en menores aportes financieros por parte de los operadores y garantizando una rentabilidad atractiva.
- 4.38 Frecuentemente los proyectos de sistemas descentralizados son administrados por empresas de menor envergadura, ONGs o asociaciones comunitarias; podría suceder que éstas no tengan una sostenibilidad técnica, financiera o institucional a lo largo del tiempo. Con el fin de mitigar dicho riesgo, de acuerdo con la estrategia del Programa sólo serán elegibles los proyectos de sistemas descentralizados aprobados por el VMEEAT, para los cuales se demuestre que cuentan con mecanismos adecuados para asegurar que la provisión del servicio sea sostenible a lo largo de su vida útil, en particular en cuanto al mantenimiento de los sistemas.
- 4.39 Un tercer riesgo está relacionado con la complejidad en la coordinación entre los diversos donantes que se encuentran apoyando programas de electrificación rural. Este riesgo está mitigado por dos hechos: (i) el diseño del Programa propuesto explícitamente ha tomado en cuenta el alcance de las operaciones de otros organismos (¶1.20); y (ii) el Ejecutor es el mismo (VMEEAT) para todos los programas. Además, las operaciones de cooperación técnica en ejecución están apoyando específicamente actividades de coordinación (¶1.26).
- 4.40 Un cuarto riesgo se refiere a algunas debilidades detectadas en las unidades de las PDs y Municipalidades a cargo de la formulación, evaluación y ejecución de los proyectos de electrificación rural que puedan causar demoras durante la fase de implementación del Programa. Este riesgo será mitigado mediante los componentes de fortalecimiento institucional y de administración del Programa con la creación de la UER-VMEEAT (¶2.9 a ¶2.11).
- 4.41 Un quinto riesgo se refiere a que el Congreso Nacional no apruebe la transferencia de incentivos al sector privado. De no lograrse esta aprobación, el Programa no generaría el beneficio mencionado en el párrafo ¶3.2 (transferencia de incentivos del Estado para cubrir solamente la parte no rentable de la inversión). Este riesgo es reducido dado que el principio de proveer incentivos al sector privado está

previsto en el Reglamento de Electrificación Rural (DS No.24772) y, como se menciona en ¶3.3, la estrategia del MSOP/VMEEAT es tratar este Programa como piloto, limitando el alcance de la autorización del Congreso a las actividades del Programa, para acumular experiencia antes de considerar la presentación de un proyecto de reforma de la ley sectorial.

- 4.42 Adicionalmente, la situación fiscal de alguna Prefectura o Municipalidad podría dificultar su participación en el Programa. Este riesgo será evitado por VMEEAT al seleccionar, *ex-ante*, con el apoyo del MH, a aquéllas que se encuentren en condiciones financieras aceptables para ejecutar el Programa (¶4.18).
- 4.43 Finalmente, como también ocurre con otros sectores donde se dirige la inversión pública, debido al proceso de transformación política en el cual está inmerso el país, existe el riesgo de que la electrificación rural pierda el carácter prioritario que hoy le asignan las autoridades o sufra las consecuencias de un clima institucional volátil, lo cual podría generar retrasos en la ejecución del Programa. La contención de este riesgo se sustenta en el alcance social del Programa, el fuerte apoyo de las comunidades beneficiarias y la creciente conciencia sobre la importancia de la electrificación para el desarrollo económico de las zonas rurales.

BOLIVIA
Programa de Electrificación Rural de Bolivia (BO-0224)
Marco Lógico

Resumen Descriptivo	Indicadores	Medios de Verificación	Supuestos																								
Fin Contribuir a la reducción de la pobreza y mejorar las condiciones de vida de la población rural beneficiaria.	1.1 Reducción en índices de pobreza de la población rural beneficiaria.	1.1 Informes estadísticos nacionales y encuestas en comunas y localidades beneficiarias.	1. El Gobierno mantiene el carácter prioritario que asigna a la electrificación rural.																								
Propósito Lograr que 43.000 viviendas del área rural tengan acceso a la electricidad aumentando la eficiencia de los recursos públicos y privados utilizados en el sector.	<div>1.1 Metas anuales del incremento en el número de viviendas con electricidad (en miles) (*):<table><tr><td>Año</td><td>Ext. Redes</td><td>Sis. Descentralizados</td></tr><tr><td>2005</td><td>3.400</td><td>-</td></tr><tr><td>2006</td><td>10.850</td><td>-</td></tr><tr><td>2007</td><td>10.850</td><td>1.000</td></tr><tr><td>2008</td><td>7.450</td><td>1.500</td></tr><tr><td>2009</td><td>7.450</td><td>1.500</td></tr><tr><td>Subtotal</td><td>40.000</td><td>4.000</td></tr><tr><td>Total</td><td>44.000</td><td></td></tr></table></div> <div>1.2 Nuevas planillas de evaluación de proyectos con las mejoras identificadas, aprobadas e implementadas hasta 30 de septiembre de 2004.</div> <div>1.3 Se redujo entre 30% y 40% el monto del subsidio con relación al que se hubiera tenido sin las mejoras técnicas y metodológicas a ser introducidas a través de esta operación.</div> <div>(*) En los casos inesperados de interrupciones permanentes de los servicios en las viviendas electrificadas por el Programa, con base en informes de seguimiento de los operadores, la UER-VMEEAT apoyará a las Municipalidades en la búsqueda de posibles soluciones reparadoras.</div>	Año	Ext. Redes	Sis. Descentralizados	2005	3.400	-	2006	10.850	-	2007	10.850	1.000	2008	7.450	1.500	2009	7.450	1.500	Subtotal	40.000	4.000	Total	44.000		<div>1.1 Censo e informes estadísticos nacionales/encuestas especiales/informes de los operadores/Informe de progreso del Programa.</div> <div>1.2 Informe de progreso del Programa.</div> <div>1.3 Estimación de costos del Programa con y sin las mejoras introducidas en la metodología de evaluación de proyectos (ver estudios específicos de simulación).</div>	<div>1. Las empresas distribuidoras, cooperativas de energía eléctrica y proveedores de servicios energéticos rurales (operadores) cumplen con los compromisos asumidos de operar y mantener los servicios de electricidad.</div> <div>2.El Congreso Nacional aprueba la disposición de transferir al sector privado los incentivos del Programa, optimizando su aplicación y logrando que los mismos cubran exclusivamente la parte no rentable de la inversión.</div>
Año	Ext. Redes	Sis. Descentralizados																									
2005	3.400	-																									
2006	10.850	-																									
2007	10.850	1.000																									
2008	7.450	1.500																									
2009	7.450	1.500																									
Subtotal	40.000	4.000																									
Total	44.000																										

Resumen Descriptivo	Indicadores	Medios de Verificación	Supuestos
Componentes 1. Incentivos a inversiones en electrificación rural por extensión de redes y sistemas descentralizados.	1.1 Extensión de redes <ul style="list-style-type: none"> Consumo promedio de electricidad por vivienda de al menos 20 kWh/mes, a partir del 2° año de ejecución del Programa. Al menos un electrodoméstico por vivienda de las comunidades beneficiarias en el Altiplano y dos en las demás regiones, a partir del 2° año de ejecución del Programa. Todos los puestos de salud en las comunidades beneficiarias cuentan con una nevera, al final del Programa. Todas las escuelas de las comunidades beneficiarias cuentan al menos con un equipo eléctrico destinado a la educación, al final del Programa. 1.2 Sistemas descentralizados: <ul style="list-style-type: none"> Electricidad en las viviendas de las comunidades beneficiarias por encima de 85% de la disponibilidad anual (sólo para los sistemas con paneles fotovoltaicos). Al menos 5 estudios al año, de nuevos proyectos de sistemas descentralizados. 	1.1 y 1.2 Censo e informes estadísticos nacionales/encuestas especiales/ Informe de progreso del componente; Informes del VMEEAT, de empresas distribuidoras, cooperativas de energía eléctrica y proveedores de servicios energéticos rurales (operadores); e Informes de auditoría/ Informes de supervisión/ Monitoreo de actividades.	1. Las operadoras aceptan los incentivos y las mejoras propuestas por el Programa. 2. El sector privado participa ampliamente en cofinanciar nuevas modalidades de negocios en sistemas descentralizados. 3. Los usuarios aceptan y utilizan los nuevos servicios de electricidad. 4. Los niveles de ingreso de la población rural atendida por el Programa se mantienen o aumentan, de modo que se verifiquen los niveles de consumo de energía eléctrica previstos.
2. Fortalecimiento institucional, capacitación y promoción.	2.1. Unidad Técnica de Electrificación Rural (UER) del VMEEAT establecida y en operación a 30 de abril de 2005. 2.2. Las UTER de las Prefecturas elegibles fortalecidas en su capacidad de gestión técnica y socio-ambiental, seguimiento y control de proyectos y negociación de incentivos con las operadoras, hasta fines de 2006. 2.3. Por lo menos 20 Municipios al año, hasta 2008, recibirán capacitación de las UTER-PD en gestión técnica y socio-ambiental y en promoción y formulación de proyectos de electrificación rural para las comunidades. 2.4. Entidades capacitadoras de micro y pequeños empresarios identificadas y contratadas y los programas de capacitación elaborados y aprobados	2.1 – 2.6 Informe de Progreso del Programa / Informe de Progreso del Componente.	1. Los funcionarios de las distintas unidades que participan en la implementación del Programa están disponibles a recibir la capacitación correspondiente. 2. Los servicios de energía implementados corresponden a las expectativas y necesidades de las comunidades.

Resumen Descriptivo	Indicadores	Medios de Verificación	Supuestos
	<p>hasta fines de 2006.</p> <p>2.5. Por lo meno 100 micro y pequeños empresarios capacitados en organización, administración, operación y mantenimiento de operadoras de sistemas eléctricos rurales y en temas socio-ambientales inherentes a sus actividades, hasta la finalización del Programa.</p> <p>2.6. Capacitación en temas socio-ambientales:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Al menos 2% de la población beneficiaria realiza actividades productivas con electricidad, a partir del 3º año de ejecución del Programa. • Un mínimo de 40 técnicos del VMEEAT, de las Prefecturas y de las operadoras capacitadas en temas socio-ambientales, hasta el final del 2º. ano de ejecución del Programa. • Por lo menos 80% de los representantes de las Alcaldías y de las Comunidades capacitados en temas socio-ambientales, hasta el final del 2º. año de ejecución del Programa. 		
Actividades 1. Administración del Programa. 2. Componente de incentivos a inversiones 2.1 Extensión de redes. a. Electrificación de localidades. b. Densificación de clientes. 2.2 Sistemas descentralizados. a. Incentivos a la implementación de sistemas b. Estudios de apoyo al desarrollo de proyectos. 3. Fortalecimiento, capacitación y promoción.	<p>1. Por un monto de US\$2,08 millones.</p> <p>2. Por un monto de US\$17,82 millones.</p> <p>2.1 US\$13,32 millones a. US\$ 7 millones b. US\$ 6,32 millones</p> <p>2.2 US\$ 4,50 millones a. US\$ 4 millones b. US\$ 0,50 millón</p> <p>3 Por un monto de US\$ 0,96 millones</p>	<p>1. Presupuesto y cronogramas de ejecución.</p> <p>2. Plan de actividades/ Sistema de seguimiento y evaluación del Programa.</p>	<p>1. La población rural de las nuevas áreas por electrificar del Programa solicita los servicios de electricidad, sea por extensión de redes o sistemas descentralizados.</p>

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO
NO AUTORIZADO PARA USO PÚBLICO

PROYECTO DE RESOLUCIÓN

Bolivia. Préstamo ____/SF-BO a la República de Bolivia
Programa de Electrificación Rural

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Autorizar al Presidente del Banco, o al representante que él designe, para que, en nombre y representación del Banco, proceda a formalizar el contrato o contratos que sean necesarios con la República de Bolivia, como Prestatario, para otorgarle un financiamiento destinado a cooperar en la ejecución de un programa de electrificación rural. Dicho financiamiento será hasta por la suma de US\$20.000.000 o su equivalente en otras monedas, excepto la de la República de Bolivia, que formen parte de los recursos del Fondo para Operaciones Especiales del Banco, y se sujetará a los Plazos y Condiciones Financieras y a las Condiciones Contractuales Especiales del Resumen Ejecutivo de la Propuesta de Préstamo.