

CHILE

PROGRAMA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

(CH-0174)

PROPUESTA DE PRÉSTAMO

Este documento fue preparado por el equipo de proyecto integrado por: Ricardo Pinto Pinheiro (RE1/FI1) Jefe; Gregorio Arévalo (RE1/FI1); Luis Miglino (RE1/FI1); Bernardete Buchsbaum (LEG/OPR); Luis Hernando Rodríguez (COF/CCH); Francisco Marcondes, Mario Alvarado, Juan Sebastián Barros y Rosana Brandao (consultores RE1/FI1). Almudena Carrasco (RE1/FI1) colaboró con el equipo de proyecto en la producción del presente documento. El equipo de Proyecto quisiera expresar un agradecimiento especial a Jaime Millán (SDS), Claudia de Coulston (RE1/OD1) y a los Sres. Ignacio Coral, Arnaldo Vieira de Carvalho y Gilles Galté (consultores CNE y SUBDERE) por sus contribuciones y colaboración durante la preparación del Programa.

ÍNDICE

MAPA

RESUMEN EJECUTIVO

I.	MARCO DE REFERENCIA.....	1
A.	Marco socioeconómico.....	1
B.	El sector de energía y electricidad.....	1
C.	Lecciones aprendidas y aspectos a ser perfeccionados	6
D.	La estrategia de país y del Banco	8
E.	Experiencia de otros organismos multilaterales	9
F.	Racionalidad del Programa propuesto.....	9
II.	EL PROGRAMA.....	11
A.	Objetivos y descripción	11
B.	Estructura del Programa	11
1.	Componente de incentivos gubernamentales a la inversión privada en electrificación rural (US\$47,7 millones).....	12
2.	Componente de fortalecimiento institucional, capacitación y promoción (US\$1,3 millones)	15
C.	Dimensionamiento, costo y financiamiento del Programa.....	17
III.	EJECUCIÓN DEL PROGRAMA	19
A.	Prestatario y organismo ejecutor	19
B.	El sistema nacional de inversión pública	19
C.	Ejecución y administración del Programa.....	20
D.	Adquisición de bienes y servicios	27
E.	Aspectos ambientales	29
F.	Estado de cumplimiento de las condiciones previas al primer desembolso....	29
G.	Período de ejecución y calendario de desembolsos.....	29
H.	Control de los recursos del Programa.....	30
I.	Seguimiento y evaluación	31
J.	Evaluación posterior.....	32
IV.	VIABILIDAD Y RIESGOS.....	33
A.	Viabilidad técnica.....	33
B.	Viabilidad institucional	33
C.	Viabilidad socioeconómica	34
1.	Disposición a pagar	34
2.	Viabilidad socioeconómica del subcomponente de extensión de redes	34
3.	Viabilidad socioeconómica del subcomponente de autogeneración	36
D.	Viabilidad financiera	37
E.	Viabilidad ambiental y social	38
F.	Equidad social y reducción de la pobreza	41
G.	Beneficios.....	41
H.	Riesgos	42

ANEXOS

ANEXO I	Marco Lógico
ANEXO II	Plan de Adquisiciones del Programa

DATOS BÁSICOS SOCIOECONÓMICOS

Los datos básicos socioeconómicos de Chile se encuentran disponibles en el Internet en la siguiente dirección:

<http://www.iadb.org/res/index.cfm?fuseaction=externallinks.countrydata>

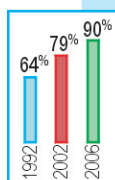
SIGLAS Y ABREVIATURAS

BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BIP	Banco Integrado de Proyectos
BM	Banco Mundial
CASEN	Encuesta de Caracterización Socioeconómica
CNE	Comisión Nacional de Energía
CONAMA	Comisión Nacional de Medio Ambiente
DIPRES	Dirección de Presupuesto del Ministerio de Hacienda
EAE	Evaluación Ambiental Estratégica
FAPEP	Facilidad para la Preparación y Ejecución de Proyectos
FNDR	Fondo Nacional de Desarrollo Regional
FNDR-ER	Fondo Nacional de Desarrollo Regional – Electrificación Rural
FV	fotovoltaico
<i>GEF</i>	<i>Global Environment Facility</i>
GORE	Gobierno Regional
MIDEPLAN	Ministerio de Planificación y Cooperación
LPI	Licitación Pública Internacional
LPN	Licitación Pública Nacional
MCH	micro centrales hidroeléctricas
MW	potencia en megavatios
MWh	energía en megavatios-hora
GWh	energía en gigavatios-hora
PCA	Plan de Control Ambiental
PER	Programa de Electrificación Rural
RESCO	<i>Rural Energy Services Companies</i>
SEBI	Sistema de Estadísticas Básicas de Inversión
SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
SEIA	Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental
SERPLAC	Secretaría Regional de Planificación y Coordinación
SIC	Sistema Interconectado Central
SING	Sistema Interconectado del Norte Grande
SUBDERE	Subsecretaría de Desarrollo Regional y Administrativo
SVS	Superintendencia de Valores y Seguros
TIRE	Tasa Interna de Retorno Económico
UCN	Unidad de Control Nacional de la SUBDERE
UCR	Unidad de Control Regional de la SUBDERE
UTA-CNE	Unidad Técnica de Apoyo a la CNE
UR	Unidades Regionales
UT	Unidad Técnica de los GORE o municipios
UTER	Unidad Técnica de Electrificación Rural de los GORE
VAN	Valor Actual Neto
VANP	Valor Actualizado Neto Privado
VANS	Valor Actualizado Neto Social
VNR	Valor Nuevo de Reemplazo

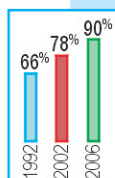
CHILE

Niveles de Cobertura de Electrificación Rural en Regiones Deficitarias (CH-0174)

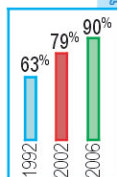
(I) REGIÓN TARAPACÁ



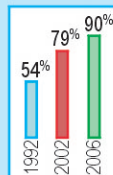
(II) REGIÓN ANTOFAGASTA



(III) REGIÓN ATACAMA



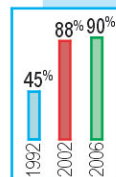
(IV) REGIÓN COQUIMBO



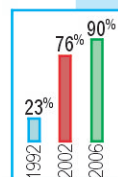
(V) REGIÓN VALPARAISO

(VI) REGIÓN LIBERTADOR GENERAL BERNARDO O'HIGGINS

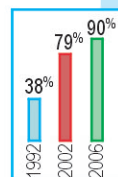
(VIII) REGIÓN DEL BÍO-BÍO



(IX) REGIÓN LA ARAUCANÍA

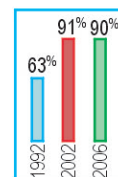


(X) REGIÓN DE LOS LAGOS

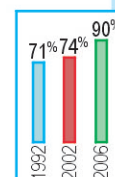


REGIÓN METROPOLITANA DE SANTIAGO

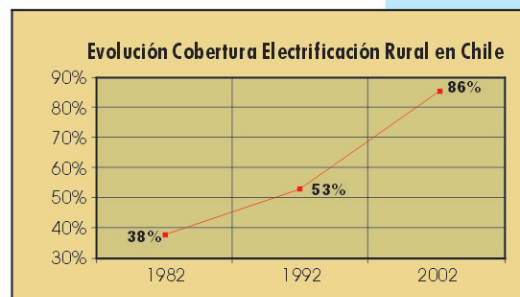
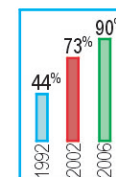
(VII) REGIÓN DEL MAULE (*)



(XII) REGIÓN MAGALLANES Y DE ANTÁRTICA CHILENA



(XI) REGIÓN AISEN DEL GRAL. CARLOS IBAÑEZ DEL CAMPO



Fuente: CNE en base a información de Gobiernos Regionales

(*) Cobertura proyectada por debajo del 90% en 2006, en ausencia de nuevas inversiones en electrificación rural.

Este mapa, preparado por el Banco Interamericano de Desarrollo, no ha sido autorizado por ningún órgano competente y su inclusión en el documento de préstamo tiene por objeto exclusivo indicar el área de influencia del proyecto que se propone financiar.

Design Unit ITS/GSV (05/2003)





CHILE

PRÉSTAMOS BID

APROBADOS AL 30 DE JUNIO DEL 2003

	US\$ Miles	Porcentaje
TOTAL APROBADO	4,865,763	
DESEMBOLSADO	4,476,124	91.99 %
POR DESEMBOLSAR	389,638	8.00 %
CANCELADO	905,385	18.60 %
AMORTIZADO	3,900,945	80.17 %
APROBADO POR FONDO		
CAPITAL ORDINARIO	4,619,599	94.94 %
FONDO PARA OPERACIONES ESPECIALES	203,336	4.17 %
OTROS FONDOS	42,827	0.88 %
SALDO DE LA DEUDA	575,180	
CAPITAL ORDINARIO	568,709	98.87 %
FONDO PARA OPERACIONES ESPECIALES	5,421	0.94 %
OTROS FONDOS	1,049	0.18 %
APROBADOS POR SECTOR		
AGRICULTURA Y PESCA	772,253	15.87 %
INDUSTRIA, TURISMO, CIENCIA Y TECNOLOGÍA	848,499	17.43 %
ENERGÍA	1,039,168	21.35 %
TRANSPORTACIÓN Y COMUNICACIÓN	576,793	11.85 %
EDUCACIÓN	40,694	0.83 %
SALUD Y SANEAMIENTO	361,554	7.43 %
MEDIO AMBIENTE	2,676	0.05 %
DESARROLLO URBANO	500,697	10.29 %
INVERSIÓN SOCIAL Y MICROEMPRESA	111,560	2.29 %
REFORMA Y MODERNIZ. DEL SECTOR PÚBLICO	355,298	7.30 %
FINANCIAMIENTO A EXPORTACIONES	3,857	0.07 %
PREINVERSIÓN Y OTROS	252,713	5.19 %



Banco Interamericano de Desarrollo
Oficina de Apoyo Regional de Operaciones
Unidad de Información Operacional

Chile

Programa Tentativo de Préstamos

2003

Número de Proyecto	Nombre del Proyecto	BID US\$ Millones	Obs
*CH0179	Sistema de Carretera Costanera Norte	75.0	APROBADO
CH0174	Programa de Electrificación Rural	40.0	
*CH0171	Proyecto Desalinización Antofagasta	7.5	
CH0178	Programa Chile Más Seguro	10.0	
CH0172	Turismo de Base Comunitaria en Chiloé y Palena	10.5	
Total - A : 5 Proyectos		143.0	
TOTAL 2003 : 5 Proyectos		143.0	

2004

Número de Proyecto	Nombre del Proyecto	BID US\$ Millones	Obs
CH0175	Modernización de la Gestión Inmobiliaria Pública	80.0	
CH1001	Fortalecimiento de la Estrategia Digital en Chile	N/A	
Total - A : 2 Proyectos		80.0	
TOTAL - 2004 : 2 Proyectos		80.0	
Total Sector Privado 2003 - 2004		82.5	
Total Programa Regular 2003 - 2004		140.5	

*** Proyectos del Sector Privado**



CHILE

CARTERA EN EJECUCIÓN AL 30 DE JUNIO DEL 2003

(Miles de US\$)

PERÍODO DE APROBACION	NÚMERO DE PROYECTOS	MONTO APROBADO	MONTO DESEMBOLSADO	% DESEMBOLSADO
<u>PROGRAMA REGULAR</u>				
1999 - 2000	4	509,294	176,295	34.62 %
2001 - 2002	2	49,800	3,315	6.66 %
<u>SECTOR PRIVADO</u>				
2001 - 2002	1	25,000	15,254	61.02 %
TOTAL	7	\$584,094	\$194,864	33.36 %

PROGRAMA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

(CH-0174)

RESUMEN EJECUTIVO

Prestatario:	República de Chile		
Organismo Ejecutor:	Subsecretaría de Desarrollo Regional y Administrativo (SUBDERE). La Comisión Nacional de Energía (CNE) actuará como co-ejecutor del Programa.		
Monto y fuente:	BID: (CO)	US\$	40,0 millones
	Local:	US\$	17,2 millones
	Total:	US\$	57,2 millones
Términos y condiciones:	Plazo Amortización:	20	Años
	Período de Gracia:	48	meses
	Período de Compromiso:	42	meses
	Período de Desembolso:	máximo 48	meses
		mínimo 36	meses
	Tasa de Interés:		variable
	Inspección y vigilancia:	1,0	%
	Comisión de crédito:	0,75	%
	Moneda:	Facilidad Unimonetaria en dólares de los Estados Unidos	
Objetivos:	El objetivo general del Programa propuesto es contribuir al mejoramiento de las condiciones de vida y la reducción de la exclusión social de la población rural de menores recursos económicos en las regiones del país que presentan los índices más bajos de cobertura en electrificación rural, y apoyar el fortalecimiento del proceso de descentralización, el aumento de la capacidad de gestión de municipios y Gobiernos Regionales (GORE), así como la optimización de la asignación y el uso eficiente de los recursos públicos.		
Descripción:	A esos efectos el Programa apoyará: (i) la definición y ejecución de un programa de incentivos a la inversión privada en electrificación rural para proyectos de extensión de redes y autogeneración; (ii) el fortalecimiento de la estrategia de programación sectorial y el proceso de formulación, diseño, ejecución, seguimiento y evaluación de los proyectos de electrificación rural; y (iii) la electrificación y mejoramiento del abastecimiento eléctrico a 36,6 mil viviendas, apoyando así el logro de la meta de cobertura de electrificación rural de 90% a nivel nacional y regional prevista para 2006, buscando la sostenibilidad de las inversiones, el mejoramiento en la calidad del		

servicio, la reducción de los costos de los proyectos de electrificación en relación a los costos que tendrían sin las mejoras técnicas a ser introducidas, y la correspondiente minimización del subsidio a ser otorgado por el Estado.

El Programa, por un total de US\$57,2 millones, incluye, además de los gastos de administración, costos financieros e imprevistos, los siguientes componentes: (1) Incentivos Gubernamentales a la Inversión Privada en Electrificación Rural (estimado en US\$47,7 millones, de los cuales US\$32,3 millones corresponden al subcomponente de extensión de redes y normalización de clientes y US\$15,4 millones al subcomponente de autogeneración), cuyo objetivo es electrificar alrededor de 32,8 mil nuevas viviendas rurales y mejorar el abastecimiento eléctrico a 3,8 mil viviendas rurales adicionales; y (2) Fortalecimiento Institucional, Capacitación y Promoción (US\$1,3 millones), con el fin de apoyar la implementación de mejoras metodológicas e institucionales, así como llevar a cabo acciones de promoción y capacitación del Programa.

En particular, los proyectos de autogeneración permitirán ofrecer servicios de electricidad a las comunidades rurales más aisladas y pobres del país, las cuales en muchos casos se encuentran fuera del alcance de las redes, procurando introducir y difundir el uso de tecnologías limpias de generación de energía por medio de micro centrales hidroeléctricas (MCH), grupos generadores híbridos eólico-diesel y paneles fotovoltaicos (FV), entre otras. En este caso, los pequeños y microempresarios también se beneficiarían como proveedores del servicio de electricidad.

Estrategia de país y del Banco:

En consonancia con el Programa del Gobierno chileno, la estrategia del Banco en Chile tiene como objetivo apoyar el incremento de la competitividad, el aumento de la equidad social y regional, el mejoramiento de la calidad de vida de la población, con énfasis en los grupos vulnerables, y la modernización de la gestión del Estado. La operación propuesta es consistente con dicha estrategia, debido a que permitiría un mejoramiento de la calidad de vida de poblaciones aisladas en el medio rural, donde se concentra la pobreza en estas regiones del país, y consecuentemente apoyaría la reducción de las desigualdades regionales que hoy se observan. La participación del Banco propiciaría además una articulación coherente de actividades en los campos de desarrollo rural, pobreza y energía.

Dentro de su Estrategia para el Sector de Energía, el Banco identifica como prioritaria la necesidad de apoyar al sector público de los países de la región en el mejoramiento de los niveles de cobertura en electrificación rural. Debido a los bajos retornos financieros que generalmente resultan de este tipo de inversión, en ausencia de intervenciones por parte del sector público no existen suficientes incentivos para que el sector privado, actualmente a

cargo de la distribución de energía en la mayoría de los países, expanda sus sistemas y provea servicios de electricidad a los usuarios más pobres, muchos de ellos ubicados en zonas aisladas. En este sentido, en su estrategia de energía, el Banco reconoce que se requiere una intervención eficiente del Estado en esta área y resalta la importancia del apoyo que pueda proporcionarse a los programas de electrificación rural.

Coordinación con otras agencias:

La operación propuesta ha venido siendo coordinada con el proyecto de “Remoción de Barreras para la Electrificación Rural con Energías Renovables”, que cuenta con un aporte no reembolsable de US\$6 millones del Global Environment Facility (GEF), y ha venido siendo ejecutado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) desde el año 2001 (¶1.25). Asimismo, el presente programa será complementado por una nueva operación de infraestructura rural del Banco Mundial que se encuentra en sus etapas iniciales de preparación. El objetivo de dicho programa será aumentar el acceso, calidad y uso de servicios de infraestructura por parte de las comunidades rurales pobres (¶1.24).

Revisión social y ambiental:

Los proyectos de electrificación rural que formarán parte del Programa, por sus características, no requieren ser sometidos al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). La Evaluación Ambiental Estratégica (EAE), realizada a pedido del CESI y puesta a disposición del público el 5 de septiembre de 2002, ha concluido que: (a) los impactos ambientales negativos que se esperan de los proyectos del Programa son esencialmente directos y temporales (ocurren mayormente durante la etapa de construcción), de escasa significación, previsibles y mitigables a través de las medidas y especificaciones que serán incorporadas al proceso de aprobación de los proyectos y a los documentos contractuales entre los GORE y las empresas privadas; (b) la distribución eléctrica en las áreas rurales (extensión de redes y autogeneración) tiene importantes impactos ambientales y sociales positivos, incluyendo el mejor aprovechamiento de las fuentes energéticas, la disminución de la demanda de combustibles fósiles no renovables, y un mejoramiento de las condiciones sociales y económicas de la población rural beneficiada; y (c) en base a un proceso de consultas a las comunidades indígenas y campesinas a ser beneficiadas (¶4.18, ¶4.25), se concluyó que no es necesario incorporar subsidios al consumo ni potenciar el mercadeo social a las comunidades indígenas y campesinas (¶4.22 y ¶4.25). Teniendo en cuenta dichas conclusiones, el Programa prevé un manejo adecuado de los impactos sociales y ambientales (¶3.31 - ¶3.33), y el fortalecimiento de la capacidad de gestión ambiental de las instituciones directamente involucradas (¶2.19, ¶2.23, ¶2.24, ¶3.10, ¶3.13, ¶3.14, ¶3.33 y ¶4.18). Finalmente, también se espera que el mayor énfasis en la participación comunitaria y los aspectos relacionados con la difusión del Programa en las zonas más apartadas contribuyan al

logro de una mayor sostenibilidad de los proyectos de autogeneración a ser financiados (¶3.17 y ¶4.5). El Informe de Proyecto fue aprobado por el CESI en su reunión 22-03 del 13 de junio de 2003.

Beneficios e impactos en el desarrollo:

El Programa propuesto contribuirá al logro de la meta del gobierno chileno de alcanzar un mínimo de 90% de electrificación en las zonas rurales de cada una de las 13 regiones del país hacia fines del año 2006. Para ello, se espera que los incentivos a la inversión privada en electrificación rural en las zonas deficitarias permitan inducir a las empresas distribuidoras a conectar a las redes casi 29 mil familias, y a que se dote de energía eléctrica o mejore el abastecimiento mediante proyectos de autogeneración y mini-redes locales que enfaticen el uso de fuentes energéticas renovables a cerca de 8,3 mil familias en zonas aisladas donde no es técnica o económicamente factible extender las redes de distribución.

Al estar focalizado en las zonas rurales más carenciadas del país, el Programa propuesto contribuirá al mejoramiento 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. Asimismo, se espera que la sustitución de fuentes energéticas más contaminantes y la consiguiente menor utilización de combustibles fósiles no renovables en los proyectos de autogeneración, contribuyan a una mejora en la calidad del aire en estas regiones.

El Programa contribuirá a la introducción e implantación de un conjunto de mejoras técnicas y metodológicas que conlleven a una minimización de los costos unitarios de los nuevos proyectos, a un uso más eficiente de los recursos de inversión, y a una significativa reducción en el valor del subsidio estatal requerido.

Finalmente, la implantación del componente de Fortalecimiento Institucional contribuirá a reforzar la capacidad de la CNE, la SUBDERE y de las Unidades Técnicas de Electrificación Rural en las tres regiones más deficitarias, lo cual posibilitará una mejor formulación, evaluación y seguimiento de los proyectos de electrificación rural.

Riesgos:

Uno de los riesgos del Programa consiste en que los menores subsidios a ser ofrecidos eventualmente podrían resultar insuficientes para incentivar la inversión privada, especialmente en el ámbito de los mercados de distribución rural, que son cada vez más costosos y difíciles de administrar a medida que se va abarcando áreas más alejadas y dispersas. Este riesgo se reduce debido a que las mejoras introducidas no sólo producen menores costos de inversión que los tradicionales, sino que también resultan en menores aportes financieros por parte de las empresas. Adicionalmente, durante la fase de diseño del Programa se buscó incorporar las observaciones realizadas por parte de las empresas

distribuidoras y cooperativas eléctricas a las anteriores etapas del Programa de Electrificación Rural (PER) que ha venido siendo ejecutado con recursos nacionales desde mediados de la década pasada.

Un riesgo particular en el área de autogeneración basada en energías renovables radica en la posibilidad de no lograr un mayor interés del sector privado para invertir o financiar nuevas modalidades de negocios. Esto podría resultar del alto costo de inversión inicial en estas tecnologías, de la ausencia de normativas y certificación de equipos, y del relativo desconocimiento de la gestión, ejecución, operación y mantenimiento de estos sistemas por parte de usuarios privados y públicos. Con el fin de mitigar este riesgo, mediante la Facilidad para la Preparación y Ejecución de Proyectos (FAPEP) se identificaron alternativas para reducir las barreras técnicas y no técnicas al uso de las energías renovables, las cuales fueron incorporadas al diseño del componente de autogeneración.

Asimismo, debido a que muchas veces los proyectos de autogeneración son administrados por empresas de menor envergadura, ONGs o asociaciones comunitarias, podría existir el riesgo de que estos proyectos tengan una baja sostenibilidad técnica, financiera o institucional. Con el fin de mitigar dicho riesgo, sólo serán elegibles los proyectos de autogeneración para los que se demuestre la existencia de mecanismos financieros e institucionales adecuados.

Finalmente, uno de los riesgos del proyecto radica en las debilidades detectadas en las unidades técnicas de municipios, GORE y Secretarías Regionales de Planificación y Coordinación (SERPLAC) a cargo de la formulación, evaluación y ejecución de los proyectos de electrificación rural financiados por el Fondo Nacional de Desarrollo Regional (FNDR) y el Fondo Nacional de Desarrollo Regional en Electrificación Rural (FNDR-ER). Este riesgo será mitigado a través de la realización de actividades de fortalecimiento institucional de estos órganos y mediante la incorporación de la CNE como asesor técnico y co-ejecutor del Programa, a fin de asegurar una adecuada calidad y eficiencia técnica de las inversiones.

Condiciones contractuales especiales:

(a) Previas al primer desembolso de los recursos del Financiamiento del Banco; (i) firma del convenio tripartito SUBDERE-CNE-Gobiernos Regionales (¶3.10); (ii) constitución y puesta en funcionamiento del Comité Interministerial (¶3.7); (iii) constitución de la UTA-CNE (¶¶3.9); (iv) entrada en vigencia del Reglamento Operativo (¶3.16); (v) presentación de los modelos del Convenio-Mandato (GORE-UTER) y del contrato entre los GORE y el sector privado para los proyectos de extensión de redes y de autogeneración que incluya las cláusulas recomendadas por el Banco (¶3.10 y ¶3.29); y (vi) presentación de la versión final

acordada con el Banco del Plan de Fortalecimiento Institucional, Capacitación y Promoción para las diversas instancias de ejecución del Programa (§3.15); (b) **previas al primer desembolso de los recursos del Financiamiento del Banco para el Componente de Incentivos Gubernamentales a la Inversión Privada en Electrificación Rural: (1) para todas las regiones participantes en el Programa:** la conformación de un banco de datos para apoyar a la CNE en la determinación de precios unitarios eficientes de los insumos de los proyectos de electrificación rural y de costos eficientes de operación y mantenimiento de sistemas de electrificación rural (§3.11); (2) **en cada una de las regiones participantes:** (i) establecimiento, en el respectivo GORE, de un plan de cuentas que considere cuentas auxiliares contablemente separadas para los recursos del Financiamiento y de la contrapartida local (§3.38); (ii) constitución de la respectiva Unidad Técnica (UT) o Unidad Técnica de Electrificación Rural (UTER), y asignación del personal para operarla (§3.15); (iii) la capacitación, de acuerdo a lo previsto en el Plan de Fortalecimiento Institucional, Capacitación y Promoción para el inicio del primer año de ejecución, de los profesionales de las UT, UTER, SERPLAC, GORE, Unidad de Control Regional (UCR) de la SUBDERE, así como de los gestores de proyecto de las comunidades de las respectivas regiones en temas socio-ambientales (§3.15); (c) **al final del primer año de ejecución del Programa:** el ejecutor presentará un informe sobre la realización de una evaluación ex-post de proyectos de autogeneración realizados anteriormente en Chile (§2.17); y (d) **al final del tercer año de la fecha de entrada en vigencia del contrato de Préstamo:** el ejecutor presentará un informe conteniendo los resultados de la implementación de las medidas socio-ambientales del Programa (§4.27c).

Financiamiento retroactivo y reconocimiento retroactivo de gastos:

Se propone reconocer retroactivamente, siempre que se hayan cumplido sustancialmente los requisitos establecidos en el eventual Contrato de Préstamo, gastos realizados a partir del 30 de Noviembre de 2002 de hasta el equivalente de US\$8 millones con cargo a la contrapartida local, y hasta US\$2 millones con cargo al Financiamiento. El reconocimiento será: (i) para estudios, consultorías y gastos de fortalecimiento institucional, capacitación y promoción; y (ii) incentivos a la inversión privada en electrificación rural (§3.30).

Fondo Rotatorio:

Se establecerá un Fondo Rotatorio que no excederá el 10% del monto del Financiamiento (§3.30).

Clasificación del sector social y de la pobreza:

Esta operación califica como un proyecto que promueve la equidad social, como se describe en los objetivos claves para la actividad del Banco contenidos en el informe sobre el Octavo Aumento General de Recursos (Documento AB-1704). Asimismo, esta operación califica como un proyecto orientado a la

reducción de la pobreza (PTI) (§4.30). El Prestatario no utilizará el 10 por ciento de financiamiento adicional.

Excepciones a las políticas del Banco: Ninguna.

Adquisiciones: El umbral sobre el cual los servicios de consultoría estarán sujetos a licitación pública internacional es de US\$200.000; dicho monto será de US\$300.000 para la adquisición de bienes. Se podrá utilizar el precio como uno de los criterios de selección de prestadores de servicios, de acuerdo a lo dispuesto en el documento GN-1679-3. Cuando la selección de dichos prestadores de servicios se base en una combinación de criterios de precio y calidad, el precio no tendrá un peso superior al 30% de los factores de selección (§3.28). Debido a que el Programa no financiará obras sino más bien incentivos (principalmente subsidios) fijados ex-ante para inducir a las empresas distribuidoras privadas a realizar inversiones en electrificación rural en las áreas definidas como prioritarias, la ejecución y administración del Programa no incluye disposiciones sobre licitaciones relacionadas con la construcción, operación o mantenimiento de las obras (§3.29).

I. MARCO DE REFERENCIA

A. Marco socioeconómico

- 1.1 El adecuado manejo macroeconómico que ha caracterizado a Chile a lo largo de las últimas décadas ha permitido la creación de un ambiente favorable a la inversión privada y al desarrollo del sector productivo, lo cual se ha traducido en una importante expansión económica, la creación de nuevos y mejores empleos, una marcada disminución de los niveles de pobreza,¹ y el logro de una trayectoria descendiente de la inflación.²
- 1.2 De este modo, desde 1990 el tamaño de la economía chilena se duplicó, creciendo a una tasa promedio de alrededor de un 6% anual; el ingreso per cápita y la productividad por trabajador aumentaron en más de un 60%; las remuneraciones promedio crecieron cerca del 50% en términos reales; y se logró generar más de 900 mil nuevos puestos de trabajo, con lo que la tasa de desocupación promedio pasó de 14,3% a mediados de los años '80 a un 7,7% en el periodo 1990-2002. Asimismo, la tasa de inversión aumentó en casi 9 puntos porcentuales, pasando de un promedio de 21,3% del PIB en 1984-1989, a 29,8% del PIB en 1990-2002, y las exportaciones de bienes y servicios crecieron a un promedio de 9% anual, aumentando su participación en el PIB de un 29,0% en la segunda mitad de los años '80, a alrededor de un 45% en la actualidad.
- 1.3 Aunque recientemente se ha producido una desaceleración en el ritmo de crecimiento de la economía chilena, así como un cierto incremento en los niveles de desocupación,³ principalmente como consecuencia de la evolución desfavorable del entorno económico internacional, se espera que en el mediano y largo plazo el país continúe manteniendo una sólida estabilidad económica y profundice el acelerado proceso de integración a la economía mundial que ha marcado el rumbo de su estrategia de crecimiento en las últimas décadas.

B. El sector de energía y electricidad

- 1.4 Chile fue uno de los primeros países en el mundo en desregular y privatizar el sector de energía. En lo que concierne al sector de electricidad, en los '80 liberalizó su mercado, privatizó las empresas estatales y permitió que el sector privado asumiera un rol clave en las inversiones. Antes de vender las compañías de electricidad, el Estado las separó en empresas de generación, transmisión y

¹ Según los datos de la última Encuesta de Caracterización Socioeconómica Nacional (CASEN), a fines del año 2000 el porcentaje de la población del país en situación de pobreza alcanzó un 20,6%, mientras que en las zonas rurales dicho porcentaje fue de 23,8%. Esto se compara favorablemente con la situación al año 1990, cuando la tasa de pobreza a nivel nacional era de 38,6% y la pobreza rural alcanzaba un nivel de 39,5%. Asimismo, la extrema pobreza se ha reducido en más del 50% desde 1990, lo que coloca a Chile como el primer país latinoamericano en alcanzar el objetivo de reducción de la extrema pobreza contenido en las llamadas "Metas del Milenio".

² A diciembre de 2002, la inflación (IPC) de los últimos 12 meses alcanzó un 2,5%.

³ En el año 2001 la tasa de crecimiento del PIB fue de 2,8%, mientras que en 2002 fue de 2,1%. La tasa de desocupación a nivel nacional alcanzó un promedio de 9,0% durante 2002, ligeramente inferior al promedio de 9,3% registrado en 1999-2001, aunque bastante superior al 6,2% del periodo 1996-1998 (datos desestacionalizados).

distribución. Las empresas de distribución fueron divididas de acuerdo a sus áreas de operación, pero no se les garantizó derechos exclusivos en dichas zonas.⁴

- 1.5 Después de acumular crecimientos anuales promedio de 6,9% entre 1990-1999, en los últimos años el consumo total de energía en Chile se ha venido incrementando a tasas anuales promedio de sólo 1,5%, principalmente como resultado de la menor dinámica económica a partir del año 2000. Siguiendo la tendencia verificada en los años precedentes, el país también ha experimentado un importante cambio en su matriz energética, generado por el incremento en el consumo de gas natural. De este modo, en la actualidad, la hidroelectricidad y el gas natural representan alrededor del 40% del consumo bruto de energía primaria, casi duplicando su participación en la última década.⁵
- 1.6 **Marco regulatorio de electricidad.** El marco regulatorio de electricidad establece la libre competencia en generación, la concesión no exclusiva en distribución y un esquema de precios basado en los costos marginales, de manera que éstos reflejen los costos reales de producir, transmitir y distribuir eficientemente la energía, fomentando de este modo la eficiencia y competencia entre los diferentes actores del sistema. El marco está dado por la Ley General de Servicios Eléctricos⁶, su reglamentación y las leyes que crean la Comisión Nacional de Energía (CNE) y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). La CNE es el ente encargado de preparar planes y políticas para el sector energético, así como de realizar las proyecciones de las tarifas eléctricas, la demanda y oferta nacional de energía, el nivel de precios etc. Por su parte, la SEC tiene la facultad de otorgar concesiones, requerir a los concesionarios que adecuen la calidad del servicio y, en general, fiscalizar el cumplimiento de la reglamentación eléctrica. Actualmente se encuentra en discusión en el Congreso de la República el proyecto de Ley Eléctrica I, que propone medidas que permitirían introducir algunos perfeccionamientos al marco regulatorio del sector, fomentando niveles crecientes de competitividad en el mercado de generación eléctrica y servicios de mejor calidad y seguridad a costos razonables para los consumidores.
- 1.7 **Sistemas eléctricos.** Existen en Chile cuatro sistemas eléctricos interconectados: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que cubre el territorio comprendido entre las ciudades de Arica (Región I) y Antofagasta (Región II) con un 33% de la capacidad instalada del país; el Sistema Interconectado Central (SIC), que se extiende entre las localidades de Taltal (Región II) y Chiloé (Región X) con un 66,2% de la capacidad instalada en el país; el Sistema de Aysén que atiende el consumo de la Región XI con un 0,2% de la capacidad; y el Sistema de

⁴ En la actualidad participan de la industria eléctrica nacional un total de 31 empresas generadoras, 5 empresas de transmisión y 36 empresas distribuidoras, que en conjunto abastecen una demanda agregada nacional que en 2002 alcanzó más de 42 mil GWh. Dicha demanda se localiza territorialmente en cuatro sistemas eléctricos interconectados.

⁵ Dicha participación fue de 22% en 1992.

⁶ El sector eléctrico está regulado por el DFL No 1 de 1982 y por el reglamento eléctrico DS No 327 de 1997, con sus modificaciones posteriores.

Magallanes, que abastece la Región XII con un 0,6% de la capacidad instalada en el país.⁷

- 1.8 Las zonas urbanas de Chile se encuentran totalmente electrificadas. Para aumentar el acceso del medio rural a la electricidad, a mediados de la década pasada Chile lanzó un ambicioso programa de electrificación rural, cuyos logros han permitido ubicar al país, junto con Costa Rica, como el de mayor cobertura de electrificación rural en América Latina. Dicho programa se diseñó de manera que sea compatible con las reformas sectoriales, o sea, basado en la competencia, la inversión privada y la toma de decisiones descentralizadas, preservando el rol subsidiario del estado.
- 1.9 **El Programa Nacional de Electrificación Rural de Chile (PER).** El PER, creado por el gobierno de Chile a fines de 1994, forma parte de la estrategia del gobierno para superar la pobreza, elevar la calidad de vida de los sectores rurales, e integrarlos al proceso de desarrollo económico y social del resto del país. Tiene como objetivos específicos dar solución a las carencias de electricidad en el medio rural, fomentar el desarrollo productivo, y mejorar las oportunidades de acceso a la educación y a la salud de las familias rurales, garantizando un flujo estable de inversiones públicas para el logro de dichos objetivos. Entre sus principales características pueden mencionarse las siguientes:
- (a) **Modelo de gestión.** El PER está basado en un modelo de gestión descentralizada en las regiones y de financiamiento compartido público-privado. Los subsidios estatales incentivan a que las empresas privadas contribuyan al logro de las metas de expansión de cobertura establecidas por el gobierno, convirtiendo las inversiones privadas en electrificación rural no sólo en una **atractiva oportunidad de negocios para las empresas distribuidoras**, sino también en un medio para lograr los objetivos de desarrollo económico y social del país en forma eficiente y sostenible;
 - (b) **Elegibilidad de los proyectos.** Solamente son elegibles los proyectos demandados por las comunidades (*demand driven*) para los que, siguiendo la Metodología de Evaluación de Proyectos establecida por el Ministerio de Planificación y Cooperación (MIDEPLAN) y la CNE, se verifique un Valor Actualizado Neto Social (VANS)⁸ positivo, se compruebe la disposición a pagar por el servicio por parte de los usuarios, se cumplan con las normas socio-ambientales del país, y hayan sido priorizados por los gobiernos locales, en el marco de los procesos de planificación regional;

⁷ Casi la totalidad de los potenciales beneficiarios por extensión de redes dentro del Programa residen en el área de generación, transmisión y distribución del Sistema Interconectado Central (SIC), el cual dispone de una capacidad de 6.646 MW (66,2% de la capacidad instalada del país) y atiende a más del 90% de la población de Chile.

⁸ El VANS se calcula sobre la base de los beneficios sociales (aumento del bienestar, valorado como el excedente neto de los consumidores como resultado de la puesta en marcha del proyecto) derivados del establecimiento del servicio y los costos en que incurre el país para proporcionarlos (precios sombra de los insumos utilizados), actualizados a las tasas sociales de descuento que establece el MIDEPLAN.

- (c) **Subsidio estatal.** El subsidio estatal se otorga únicamente a la inversión, y corresponde al monto (negativo) del Valor Actualizado Neto Privado (VANP).⁹ Cuando la electrificación utiliza extensión de redes, los usuarios cubren todos los costos de conexión, que comprenden las instalaciones domiciliarias, el medidor y los empalmes con la red;
- (d) **Sostenibilidad financiera.** Para garantizar la sostenibilidad financiera de los proyectos, la tarifa debe cubrir, cuando menos, todos los costos de operación, mantenimiento y administración del servicio a lo largo de la vida útil del proyecto;
- (e) **Administración regional.** El financiamiento provisto por el Estado se canaliza a través del Fondo Nacional de Desarrollo Regional (FNDR), el cual se administra a nivel de las regiones e incluye un fondo provisional reservado exclusivamente a proyectos de electrificación rural (FNDR-ER). A través de un Convenio-Mandato, los Gobiernos Regionales (GORE) autorizan a las Unidades Técnicas (UT) o Unidades Técnicas de Electrificación Rural (UTER) a contratar con las empresas distribuidoras privadas los programas de electrificación de viviendas mediante extensión de redes, así como a licitar y contratar la electrificación a través de proyectos de autogeneración con las empresas o cooperativas que proveerán el servicio;
- (f) **Aspectos tarifarios.** La tarifa¹⁰ recaudada por las distribuidoras o cooperativas, refleja los costos marginales de proveer la energía eléctrica (¢1.6), y es calculada por la CNE y fijada mediante decretos tarifarios del Ministerio de Economía. Si bien no existe una tarifa preestablecida para los proyectos de autogeneración, ésta es fijada mediante un convenio entre la municipalidad y el proveedor de servicios energéticos, de manera de garantizar la sostenibilidad financiera del servicio.

⁹ Esta es la diferencia entre los costos de capital correspondientes a la inversión inicial y el valor presente del flujo de los pagos tarifarios y los costos de operación, mantenimiento y administración del proyecto a largo de un horizonte de evaluación de 30 años, descontados a una tasa real del 10%. De acuerdo a la normativa tarifaria chilena, las tarifas reguladas deben cubrir todos los costos de operación y mantenimiento del sistema, y se calcula teniendo en cuenta únicamente las inversiones efectivamente financiadas por dichas empresas. Es decir, se excluyen de la base de cálculo del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones para el servicio de distribución eléctrica todos los aportes que hayan provenido del pago de subsidios estatales. Estos subsidios son consistentes con la Política de Servicios Públicos del Banco, ya que se basan en un mecanismo de asignación objetivo y transparente, y buscan facilitar el acceso al servicio eléctrico por parte de la población rural pobre que actualmente no se encuentra cubierta.

¹⁰ Tarifas finales a clientes regulados = Precio Nudo + VAD. El Precio Nudo es lo que paga la empresa distribuidora de energía a la empresa generadora (representa alrededor del 50% de la tarifa final, y varía con el costo del gas natural, petróleo, niveles de embase etc). El VAD es el Valor Agregado de Distribución (equivale al costo del negocio de distribución de una empresa modelo, en 6 áreas típicas del País). Las tarifas para los pequeños consumidores residenciales, sólo tienen dos componentes: cargo fijo y cargo variable por energía (este último es el que incorpora el precio nudo y el VAD). El cargo fijo cubre los gastos administrativos y operacionales, al margen del consumo mensual, y el cargo por energía se obtiene multiplicando los KWh de consumo por su precio unitario. Estas tarifas reflejan adecuadamente los costos marginales de provisión del servicio al usuario final y, por tanto, son plenamente consistentes con la Política de Servicios Públicos del Banco.

- 1.10 **Diagnóstico inicial del PER.** A partir de la puesta en marcha del PER, el número de viviendas rurales electrificadas anualmente más que se duplicó, pasando de un promedio de 9.500 por año en 1992-94, a un promedio de más de 19.000 viviendas anuales en el periodo 1995-98. Los resultados del Censo de Población y Vivienda realizado el 24 de abril de 2002, confirman el fuerte impacto logrado por el PER, que permitió, en la última década, pasar de una cobertura nacional de 53,1% en 1992 al 85,7% a abril de 2002.
- 1.11 Todas las regiones del país aumentaron fuertemente sus coberturas de electrificación rural entre el censo de 1992 y el del 2002. Las regiones V de Valparaíso, VI del General Bernardo O'Higgins y la Región Metropolitana, superaron la cobertura de 90%, mientras que las regiones I de Tarapacá, II de Antofagasta, III de Atacama, VII del Maule, VIII del Bio Bio, XI de Aysén y XII de Magallanes están en condiciones de cumplir, en el corto plazo, con la meta de cobertura de 90%, debido a que el déficit de viviendas sin energía es numéricamente muy bajo. De otro lado, según los resultados del último censo, la cobertura de electrificación rural al año 2002 aún era relativamente baja en las regiones IX de la Araucanía (76%) y X de Los Lagos (79%), que son las regiones que concentran los más altos niveles de ruralidad, el mayor número de viviendas rurales sin electricidad, y una fuerte concentración de población indígena. Asimismo, en la región IV de Coquimbo, el déficit de cobertura (21%) se concentra en viviendas rurales muy aisladas y dispersas.
- 1.12 En respuesta a esta situación, la nueva operación concentrará sus esfuerzos en aumentar y focalizar los recursos públicos preferentemente en aquellas regiones más deficitarias en materia de cobertura, es decir las regiones IV, IX y X, las cuales concentran más del 88% del número de viviendas rurales sin energía eléctrica. Asimismo, la nueva operación buscará introducir y difundir la utilización de nuevas tecnologías en autogeneración, tales como micro centrales eléctricas, paneles fotovoltaicos, y energía eólica, con el fin de aumentar la cobertura, mejorar la calidad del abastecimiento energético, o aumentar el número de horas diarias de energía en comunidades aisladas que no podrán ser abastecidas mediante extensiones de las redes de distribución eléctrica existentes.
- 1.13 Si bien a través de los mecanismos de financiamiento existentes se han logrado avances importantes, en los últimos años se ha observado que las regiones están invirtiendo una proporción cada vez menor de su presupuesto del FNDR de libre disponibilidad en electrificación rural, al punto que actualmente algunas regiones se limitan a invertir en estos proyectos sólo la porción reservada de dicho presupuesto (FNDR-ER). En consecuencia, los recursos del gobierno nacional destinados a la electrificación rural, que en 1995 representaban un 33% del monto total de la inversión pública entregada como subsidio para este fin, pasaron a representar un 63% en el año 2000.
- 1.14 A partir de esta realidad, y teniendo en cuenta los avances ya realizados durante el año 2002, se estimó un déficit del orden de cerca de 33 mil viviendas rurales a ser electrificadas en diez de las 13 regiones, para cumplir con la meta del gobierno de lograr, al año 2006, una cobertura de electrificación rural del 90% a nivel nacional

y en cada una de las regiones que conforman el país. Como se señaló anteriormente, un 88% de dichas viviendas se concentran en las regiones IV, IX y X, mientras que el 12% restante están localizadas en las regiones I, II, III, VII, VIII, XI y XII.

C. Lecciones aprendidas y aspectos a ser perfeccionados

- 1.15 Si bien Chile se encuentra a la vanguardia de la región latinoamericana tanto en los niveles de cobertura de electrificación rural como en la implementación de proyectos sostenibles en este campo, durante la fase de preparación del Programa se identificó, sobre la base de la sustancial experiencia que posee el país en este tipo de programas, una serie de aspectos que podrían ser mejorados en esta nueva fase del PER.
- 1.16 En relación a los proyectos de autogeneración, existe una sostenibilidad y un índice de disponibilidad relativamente bajos para los proyectos piloto basados en las energías renovables no convencionales,¹¹ por lo que en el pasado no se generó una cartera amplia de proyectos de este tipo (los proyectos aislados se han basado fundamentalmente en generadores diesel). Una de las lecciones aprendidas en relación a este tipo de soluciones es que la selección de un esquema de administración adecuado para cada proyecto resulta clave para garantizar su sostenibilidad. Si bien la experiencia internacional con sistemas de energía renovable es todavía limitada y por lo tanto insuficiente para precisar cuál esquema de administración de sistemas de autogeneración es el más adecuado para cada situación, los esquemas de administración que están siendo probados a nivel mundial contemplan un actor clave que se acostumbra a llamar “proveedor de servicios energéticos” (o servidor), que podría ser: (i) una distribuidora o cooperativa eléctrica tradicional; (ii) una empresa eléctrica municipal; (iii) una empresa privada formada específicamente para esta tarea (en general una micro o pequeña empresa al estilo de las Rural Energy Services Companies - RESCO); (iv) un grupo de usuarios; o (v) un organismo no gubernamental (ONG).
- 1.17 Una de las conclusiones preliminares que resultan de estas experiencias internacionales es que los esquemas de autogeneración que parecen tener las mejores posibilidades de ser exitosos en el largo plazo son aquellos manejados por el sector privado, sean las cooperativas eléctricas o micro y pequeñas empresas proveedoras de servicios energéticos, al estilo de las RESCO. El esquema RESCO parece estar entre los más prometedores, al permitir una distribución adecuada de riesgos entre los principales actores, la incorporación de mecanismos de competencia para la asignación de los subsidios gubernamentales y promover el ingreso de nuevos actores al mercado. La clave parece estar en lograr que una empresa provea el servicio bajo un contrato que defina su responsabilidad en la operación y mantenimiento de los sistemas, evitando que estas tareas queden a cargo del usuario o de una entidad sin obligaciones contractuales claramente

¹¹ La experiencia chilena en proyectos específicos de autogeneración muestra que el índice de interrupción del servicio (medido como porcentaje del año que los equipos se encuentran fuera de operación) varía sustancialmente según las tecnologías utilizadas y los modelos de gestión implantados.

definidas. En este sentido, otra de las lecciones aprendidas en cuanto a proyectos de autogeneración es que la escala del proyecto es un aspecto clave, porque cuando el sistema atiende una cantidad de usuarios relativamente elevada, es posible generar ingresos suficientes para cubrir los costos administrativos y operativos de un proveedor dedicado al tema.

- 1.18 Con el fin de extraer lecciones de la vasta experiencia chilena en la ejecución de sus programas de electrificación rural, a fines de abril de 2002 se realizó, con apoyo de la Facilidad para la Preparación y Ejecución de Proyectos (FAPEP) (CH-0176, aprobada en marzo de 2002), un taller técnico preparatorio en Puerto Varas, el cual contó con la participación de los diferentes actores involucrados en la ejecución del PER. En dicho taller se identificaron una serie de aspectos a ser perfeccionados en el nuevo Programa propuesto.
- 1.19 Los resultados del taller apuntaron a mejorar varios elementos clave relacionados con los mecanismos de coordinación, monitoreo y retroalimentación que se requieren para que el nuevo proyecto pueda cumplir con las metas de cobertura establecidas. A juicio de los participantes, las lecciones aprendidas y aspectos a ser perfeccionados en el PER abarcan temas de: a) coordinación institucional, con relación a la falta de planificación territorial en la proyección de inversión en la red eléctrica, la inconsistencia de los roles de las Unidades Técnicas de los municipios entre las diferentes regiones, la insuficiencia de la capacidad técnica para proponer proyectos a nivel de algunos municipios, la demora en el inicio de ejecución de los proyectos, y la falta de coordinación con otras fuentes de financiamiento existentes; b) diseño, que se originan debido a la falta de recursos adecuados para el financiamiento de los estudios de demanda e ingeniería; c) evaluación, con relación a la falta de herramientas para verificar costos unitarios ofertados, la elaboración de los diseños por parte de las propias empresas de distribución, la posible subestimación de la demanda, la falta de un marco tarifario para sistemas aislados, las dudas sobre la magnitud adecuada de la tasa de descuento utilizada y la dificultad para incorporar una cuantificación de las externalidades de los proyectos; d) priorización, con relación a la necesidad de mejorar los criterios utilizados a nivel local para la asignación sectorial de los recursos del FNDP, y la insuficiencia de dichos recursos para cumplir las metas gubernamentales de cobertura en electrificación rural; e) ejecución, relacionados a la escasez de recursos por parte de los usuarios finales (lo cual les impide realizar las conexiones eléctricas domiciliarias), la no aceptación por parte de las empresas eléctricas establecidas de proyectos ejecutados a través de terceros, la falta de claridad de los títulos de propiedad para establecer los derechos de vía, la insuficiencia de normas para las opciones de autogeneración, y la deficiente capacidad técnica para el control técnico y ambiental y la recepción de las obras; y f) seguimiento, con relación a la falta de medición de la evolución del consumo, falta de formalidad de preparación del Informe de Terminación del Proyecto, y falta de evaluación ex-post del PER. Todos estos elementos, junto con las recomendaciones correspondientes que fueron propuestas en el Taller de Puerto Varas, sirvieron de base para las acciones de perfeccionamiento del PER que fueron incorporadas al presente Programa y que se detallan en los capítulos siguientes.

- 1.20 Adicionalmente, se identificaron los siguientes problemas: (i) una metodología de evaluación de proyectos que no incorpora suficientemente la valoración de los beneficios sociales y ambientales; y (ii) una creciente situación de monopolio por parte de las empresas que ejecutan proyectos de electrificación rural en las distintas regiones del país. Como principal aspecto positivo fue verificado, tanto en el taller como en los resultados del censo de abril de 2002, que la calidad de vida de las poblaciones atendidas por la electrificación rural tuvo una significativa mejora, con la facilitación del acceso de la población a la educación, salud, bienes y servicios básicos y al desarrollo productivo.

D. La estrategia de país y del Banco

- 1.21 En consonancia con el programa del gobierno chileno, la estrategia del Banco en Chile tiene como objetivo apoyar el incremento de la competitividad, el aumento de la equidad social y regional, el mejoramiento de la calidad de vida de la población, con énfasis en los grupos vulnerables, y la modernización de la gestión del Estado. La operación propuesta es consistente con dicha estrategia, debido a que permitiría un mejoramiento de la calidad de vida de poblaciones aisladas en el medio rural, que es donde se concentra la pobreza en estas regiones del país, y consecuentemente apoyaría la reducción de las desigualdades regionales que hoy se observan. La participación del Banco propiciaría además una articulación coherente de actividades en los campos de desarrollo rural, pobreza y energía.
- 1.22 Dentro de su Estrategia para el Sector de Energía¹², el Banco identifica como prioritaria la necesidad de **apoyar al sector público de los países de la región en el mejoramiento de los niveles de cobertura en electrificación rural**. Pese a que por lo general este tipo de proyectos muestra un elevado retorno económico (e.g., una alta rentabilidad social), los bajos retornos financieros que frecuentemente resultan de este tipo de inversiones, en ausencia de intervenciones por parte del sector público, por lo general no proporcionan suficientes incentivos para que el sector privado, actualmente a cargo de la distribución de energía en la mayoría de los países, expanda sus sistemas y provea servicios de electricidad a los usuarios más pobres, muchos de ellos ubicados en zonas rurales. En este sentido, en su estrategia de energía, **el Banco reconoce que se requiere una intervención eficiente del Estado en esta área** y resalta la importancia del apoyo que pueda proporcionarse en este campo.
- 1.23 En Chile, el Banco ha contribuido al desarrollo del subsector de electrificación rural por medio de tres préstamos (578/OC-CH, 853/OC-CH y 1281/OC-CH) al FNDP por un monto total de US\$585 millones, a través de los cuales se han venido realizando una serie de proyectos de infraestructura social (incluyendo proyectos de electrificación rural).¹³ Los recursos asignados a electrificación rural en el marco de estos programas ascendieron aproximadamente a US\$125 millones

¹² BID. Estrategia para el Sector de Energía, GN-1969 del 4 de febrero de 2000.

¹³ Los dos primeros programas ya finalizaron su ejecución, mientras que el tercero (1281/OC-CH) fue declarado elegible para desembolsos en julio de 2001. Dicho programa ya lleva desembolsados (a mayo de 2003) US\$102 millones (34% del total), y su ejecución se considera como plenamente satisfactoria y con una alta probabilidad de que se logren sus objetivos de desarrollo.

durante el período 1995-2000, y fueron cubiertos íntegramente por la contrapartida local. En los programas de inversión social que se realizaron en el marco de estos programas, sin embargo, las actividades de electrificación rural constituían un elemento más dentro de un amplio menú de opciones de inversión (en los que predominaban los proyectos de educación, salud, agua potable y saneamiento, pavimentación de calles y vías, etc.), sin mayor vinculación con una estrategia sectorial más amplia de electrificación rural. El Programa propuesto, por el contrario, representa el primer préstamo del Banco en Chile destinado específicamente al financiamiento de estímulos a la inversión privada, para la electrificación de unas 33 mil nuevas viviendas rurales, entre 2003 y 2006, en el marco de la nueva estrategia de energía del Banco.

E. Experiencia de otros organismos multilaterales

- 1.24 El Banco Mundial está iniciando la preparación de un programa de infraestructura rural en Chile cuyo objetivo será aumentar el acceso, la calidad y uso de servicios de infraestructura por parte de las comunidades rurales pobres. Dicho Proyecto incluiría, además de acciones de fortalecimiento institucional, la provisión de agua potable y saneamiento, telecomunicaciones, transporte, autogeneración de energía, micro-riego y control de inundaciones.
- 1.25 De otro lado, desde el año 2001 la CNE viene ejecutando el Proyecto GEF-CNE-PNUD, de “Remoción de Barreras para la Electrificación Rural con Energías Renovables”, con un aporte no reembolsable del Global Environment Facility (GEF) de US\$6 millones. Mediante este programa se elaborarán normas técnicas adecuadas para sistemas de electrificación mediante el uso de energías renovables, procedimientos de certificación para dichos sistemas, y una importante cartera de proyectos sostenibles de autogeneración, además de evaluaciones sobre los programas de autogeneración anteriormente llevados a cabo en el país.

F. Racionalidad del Programa propuesto

- 1.26 El Programa propuesto busca no sólo estimular la inversión privada en el sector, sino también introducir algunos perfeccionamientos en el marco metodológico e institucional existente, optimizando el uso de los recursos públicos y focalizando la asignación de los incentivos en apoyo de las poblaciones rurales más pobres y carenciadas, especialmente en las tres regiones que presentan los índices de cobertura más bajos en el país (regiones IV, IX y X).
- 1.27 Existe un amplio consenso que el acceso a fuentes modernas de energía por parte de 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 requieren.¹⁴ Entre los efectos positivos directos, cabe mencionar: (i) mejor acceso a la iluminación, calefacción,

¹⁴

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

y refrigeración; (ii) ahorro monetario debido al menor gasto en electricidad en relación a fuentes energéticas alternativas (velas, pilas, baterías, kerosén, etc); (iii) ahorro en tiempo y esfuerzo, especialmente en beneficio de las mujeres, tanto en el trabajo doméstico, como en el acopio de fuentes alternativas de energía; y (iv) mejor acceso a la información y cultura, a través de la radio, la televisión y las telecomunicaciones. Asimismo, existe una importante gama de beneficios indirectos, incluyendo áreas como: (i) la salud (mejoramiento de la calidad del aire dentro de la vivienda; menores riesgos de incendios; mayor acceso y mejor calidad de los servicios de salud); (ii) la educación (mejor acceso a la iluminación, que permite asignar una mayor cantidad de tiempo nocturno dedicado a la lectura y el estudio; ahorro en tiempo y esfuerzo que pueden ser canalizados a actividades de aprendizaje); (iii) nuevas oportunidades económicas y sociales para los pobres (mayor facilidad para establecer negocios y mejorar la productividad de empresas que dan empleo a los trabajadores de menores recursos en las zonas rurales, especialmente las microempresas; creación de empleo en la provisión de servicios de infraestructura energética rural; dinamización de la actividad comercial local; mayores oportunidades para organizar eventos y proveer servicios comunitarios); y (iv) impactos positivos sobre el medio ambiente (uso de fuentes energéticas menos contaminantes; mayor uso de energías renovables), entre otros.

II. EL PROGRAMA

A. Objetivos y descripción

- 2.1 El objetivo general del Programa propuesto es contribuir al mejoramiento de las condiciones de vida y la reducción de la exclusión social de la población rural de menores recursos económicos en las regiones del país que presentan los índices más bajos de cobertura en electrificación rural, y apoyar el fortalecimiento del proceso de descentralización, el aumento de la capacidad de gestión de municipios y Gobiernos Regionales (GORE) en el campo de la electrificación rural, así como la optimización de la asignación y el uso eficiente de los recursos públicos destinados a la inversión regional en este sector.
- 2.2 Los objetivos específicos son: definir y ejecutar un programa de incentivos a la inversión privada en electrificación rural para proyectos de extensión de redes y fuera de redes (autogeneración), y fortalecer la programación sectorial y el proceso de formulación, diseño, ejecución, seguimiento y evaluación de los proyectos de electrificación rural.
- 2.3 A través de los incentivos a la inversión privada en electrificación rural focalizados en las regiones más carenciadas del país, el Programa apoyará el logro de la meta de cobertura rural prevista para 2006, que consiste en alcanzar un 90% tanto a nivel nacional como en cada una de las distintas regiones del país, buscando al mismo tiempo asegurar la sostenibilidad de las inversiones, el mejoramiento del servicio, la reducción de los costos de los proyectos de electrificación en relación a los costos que tendrían sin las mejoras técnicas y de planificación a ser introducidas a la metodología de evaluación¹⁵ a través de la operación propuesta, y la correspondiente minimización 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 microempresarios como proveedores de servicios de autogeneración eléctrica.

B. Estructura del Programa

- 2.4 El Programa tiene un costo total de US\$57,2 millones, de los cuales hasta US\$40,0 millones se financiarían mediante un préstamo del Banco al Gobierno de Chile, y US\$17,2 millones que provendrían de aportes presupuestales del gobierno chileno.¹⁶ Los costos directos del Programa, por un total de US\$49,0 millones, se distribuyen en dos componentes: uno de incentivos gubernamentales a la inversión privada en electrificación rural, con costo total de US\$47,7 millones; y otro de fortalecimiento institucional, capacitación y promoción, con costo total de US\$1,3 millones.

¹⁵ Entre las mejoras a ser introducidas para los proyectos de extensión de redes, se pueden destacar: nuevas curvas de demanda residencial; inclusión de las demandas productivas; reconocimiento exclusivo de postes de mínimo costo; etc.

¹⁶ Se estima que, además de los recursos del Programa, las contribuciones por cuenta del sector privado y clientes finales alcanzarían un total de US\$14,8 millones adicionales.

1. Componente de incentivos gubernamentales a la inversión privada en electrificación rural (US\$47,7 millones)

- 2.5 El componente de incentivos gubernamentales a la inversión privada en electrificación rural, a ser ejecutado principalmente en las tres regiones que actualmente presentan el mayor déficit de cobertura en electrificación rural (regiones IV, IX y X),¹⁷ se estima en US\$47,7 millones, de los cuales US\$32,3 millones corresponden al subcomponente de extensión de redes y US\$15,4 millones al subcomponente de autogeneración. La mayor parte de estos incentivos, US\$45,2 millones, será destinada a cubrir el costo de los subsidios estatales a la inversión privada, mientras que los US\$2,5 millones restantes se utilizarán para el financiamiento de estudios de apoyo a los proyectos de autogeneración.
- 2.6 Los incentivos consisten en el pago a las empresas distribuidoras de un subsidio por el monto requerido para elevar al 10% la rentabilidad financiera ex-ante de los proyectos individuales de electrificación rural, y la realización de estudios de apoyo al desarrollo de proyectos de autogeneración. De acuerdo con la metodología de MIDEPLAN, el monto máximo de subsidio que puede ser negociado entre el Intendente de los GORE y las empresas distribuidoras para cada proyecto individual de electrificación rural equivale al valor presente neto (negativo) de los flujos privados actualizados a una tasa de descuento real del 10% anual, sujeto a un tope dado por el costo de la inversión inicial estimada para dicho proyecto. Cabe señalar que una vez negociado y fijado, el monto del subsidio no puede variarse, y cualquier sobre costo que pudiera darse posteriormente debe ser directamente asumido por la empresa distribuidora o cooperativa eléctrica responsable por el proyecto.
- 2.7 Como parte de este componente, se buscará introducir al PER una serie de mejoras metodológicas que fueron identificadas durante el proceso de preparación del Programa. Estas mejoras metodológicas incluyen: incorporación de un horizonte de 30 años para la evaluación de los proyectos de electrificación rural; reconocimiento de especificaciones técnicas mínimas para efectos del cálculo del costo del proyecto y de los subsidios máximos a ser otorgados; uso de nuevas curvas de demanda a nivel de las distintas regiones que formarán parte del Programa; incorporación de las demandas por usos productivos en el cálculo de los ingresos futuros de los proyectos; y ajustes en la fórmula a ser utilizada para el cálculo de las pérdidas técnicas de distribución. Varias de estas mejoras han sido recientemente incorporadas en la nueva Metodología de Evaluación de Proyectos de Electrificación Rural establecida por MIDEPLAN-CNE.¹⁸

a) Subcomponente de extensión de redes (US\$32,3 millones)

- 2.8 Mediante este subcomponente se incentivarán inversiones por parte de las empresas distribuidoras y cooperativas para electrificar aproximadamente 28,3 mil

¹⁷ Aunque se estima que estas tres regiones concentrarán alrededor del 87,4% de los recursos de este componente, el Programa también incluirá algunos proyectos en otras siete regiones donde los niveles de cobertura ya se encuentran cerca de la meta del 90% (regiones I, II, III, VII, VIII, XI y XII).

¹⁸ MIDEPLAN-CNE. Evaluación de Proyectos de Electrificación Rural. Documento Final. Santiago de Chile, diciembre 2002.

viviendas en las regiones deficitarias, de tal manera que, al culminar el Programa, en todas las regiones del país se haya alcanzado una cobertura de electrificación rural de al menos un 90%.¹⁹ Este subcomponente posee dos modalidades: electrificación de localidades y normalización de clientes.

- 2.9 La modalidad de **electrificación de localidades** representa el 97% del subcomponente de extensión de redes, por un monto de US\$31,4 millones. Los recursos serán aplicados exclusivamente a los subsidios estatales que se requieran para viabilizar financieramente los diferentes proyectos privados de electrificación rural en localidades de las diez regiones deficitarias, subsidios que serán negociados por los Intendentes de los GORE con las empresas distribuidoras o cooperativas que estén dispuestas a aceptar las condiciones de la nueva concesión. En el proceso de negociación de los subsidios estatales con las distribuidoras privadas, cada uno de los GORE participantes contará, además de la participación de su respectiva Unidad Técnica, con el apoyo de la CNE (UTA-CNE), la cual suministrará información acerca de la determinación de las localidades a ser electrificadas y la cuantificación del subsidio estatal máximo a ofrecer como suma global fija por cada proyecto de electrificación, dimensionado a partir de cantidades de obra optimizadas, precios de eficiencia económica, curvas de demanda actualizadas, y las demás mejoras recomendadas por la FAPEP.
- 2.10 Se estima que mediante esta modalidad se electrificarían alrededor de 26,3 mil viviendas, por lo que la muestra de 524 proyectos económicamente viables identificada en diferentes regiones, con un total de 16,7 mil viviendas, aglutina alrededor del 63,5% del total de viviendas a ser cubiertas a través de la electrificación de localidades. Dicha muestra está formada por proyectos que ya han sido debidamente evaluados e ingresados en el Banco Integrado de Proyectos de Inversión Pública (BIP) de MIDEPLAN.²⁰ Las 14,7 mil viviendas por electrificar en localidades no incluidas en los proyectos de la muestra corresponden a nuevos proyectos que deberán ser identificados por los GORE, con el apoyo de la UTA-CNE, durante la ejecución del Programa, y cuya extensión ha sido estimada a partir de las estadísticas del Censo de población y vivienda realizado en abril de 2002.
- 2.11 La modalidad de **normalización de clientes**, por un monto de US\$0,9 millones, consiste en el otorgamiento de incentivos para que las empresas distribuidoras realicen la conexión de unas 2 mil viviendas localizadas en áreas que actualmente ya cuentan con redes de distribución de electricidad pero que, por diferentes razones, no fueron electrificadas en los programas realizados anteriormente. En este caso, el subsidio estatal será concedido por cliente final conectado, y su valor máximo será calculado según los criterios de evaluación acordados entre MIDEPLAN y la CNE. El subsidio final se determinará como producto de una negociación entre los Intendentes de los GORE y las empresas distribuidoras o cooperativas, como un valor uniforme para cada uno de los clientes de la localidad a ser conectados que cumplan con las condiciones de elegibilidad que se

¹⁹ Incluyendo aproximadamente 4,5 mil viviendas adicionales a ser electrificadas mediante el subcomponente de autogeneración.

²⁰ Para mayor detalle sobre el BIP, ver ¶3.3–3.5.

especifican en el Reglamento Operativo del Programa. Dichas condiciones han sido definidas de tal forma que el proyecto no pueda ser concebido como de recuperación de pérdidas no técnicas por parte de las empresas distribuidoras o cooperativas.

b) Subcomponente de autogeneración (US\$15,4 millones)

- 2.12 El subcomponente de inversión en autogeneración busca electrificar o mejorar el abastecimiento eléctrico a alrededor de 8,3 mil viviendas (electrificación de 4,5 mil nuevas viviendas y mejoramiento del abastecimiento eléctrico de 3,8 mil viviendas rurales), muchas de las cuales han sido identificadas e incluidas en la cartera existente de proyectos de autogeneración que se evaluó para el análisis y dimensionamiento de este componente.²¹ La autogeneración se basará tanto en el uso de energías renovables orientadas a preservar el medio ambiente, como en el uso de generadores diesel en localidades donde no sea posible utilizar energías no convencionales debido a que no cuentan con condiciones naturales o aún no se disponga de los estudios requeridos para el aprovechamiento de fuentes renovables.
- 2.13 Los proyectos de autogeneración permitirán ofrecer servicios de electricidad a las comunidades más aisladas del país, las cuales en muchos casos se encuentran fuera del alcance de las redes, procurando introducir y difundir el uso de tecnologías limpias de generación de energía por medio de micro y minicentrales hidráulicas (energía hidroeléctrica),²² aerogeneradores (energía eólica) y paneles fotovoltaicos (energía solar),²³ entre otras. En este caso, como se señala en el ¶2.15(b), los pequeños y microempresarios también se podrán beneficiar como proveedores del servicio de electricidad.
- 2.14 Los recursos de este sub-componente se destinarán a financiar dos rubros: incentivos a la inversión privada en proyectos de autogeneración (US\$12,9 millones), y estudios de apoyo al desarrollo de proyectos (US\$2,5 millones).
- 2.15 Los US\$12,9 millones correspondientes a los **subsidiros estatales para incentivar la inversión privada en autogeneración** se asignarán mediante procesos competitivos a proyectos socialmente rentables para los cuales sea posible asegurar una adecuada operación y mantenimiento a lo largo del tiempo. Para asegurar el cumplimiento de dichos requisitos de sostenibilidad, en el Reglamento Operativo del Programa se incorporaron los siguientes aspectos:
- (a) La UTA-CNE proporcionará apoyo técnico a las municipalidades y Unidades Técnicas (UT) de los GORE (que serán las Unidades Técnicas de Electrificación Rural – UTER en las regiones donde éstas sean creadas o ya existan – Regiones IV, IX, X y XI) durante la preparación de los proyectos de autogeneración, con el objeto que desde el inicio de la formulación de los proyectos se tomen en cuenta los aspectos relacionados a la disponibilidad de recursos energéticos locales; a la verificación de solución de mínimo costo; al

²¹ Dicha muestra de proyectos de autogeneración abarca un total de 7.339 viviendas distribuidas en las distintas regiones deficitarias del país.

²² Nivel de algunas decenas de kilovatios de potencia.

²³ Nivel de algunas decenas de vatios de potencia.

diseño y especificaciones técnicas y socio-ambientales adecuadas; y al modelo tarifario, la calidad de servicio y los esquemas de gestión que aseguren la operación y mantenimiento de los sistemas de autogeneración durante su vida útil.

- (b) La UTA-CNE proporcionará asesoramiento técnico a la formación y al desarrollo de pequeñas empresas proveedoras de servicios energéticos (al estilo de las *Rural Energy Services Companies* - RESCO), para mitigar el riesgo de que el proceso de asignación de los contratos de autogeneración no cuente con un número suficiente proponentes calificados.
 - (c) La UTA-CNE elaborará evaluaciones de desempeño de los proyectos individuales y de los esquemas de gestión con el fin de realizar un adecuado seguimiento de su operación y perfeccionar el esquema implementado. Los contratos de servicio eléctrico deberán incluir cláusulas específicas que exijan la presentación de estados financieros anuales auditados y los registros de fallas y sus causas (indisponibilidad del servicio) para realizar tal análisis.
- 2.16 El rubro de **estudios de soporte al desarrollo de proyectos**, con un costo total de US\$2,5 millones, tiene por objeto incentivar el desarrollo de proyectos de autogeneración mediante la ejecución de los estudios que se requiera para apoyar a las regiones en la formulación y preparación de proyectos de autogeneración. Los recursos estarán destinados al estudio de los recursos renovables locales, estudios de demanda, estudios de factibilidad, diseños de ingeniería, y esquemas institucionales para asegurar la gestión y operación sostenibles de los proyectos.
- 2.17 Este rubro también incluye la realización, durante el primer año de ejecución y, **como condición contractual del Programa**, de una evaluación ex-post de una muestra de proyectos de autogeneración realizados en anteriores etapas del PER, con el fin de incorporar en el diseño de los futuros proyectos de autogeneración las lecciones que se puedan aprender de la ejecución de los proyectos existentes.
- 2.18 Cabe señalar que, sin el apoyo adicional de estos estudios, se considera que los actores gubernamentales y privados podrían no estar en condiciones de dar inicio a los primeros proyectos de autogeneración sin incurrir en extensas demoras, lo cual podría terminar desalentando las futuras inversiones en este campo.

2. **Componente de fortalecimiento institucional, capacitación y promoción** (US\$1,3 millones)

- 2.19 Este componente financiará la contratación de asistencia técnica especializada para apoyar la implantación de las mejoras metodológicas e institucionales (§2.7), así como seminarios y acciones de promoción y capacitación, incluyendo aquellas que abarcan los aspectos socio-ambientales del Programa, y que fueron propuestas en la correspondiente Evaluación Ambiental Estratégica. Dichas consultorías apoyarán a los municipios, los GORE, la Unidad de Control Nacional (UCN) y las Unidades de Control Regional (UCR) de la SUBDERE, las Secretarías Regionales de Planificación de MIDEPLAN (SERPLAC), y otros organismos responsables por la gestión del PER, en el fortalecimiento de los sistemas operativos, de monitoreo, seguimiento, control y evaluación del Programa.

- 2.20 La consultoría destinada a fortalecer la CNE y las UT o UTER, de carácter preponderantemente económico, tiene por objeto determinar precios unitarios eficientes de los insumos utilizados para la realización de los proyectos por parte de las empresas privadas, y los costos eficientes de operación y mantenimiento de los sistemas de electrificación rural, con el fin de suplir una de las principales carencias en este campo en el actual proceso de negociación de los subsidios entre los Intendentes de los GORE y las empresas distribuidoras privadas.
- 2.21 Finalmente, las acciones de capacitación del Programa comprenden el apoyo al desarrollo y suministro de medios de enseñanza requeridos para dictar cursos de corta duración destinados a actualizar y capacitar al personal profesional que integra a los distintos actores involucrados en el PER (GORE, UTER, SERPLAC, UCR de la SUBDERE, municipios, etc).
- 2.22 En el área de autogeneración, el componente de Fortalecimiento Institucional otorgará especial atención al apoyo de los nuevos actores privados participantes en el Programa, ya que los esquemas de administración propuestos estarán manejados por cooperativas eléctricas o micro y pequeñas empresas proveedoras de servicios energéticos al estilo de las RESCO. En especial, será fundamental implementar acciones dirigidas a estimular la participación del sector privado en la inversión y operación de estos sistemas, informar y motivar al usuario sobre las ventajas y las limitaciones de las soluciones de autogeneración, minimizar los costos del suministro de electricidad a los lugares más lejanos, garantizar la sostenibilidad ambiental y social de los proyectos, y proveer servicios de mejor calidad y confiabilidad a la población que no pueda ser abastecida mediante la extensión de redes. Asimismo, mediante las acciones de promoción previstas, se informará a los potenciales usuarios acerca del mantenimiento que requieren los sistemas de autogeneración, sus limitaciones, requerimientos de protección ambiental, y normas de seguridad –en especial en los sistemas fotovoltaicos (FV)– las obligaciones y derechos incorporados en los acuerdos tarifarios correspondientes, y un mejor conocimiento de las opciones para incrementar la capacidad instalada para atender los futuros incrementos de la demanda de energía.

3. Administración del Programa (US\$1,7 millones)

- 2.23 Mediante el rubro de administración del Programa se financiará la creación e implantación de una Unidad Técnica de Apoyo adscrita a la CNE (UTA-CNE), cuya finalidad será prestar asistencia técnica y socio-ambiental a los GORE durante la ejecución del Programa. Se busca así asegurar la factibilidad técnica, económica, socio-ambiental y de gestión de los proyectos de electrificación rural en todas sus fases, apoyando las negociaciones con las empresas distribuidoras y cooperativas eléctricas para la optimización de las redes y la priorización plurianual del Programa de electrificación rural hasta el 2006, y el desarrollo adecuado de proyectos de autogeneración sostenibles. Estos recursos complementarán los US\$9,7 millones de fortalecimiento institucional canalizados a la SUBDERE, MIDEPLAN y los GORE a través del Programa de Mejoramiento de la Eficiencia y Gestión de la Inversión Regional, actualmente en ejecución

(1281/OC-CH), ya que dicho programa no contemplaba acciones específicas para fortalecer la capacidad operacional del PER.

- 2.24 Este rubro incluye recursos para el fortalecimiento de la gestión ambiental de la CNE, los cuales se utilizarán, entre otros, para la capacitación, en materia socio-ambiental, de los profesionales de la UTA-CNE. En las Unidades Técnicas (UT) de los GORE (o las Unidades Técnicas de Electrificación Rural -UTER- en las regiones donde sean creadas o ya existan – Regiones IV, IX, X y XI), los recursos se destinarán principalmente para la capacitación de profesionales de apoyo a la generación y seguimiento de los proyectos en temas socio-ambientales, quienes, cuando se requiera, harán las veces de inspectores de los proyectos del Programa en sus respectivas regiones. Dicha capacitación será efectuada durante el periodo inicial de ejecución del Programa (§3.15). Los profesionales de la UTA-CNE y de las UTER de las regiones IV, IX y X que serán capacitados en los temas socio-ambientales deberán dedicar al menos el 40% de su tiempo a esos temas. Como resultado del análisis de la operación propuesta y de las visitas a terreno efectuadas durante la fase de preparación del Programa, se espera que las regiones IV y IX, así como los proyectos de autogeneración a nivel nacional, requieran un mayor énfasis en los aspectos técnicos. Por otra parte, en las regiones IX y X se deberá poner, además, especial cuidado en los aspectos socio-ambientales.
- 2.25 Asimismo, se reforzará la capacidad de gestión, seguimiento y control de la SUBDERE mediante la contratación de contadores-audidores para su Unidad de Control Nacional (UCN) y sus Unidades de Control Regional (UCR). Las UT o UTER, conjuntamente con la UTA-CNE, apoyarán a los municipios en el proceso de preparación de los proyectos individuales.

C. Dimensionamiento, costo y financiamiento del Programa

- 2.26 El dimensionamiento del componente de incentivos a las inversiones del Programa se realizó en base a los proyectos de electrificación rural que se encuentran tanto en el Banco de Proyectos de Inversión Pública (BIP) de MIDEPLAN, como en las intendencias, municipios y empresas distribuidoras de energía (§2.10 y §2.12).
- 2.27 La muestra utilizada para el dimensionamiento del componente de extensión de redes permitió determinar los proyectos económica y financieramente viables en un escenario base que describe la situación actual, así como en los distintos escenarios que resultan de la introducción de cada una de las mejoras metodológicas adoptadas para el presente Programa.²⁴
- 2.28 El análisis realizado permitió dimensionar los subsidios estatales que sería necesario financiar para que los proyectos que son económicamente viables alcancen una rentabilidad privada que también los haga viables desde el punto de vista financiero. Asimismo, permitió determinar los costos totales de inversión estimados para los proyectos de la muestra que resultaron económicamente

²⁴

Para mayor detalle sobre la muestra, la metodología y los resultados de las simulaciones realizadas, referirse a la sección de Viabilidad Económica que se presenta en el Capítulo IV.

aceptables, las inversiones a ser financiadas por las empresas distribuidoras, y los aportes requeridos de los beneficiarios finales.

- 2.29 En el caso de los proyectos de autogeneración, el dimensionamiento se realizó utilizando costos unitarios calculados para cada tipo de proyecto (eólicos, micro centrales, fotovoltaicos, etc.) sobre la base de los parámetros obtenidos de los 12 proyectos evaluados que formaron parte de la muestra (¶4.12).
- 2.30 Finalmente, el dimensionamiento del componente de fortalecimiento institucional capacitación y del rubro de administración del Programa se llevó a cabo en base a 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 (CNE, SUBDERE, UTER, etc).
- 2.31 El Cuadro II-1 presenta las estimaciones del costo total del Programa y el financiamiento propuesto, que representaría el 70% del costo total del Programa.

Cuadro II-1 Costos del Programa (US\$ millones)				
Categoría	BID	Aporte Local	Total	%
Administración del Programa	0,5	1,2	1,7	3,0%
1. SUBDERE	0,1	0,3	0,4	0,7%
2. CNE	0,1	0,3	0,4	0,7%
3. UT/UTER	0,3	0,6	0,9	1,6%
Componente de Incentivos Gubernamentales a la Inversión Privada en Electrificación Rural	38,1	9,6	47,7	83,4%
1. Incentivos a la inversión en extensión de redes	24,0	8,3	32,3	56,5%
a. Electrificación de localidades	23,4	8,0	31,4	54,9%
b. Normalización de clientes	0,6	0,3	0,9	1,6%
2. Incentivos a la inversión en autogeneración	14,1	1,3	15,4	26,9%
a. Sistemas de autogeneración	12,2	0,7	12,9	22,5%
b. Estudios de soporte al desarrollo de proyectos	1,9	0,6	2,5	4,4%
Componente de Fortalecimiento Institucional, Capacitación y Promoción	0,5	0,8	1,3	2,3%
a. Consultorías técnicas y socio-ambientales	0,2	0,2	0,4	0,7%
b. Capacitación en aspectos socio-ambientales	0,1	0,1	0,2	0,3%
c. Capacitación en redes y autogeneración	0,2	0,4	0,6	1,1%
d. Seminarios regionales	0,0	0,1	0,1	0,2%
Imprevistos	0,3	0,6	0,9	1,5%
FAPEP	0,2	0,0	0,2	0,3%
FIV	0,4	0,0	0,4	0,7%
Gastos financieros	0,0	5,0	5,0	8,8%
Total del Programa	40,0	17,2	57,2	100,0%
%	70%	30%	100%	

III. EJECUCIÓN DEL PROGRAMA

A. Prestatario y organismo ejecutor

- 3.1 El prestatario será la República de Chile. El organismo ejecutor será la SUBDERE, con el apoyo de la CNE a través de una Unidad Técnica de Apoyo a ser creada en la CNE (UTA-CNE) con el propósito específico de proporcionar asesoría en aspectos técnicos y socio-ambientales al Programa.
- 3.2 La SUBDERE desempeñará las atribuciones que se le asignan en el Programa a través de la Unidad de Control Nacional (UCN) ubicada en Santiago, y sus Unidades de Control Regional (UCR), ubicadas en cada una de las regiones.

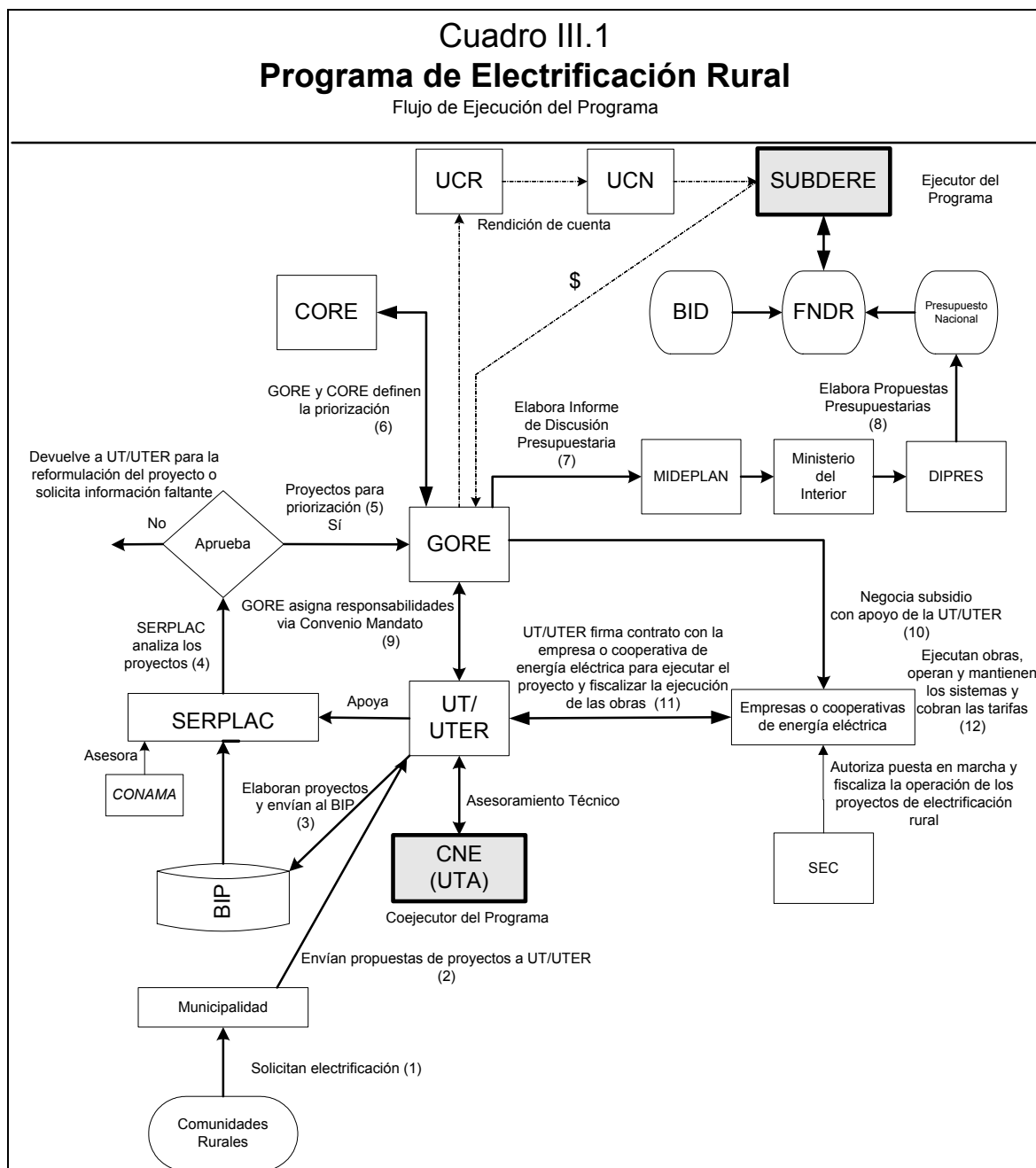
B. El sistema nacional de inversión pública

- 3.3 La ejecución del Programa propuesto se enmarca dentro del actual Sistema Nacional de Inversión Pública (SNI), cuyo objetivo principal es seleccionar y concretar las inversiones más rentables desde el punto de vista económico y social. Para ello, el SNI coordina y norma la interacción entre las entidades operativas, tanto de nivel nacional como regional y municipal. El SNI abarca todas las etapas del proceso de inversión, el ciclo a través del cual los proyectos van evolucionando desde su identificación hasta su entrada en operación. Los entes que participan del sistema, así como sus normas y procedimientos, el flujo de información y los plazos de procesamiento y aprobación se encuentran bien definidos, lo que confiere al SNI un alto grado de transparencia, homogeneidad y previsibilidad. Dentro de este marco, corresponde a la Dirección de Presupuesto del Ministerio de Hacienda (DIPRES) y a MIDEPLAN el rol de normar y administrar el SNI, aplicándolo a todos aquellos servicios, instituciones y empresas del sector público que realizan actividades de inversión pública en el país.
- 3.4 MIDEPLAN opera y administra el SNI, cuyo objetivo principal es apoyar la toma de decisiones sobre la asignación de recursos para la inversión en los distintos niveles de la administración pública. Para ello, se apoya en el Banco Integrado de Proyectos de Inversión Pública (BIP), que consiste en un sistema de información computacional sobre proyectos de inversión, el cual abarca los estudios básicos, proyectos y programas del sector público de nivel nacional, regional, provincial y comunal. Una de las características principales del BIP es que está configurado por una base de datos única, la cual puede ser accesada por todos sus usuarios de manera descentralizada e interactiva, a través de estaciones de trabajo conectadas al sistema.
- 3.5 Asimismo, existe un subsistema de análisis técnico-económico, denominado Sistema de Estadísticas Básicas de Inversión (SEBI), el cual ha ido siendo perfeccionado metodológica y operativamente a lo largo de varias décadas. El SEBI es el conjunto de normas, instrucciones y procedimientos que permite a las instituciones disponer de una cartera de estudios y proyectos recomendados por MIDEPLAN. Para dichos proyectos, el sistema ha determinado en forma ex-ante que cumplen con los requisitos técnicos, socio-ambientales e institucionales

establecidos por el SEBI y que, adicionalmente, debido a su alto nivel de rentabilidad económica, se encuentran en condiciones de recibir fondos públicos para su ejecución. Este sistema tiene como principales funciones el homogeneizar, normar y coordinar la información relativa al proceso de identificación, formulación, presentación y evaluación de proyectos de inversión a ser financiados mediante aportes públicos.

C. Ejecución y administración del Programa

- 3.6 **Flujo de ejecución del Programa.** El ciclo de ejecución del proyecto puede resumirse de la siguiente manera: las comunidades rurales demandan electrificación a sus respectivas municipalidades **(1)**; las municipalidades elevan las propuestas a la respectiva UT o UTER **(2)**; con apoyo de la UTA-CNE, las UT o UTER, en consulta con las empresas distribuidoras, elaboran los proyectos y los envían al BIP **(3)**; las SERPLAC analizan los proyectos en el BIP y eventualmente los recomiendan para su financiamiento o los devuelven a la UT o UTER con observaciones para su reformulación **(4)**; los proyectos sin objeciones son enviados al Intendente regional para su priorización **(5)**; el listado con los proyectos priorizados se envía para ratificación del Consejo Regional (CORE), el que da su visto bueno o modifica la propuesta del Intendente **(6)**; luego de la aprobación o reformulación del listado de proyectos priorizados por el CORE, el Intendente elabora un Informe de Discusión Presupuestario y lo envía a MIDEPLAN **(7)**; dicho Informe es enviado al Ministerio del Interior para su evaluación, y posteriormente a la DIPRES, para su inclusión en el Presupuesto Nacional **(8)**; para los proyectos del PER que reciben financiamiento del FNDR, el Intendente asigna responsabilidad por su realización a la UT o UTER respectiva, a través de un Convenio-Mandato **(9)**; los Intendentes de los GORE y las empresas distribuidoras negocian el monto del subsidio a ser asignado al proyecto, sujeto al tope establecido por MIDEPLAN **(10)**; la UT o UTER firma un contrato de transferencia de subsidios con la empresa distribuidora para la ejecución de los proyectos de electrificación, y realiza la fiscalización de los mismos **(11)**; finalmente, las empresas distribuidoras ejecutan los proyectos y gestionan ante la SEC, luego de su finalización, la autorización para su operación, mantenimiento y administración, incluyendo el cobro de las tarifas aprobadas a los usuarios conectados **(12)**. El Cuadro III-1 a continuación presenta el flujo de ejecución del Programa.



3.7 **Dirección estratégica.** Considerando que en el PER interactúan varias instituciones, y que la coordinación entre ellas es fundamental para el logro de las metas establecidas para el Programa, se constituirá un Comité Interministerial, la cual tendrá como miembros permanentes a la SUBDERE, CNE, MIDEPLAN, y DIPRES.²⁵ Cuando la tipificación de los proyectos a ser considerados requiera que éstos sean ingresados al Sistema de Impacto Ambiental del país, la CONAMA también sería invitada a participar en las reuniones de dicho Comité. Asimismo, los Intendentes regionales que participan del Programa y la SEC coordinarían con

²⁵

Aunque aún no ha sido formalizado, dicho Comité Interministerial actualmente ya se encuentra operando.

dicho Comité, y serían invitados a las reuniones cuando fuera necesario. El objetivo principal de este Comité es de promover la coordinación entre los organismos de gobierno, subsanar problemas involucrando a dos o más entes gubernamentales, coordinar acciones para la resolución de conflictos que resulten de la ejecución del Programa, y asesorar al ejecutor y co-ejecutor en temas relacionados al seguimiento del avance de los proyectos, la coordinación de acciones conjuntas, la programación de recursos, y la revisión del cumplimiento de metas. Además, promoverá reuniones en las regiones con el objetivo de informar a la población y a los diversos grupos interesados sobre el estado de avance del PER y recabar sugerencias para su perfeccionamiento. La constitución del Comité Interministerial es **condición previa al primer desembolso de los recursos del financiamiento del Banco.**

- 3.8 La SUBDERE, a través de su Unidad de Control Nacional (UCN) y sus Unidades de Control Regional (UCR), será responsable de coordinar y gestionar la administración y control de los recursos financieros del Programa, llevar los registros contables y financieros, preparar y presentar al Banco las solicitudes de desembolso y las justificaciones de los gastos financiados con los recursos del Programa, así como proporcionar al Banco toda la documentación e información necesaria para el seguimiento y administración del Contrato de Préstamo. En este sentido, los registros contables y financieros deberán permitir la identificación de las fuentes y usos de los recursos del Programa, distinguiéndolos claramente de los demás recursos administrados por la SUBDERE.
- 3.9 La CNE, a través de la Unidad Técnica de Apoyo (UTA-CNE), estará a cargo de la coordinación de todos los aspectos técnicos, incluyendo los socio-ambientales, apoyando a las Unidades Técnicas de los GORE (que serán las UTER en las regiones donde éstas sean creadas o existan – Regiones IV, IX, X y XI) en la evaluación ex-ante de los proyectos de extensión de redes, normalización de clientes y autogeneración. Para ello, contará con profesionales con experiencia en temas técnicos, socio-ambientales, informáticos y otros, además del personal de apoyo que requiera. Asimismo, en colaboración con las UT o UTER, la UTA-CNE asesorará al Intendente en el proceso de negociación con las empresas o cooperativas eléctricas que estarán a cargo de ejecutar los proyectos de electrificación rural, especialmente en relación al monto del subsidio a la inversión a ser otorgado a las empresas privadas de distribución de energía eléctrica para cada proyecto. La conformación de la UTA-CNE es **condición previa al primer desembolso de los recursos del financiamiento del Banco.**
- 3.10 A través de un Convenio-Mandato, los GORE autorizarán a las respectivas Unidades Técnicas a contratar los programas de electrificación de viviendas mediante extensión de redes, así como a licitar los subsidios y contratar la electrificación de viviendas a través de proyectos de autogeneración con las empresas o cooperativas de energía eléctrica que proveerán el servicio (§1.9(e)). Asimismo, el seguimiento y control de la ejecución de los contratos quedará a cargo de dichas Unidades Técnicas. Como **condición previa al primer desembolso de los recursos del financiamiento del Banco** se firmará un convenio tripartito entre SUBDERE, CNE y los GORE participantes en el Programa,

estableciendo dichas responsabilidades de las partes, incluyendo la responsabilidad por el proceso de negociación y/o licitación de los subsidios con las empresas distribuidoras, proveedoras o cooperativas eléctricas, y se presentarán los modelos del Convenio-Mandato entre los GORE y las UT o UTER, y del contrato entre los GORE y las empresas privadas.

- 3.11 **Fortalecimiento, capacitación y promoción.** El desarrollo, en la UTA-CNE, de una base de datos de precios de mercado (precios unitarios eficientes) de los insumos utilizados para la realización de los proyectos por parte de las empresas privadas, y de costos eficientes de operación y mantenimiento de los sistemas de electrificación rural, requerirá del apoyo de una consultoría destinada a implementar y mantener dicha base de datos. En base a esta información, y a los proyectos elaborados por las empresas – o cooperativas – y revisados por las UT o UTER y la UTA-CNE, dichas unidades apoyarán a cada uno de los GORE en el proceso de negociación de los subsidios (incentivos) con las empresas o cooperativas eléctricas. La conformación de un banco de datos para apoyar a la CNE en la determinación de precios unitarios eficientes de los insumos de los proyectos de electrificación rural y de costos eficientes de operación y mantenimiento de sistemas de electrificación rural **es condición previa al primer desembolso de los recursos del Financiamiento para el componente de Incentivos Gubernamentales a la Inversión Privada en Electrificación rural.**
- 3.12 El fortalecimiento de la SUBDERE se realizará a través de su UCN y sus UCR, las cuales serán responsables por el control contable y financiero del Programa. Considerando la planta actual de profesionales de las UCR, las carencias detectadas durante el análisis del Programa y el volumen de informaciones que tendrán que analizar, será necesario fortalecerlas con profesionales, computadoras, y equipos de oficina. Además, en el Programa se incluyen recursos para la adquisición de un Sistema Informático Financiero - Contable para la UCN y las UCR.
- 3.13 El fortalecimiento de los GORE se realizará mediante la incorporación y capacitación de profesionales y técnicos y personal de apoyo en sus respectivas UT o UTER. La UTA-CNE proporcionará el apoyo necesario para la creación y/o fortalecimiento de las UT en las regiones que participarán en el Programa que no cuenten con UTER; la constitución de la UTER en la Región IV; y el fortalecimiento de las UTER ya existentes en las Regiones IX y X.
- 3.14 El fortalecimiento de las Secretarías Regionales de Planificación y Coordinación (SERPLAC) se realizará a través de la capacitación de sus sectorialistas en las nuevas metodologías de análisis de proyectos de electrificación rural, tarea que quedará a cargo de MIDEPLAN. Además, se utilizarán profesionales con capacitación en el tema socio-ambiental de la UTA-CNE y de las UT o UTER para apoyar a los sectorialistas de las SERPLAC en el análisis y evaluación de las Fichas Ambientales (§3.32).
- 3.15 La presentación del Plan de Fortalecimiento Institucional, Capacitación y Promoción para las diversas instancias de ejecución del Programa es **condición**

previa al primer desembolso de los recursos del financiamiento del Banco. Asimismo, la constitución de las UT o UTER y la asignación del personal para operarlas, y la capacitación, de acuerdo a lo previsto en el Plan de Fortalecimiento Institucional, Capacitación y Promoción para el inicio del primer año de ejecución, de los profesionales de las UT, UTER, SERPLAC, GORE, Unidad de Control Regional (UCR) de la SUBDERE, así como de los gestores de proyectos de las comunidades de las respectivas regiones en temas socio-ambientales, **son condiciones previas al primer desembolso de los recursos del Financiamiento del Banco para el componente de Incentivos Gubernamentales a la Inversión Privada en Electrificación Rural para cada una de las regiones participantes del Programa.**

- 3.16 **Reglamento Operativo.** Los procedimientos de ejecución y administración del Programa tomarán en cuenta las recomendaciones de los estudios financiados por la FAPEP y de los talleres realizados durante la etapa de preparación de la operación, los cuales contaron con la participación de las instituciones gubernamentales del orden nacional y regional involucradas, así como de las empresas distribuidoras o cooperativas. El Reglamento Operativo del Programa incorporará los cambios metodológicos y de proceso introducidos con respecto a la metodología anteriormente utilizada, relacionados con los perfeccionamientos técnicos y operativos en relación a: (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 redes y autogeneración a ser utilizada; (iii) el tratamiento de los aspectos sociales y ambientales, teniendo en cuenta las principales recomendaciones del informe de la consultoría socio-ambiental puesta a disposición del público por la CONAMA; (iv) los mecanismos de transferencia de recursos; (v) los mecanismos de coordinación con otros servicios públicos; (vi) rubros elegibles para el financiamiento del Programa dentro de cada uno de los componentes; y (vii) la definición de los esquemas básicos de los marcos tarifarios y de gestión aplicables a los proyectos de autogeneración, incluyendo modelos de contrato que incorporen dichos elementos. La entrada en vigencia del Reglamento Operativo es **condición previa al primer desembolso de los recursos del financiamiento del Banco.** Asimismo, es **condición contractual especial que cualquier modificación a dicho Reglamento Operativo requerirá el consentimiento escrito tanto del Banco como del Prestatario.**
- 3.17 **Las comunidades.** Para todas las intervenciones del Programa, será necesario que se construya una relación de confianza entre los promotores del proyecto (SUBDERE, UTA-CNE y UT o UTER) y las comunidades beneficiarias. De acuerdo con la estrategia de promoción contenida en el Plan de Fortalecimiento Institucional, Capacitación y Promoción para las diversas instancias de ejecución del Programa, las comunidades deberán ser informadas de todas las ventajas y desventajas de cada uno de los sistemas y los costos de las instalaciones intra-domiciliarias, medidores y empalmes que estarían bajo su responsabilidad, y la forma de ahorro o financiamiento disponible para solventarlos (§3.33).

- 3.18 **Elegibilidad y contratación de los proyectos de extensión de redes.** La elegibilidad de los proyectos se realizará de acuerdo a la Metodología de Evaluación de Proyectos establecida por MIDEPLAN-CNE (§1.9). En tal sentido, los proyectos de extensión de redes a ser ejecutados a partir de 2004 incorporarán las distintas mejoras sugeridas por la FAPEP: (i) horizonte de evaluación de los proyectos de 30 años; (ii) reconocimiento de especificaciones técnicas mínimas para efectos del cálculo del costo del proyecto y los subsidios a ser otorgados; (iii) uso de nuevas curvas de demanda a nivel de las distintas regiones que formarán parte del Programa; (iv) incorporación efectiva de las demandas por usos productivos en el cálculo de los ingresos futuros de los proyectos; y (v) ajustes en la fórmula a ser utilizada para el cálculo de las pérdidas técnicas de distribución.
- 3.19 En el caso de los proyectos que puedan ser reconocidos para financiamiento retroactivo según lo indicado en el §3.30, y aquéllos a ser realizados y financiados en el año 2003, que será un año de transición hacia la nueva metodología de evaluación del PER, serán elegibles como parte del Programa los proyectos para los cuales las negociaciones entre los GORE y las empresas distribuidoras se realicen sobre la base del subsidio máximo que se reconocería al introducir a su cálculo las curvas de demanda actualizadas y los posibles ahorros de costos debido a la especificación de postes de mínimo costo en el diseño de los proyectos.
- 3.20 Manteniendo el esquema de descentralización administrativa vigente en el país, los proyectos de extensión de redes seguirán siendo contratados por los GORE, los cuales serán fortalecidos y asesorados para que puedan estar en condiciones de suplir sus deficiencias de información y actuar en un plano de mayor igualdad técnica frente a las empresas distribuidoras y cooperativas con las cuales deben negociar y fijar los subsidios estatales a la inversión.
- 3.21 Se otorgarán dos tipos de subsidios estatales. Los correspondientes a la electrificación de localidades, y los correspondientes a la normalización de clientes. Los primeros serán negociados como una suma global fija correspondiente a la electrificación de cada localidad, y su monto máximo quedará establecido por el valor negativo del VANP, tal como se explica en el párrafo (§1.9). En los casos donde sea posible la competencia entre empresas y cooperativas por la concesión, dicha competencia será incentivada y considerada en el proceso de negociación del monto de subsidio.
- 3.22 El subsidio estatal máximo a reconocer por la electrificación de cada localidad será cuantificado por las UT o UTER con la asesoría de la UTA-CNE, y aprobado por las SERPLAC de MIDEPLAN durante la etapa de evaluación del proyecto. Dicho procedimiento obedece a que en la práctica no es posible determinar subsidios para los proyectos de extensión de redes mediante mecanismos de competencia, debido a que son pocas las empresas distribuidoras o cooperativas interesadas en la electrificación de cada localidad, lo cual daría lugar a ofertas monopólicas u oligopólicas, con las consiguientes distorsiones de precios originadas en la imperfección natural de estos mercados.

- 3.23 En este contexto, es importante aclarar que, debido a que la cuantificación del subsidio estatal máximo a reconocer se hace en función de cantidades de obra y precios eficientes, sobre la base de especificaciones técnicas mínimas, y dada la libertad que poseen las empresas distribuidoras o cooperativas para construir sus redes con mejores especificaciones técnicas que las reconocidas para efectos del cálculo del subsidio máximo, no resulta viable, factible, ni recomendable para las entidades gubernamentales exigir trazados, topologías o características técnicas específicas a las redes de distribución a construir por parte de las empresas distribuidoras. Por ello, en este esquema tampoco tiene sentido exigir que los actores privados construyan sus redes cumpliendo requerimientos relacionados con la adquisición de los materiales o con la forma de contratar su construcción ya que, en última instancia, al tener la responsabilidad por el diseño, las compras de bienes y servicios, y la ejecución de los proyectos, son dichas empresas las que corren con todos los riesgos asociados a los costos finales de la inversión, operación y mantenimiento de los proyectos que realicen, y quienes conservan la responsabilidad por prestar el servicio según la normatividad vigente en el país.
- 3.24 De este modo, la empresa distribuidora o cooperativa que obtenga la concesión de cada nueva localidad a servir, como contraprestación contractual al subsidio recibido, deberá comprometerse a operar y mantener los sistemas de distribución eléctrica a lo largo del período de la concesión, cumpliendo las normativas técnicas establecidas y recaudando la tarifa vigente. En la construcción de las obras de distribución, las empresas pueden alejarse del trazado optimizado o de las normas técnicas reconocidas, siempre y cuando los cambios que introduzcan signifiquen especificaciones superiores a las mínimas reconocidas, asuman cualquier sobre costo que ello pudiera originar, y, además, conecten a todos los clientes potenciales existentes sobre cuya base se elaboró el proyecto de electrificación de cada localidad. En consecuencia, una de las funciones de las UT o UTER, conforme se menciona en el párrafo (¶3.10), será verificar el cabal cumplimiento de las cláusulas contractuales que incluyen, entre otros, el cumplimiento de las especificaciones mínimas reconocidas, la conexión de los clientes finales existentes que justifican económicamente la electrificación de cada localidad, y los demás acuerdos contractuales tales como garantías, desembolsos y tiempos de ejecución.
- 3.25 Finalmente, en el caso de los proyectos de normalización de clientes, el subsidio estatal será concedido como un valor uniforme por cliente final conectado, y su valor máximo será calculado según los criterios de evaluación acordados entre MIDEPLAN y la CNE, como se señaló en el ¶2.11.
- 3.26 **Elegibilidad y contratación de los proyectos de autogeneración.** En cuanto a los proyectos de autogeneración, tanto de aumento de cobertura como de mejoramiento del abastecimiento de energía, MIDEPLAN incorporará en el Sistema de Estadísticas Básicas de Inversión (SEBI) el requisito de la visación técnica de la CNE antes de que sean sometidos a su evaluación final. Para dichos proyectos, se asegurará que sólo serán elegibles los proyectos de autogeneración previamente aprobados por la UTA-CNE que incluyan la exigencia que los proyectos cuenten con mecanismos adecuados para asegurar que la provisión del servicio sea sostenible a lo largo de su vida útil (ver ¶2.15).

- 3.27 A diferencia de lo que ocurre en el suministro de electricidad por extensión de redes, en los proyectos de autogeneración sí resulta posible determinar los costos de inversión mediante procedimientos de competencia entre actores privados del mercado. Esto se debe a que en este tipo de proyectos no existen las mismas economías de escala, de alcance, de clientes cautivos y de limitaciones al libre ingreso o salida de actores del mercado, que existen en la distribución de electricidad mediante redes. Sin embargo, al igual que en el caso de los proyectos de extensión de redes, el monto máximo de subsidio que puede otorgarse estará determinado por el VANP del proyecto calculado con base en la metodología aprobada por MIDEPLAN para los proyectos de autogeneración, incluyendo los nuevos perfeccionamientos metodológicos. La ubicación de los usuarios y los recursos energéticos disponibles para autogeneración (sol, viento, agua, etc.) se identifican en el anteproyecto o formulación inicial del proyecto. A partir de estos datos, se realiza una evaluación de pre-factibilidad que muestra si el proyecto es posible de realizar y si corresponde a una solución de mínimo costo. Dichos estudios deberán ser ejecutados por la UTA-CNE, con apoyo de las UT o UTER y municipalidades. El estudio de factibilidad técnica que incluye, entre otros, el diseño y la ingeniería de detalle del proyecto, deberá ser contratado a una empresa privada con capacidad reconocida. Por último, las SERPLAC de MIDEPLAN revisan la evaluación económica de los proyectos.

D. Adquisición de bienes y servicios

- 3.28 La contratación de servicios de consultoría o la adquisición de bienes, serán llevadas a cabo de acuerdo con los procedimientos y políticas del Banco en la materia: (i) los servicios de consultoría con valor superior a US\$200.000, se adjudicarán mediante licitación pública internacional (LPI); (ii) la adquisición de bienes se hará mediante LPI para valores iguales o superiores a US\$300.000. En el anexo II se presenta el Plan de Adquisiciones del Programa. Se podrá utilizar el precio como uno de los criterios de selección de prestadores de servicios, de acuerdo a lo dispuesto en el documento GN-1679-3.²⁶ Cuando la selección de dichos prestadores de servicios se base en una combinación de criterios de precio y calidad, el precio no tendrá un peso superior al 30% de los factores de selección.
- 3.29 Debido a que el Programa no financiará obras sino más bien incentivos (principalmente subsidios) fijados ex-ante para inducir a las empresas distribuidoras privadas a realizar inversiones en electrificación rural en las áreas definidas como prioritarias, la ejecución y administración del 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 las empresas que llevarán a cabo los proyectos de extensión de redes y autogeneración incluyan las siguientes condiciones: (i) el compromiso de que los bienes y servicios a ser adquiridos con recursos del subsidio se utilizarán exclusivamente para los fines de los referidos proyectos; (ii) la obligación, por parte de las empresas distribuidoras, proveedoras o cooperativas, de cumplir las medidas de protección ambiental previstas en el Plan de Control Ambiental (PCA); (iii) el derecho de la

SUBDERE, la CNE y el Banco, así como de la firma privada de auditoría independiente de examinar los bienes, lugares, trabajos y construcciones de los respectivos proyectos; (iv) la obligación, por parte de las empresas distribuidoras, proveedoras o cooperativas, de proporcionar toda la información que la SUBDERE, la CNE, el Banco, la Contraloría General de la República o la firma privada de auditoría independiente soliciten con relación al proyecto, según corresponda: (a) una certificación de la nacionalidad de origen de los bienes y servicios adquiridos para la realización del proyecto; y (b) el monto y porcentaje del costo total del proyecto que representan los bienes y servicios provenientes de los países miembros del Banco; (v) la obligación de las empresas distribuidoras, proveedoras o cooperativas de entregar, previo a la recepción provisoria de los proyectos por parte de los GORE, una lista de los usuarios que han sido conectados a la red o sistema de autogeneración, como parte del proyecto, firmada por los representantes autorizados de la empresa y de la UT o UTER correspondiente; (vi) la obligación, por parte de las empresas distribuidoras, proveedoras o cooperativas, de presentar, al recibir el subsidio correspondiente, garantías bancarias, aceptables al Prestatario y al Banco, por el anticipo de dicho subsidio para el respectivo proyecto, y de fiel cumplimiento del contrato; (vii) la obligación, por parte de las empresas distribuidoras, proveedoras o cooperativas, de presentar, al momento de la recepción provisoria del respectivo proyecto, una garantía de la correcta ejecución del mismo en reemplazo de las garantías indicadas en el acápite anterior; y (viii) para los proyectos de autogeneración, un mecanismo que permita al GORE, en caso que la empresa proveedora 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 otra empresa proveedora, a través de una nueva licitación. La presentación de los modelos de contrato entre los GORE y el sector privado para los proyectos de extensión de redes y de autogeneración, que incluyan las cláusulas recomendadas por el Banco, es **condición previa al primer desembolso de los recursos del financiamiento del Banco**.

- 3.30 El Banco reconocerá gastos efectuados desde el 30 de noviembre de 2002, fecha de realización de la misión de análisis del Programa, hasta el equivalente de US\$8 millones como parte de los gastos de la contrapartida local, y hasta US\$2 millones adicionales como reconocimiento retroactivo con cargo al Financiamiento. En el reconocimiento de gastos, los montos serán admitidos siempre que se hayan cumplido requisitos sustancialmente análogos a los establecidos en el presente Programa. Debido a que, para efectos de la reposición del Fondo Rotatorio, sólo se reconocerán los pagos del subsidio 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 los GORE hayan aceptado oficialmente el proyecto, se determinó la necesidad de establecer un Fondo Rotatorio por el equivalente de hasta 10% del monto del préstamo.

E. Aspectos ambientales

- 3.31 El Programa incorpora las medidas de prevención, mitigación, reparación y compensación de impactos ambientales que pudiesen originarse debido a las actividades del Programa (¶4.18), mediante un Plan de Control Ambiental (PCA), el cual formará parte de todos los contratos de los proyectos a ser realizados por el sector privado. El PCA contiene medidas de control basadas en la normativa ambiental chilena para los impactos directos identificados, las cuales se aplicarán de acuerdo con la naturaleza de los proyectos. Dichas medidas incluyen, entre otros, los siguientes aspectos: (i) control de emisiones a la atmósfera y calidad del aire; (ii) control de ruidos; (iii) manejo y disposición de residuos líquidos y sólidos, industriales y domésticos; (iv) manipulación y almacenamiento de combustibles líquidos; (v) transporte de materiales; (vi) protección de cauces, derechos de agua y vías de navegación; (vii) protección del paisaje; (viii) protección de la fauna, de la flora y la vegetación; (ix) protección del patrimonio cultural; (x) salud, higiene laboral y seguridad; y (xi) protección de suelos. Además, toma en cuenta el ordenamiento territorial vigente, verificando que los emplazamientos de cada instalación generadora o de transporte de electricidad se realice en sectores permitidos por el correspondiente Plan Regulador Comunal o Seccional que pudiera existir (¶4.19).
- 3.32 El Programa incorpora la utilización de una Ficha Ambiental, que será requerida por MIDEPLAN como antecedente complementario para todos los proyectos que postulen a financiamiento del PER. La ficha tiene como objetivos: i) asegurar la introducción de los aspectos socio-ambientales de cada proyecto en el análisis de su elegibilidad; y ii) proveer la información necesaria que permita determinar las medidas ambientales que deberán ser adoptadas durante la implementación de los proyectos.
- 3.33 El Programa promueve la participación de las comunidades indígenas y campesinas así como el fortalecimiento y la capacitación en gestión ambiental de las distintas instituciones involucradas (¶3.17, ¶4.4, ¶4.5 y ¶4.19), para lo cual se capacitará en temas sociales y ambientales a los funcionarios de éstas que trabajarán en la evaluación, control, supervisión y monitoreo de los proyectos del Programa.

F. Estado de cumplimiento de las condiciones previas al primer desembolso

- 3.34 Durante las negociaciones del Programa, el Prestatario informó al Banco que todas las condiciones especiales previas al primer desembolso de los recursos del Financiamiento se encuentran en proceso avanzado de cumplimiento, por lo que no se prevé dificultades o demoras para lograr la elegibilidad para desembolsos de la operación propuesta.

G. Período de ejecución y calendario de desembolsos

- 3.35 El período previsto para la ejecución física del PER cubre el horizonte 2002 – 2006. El período de desembolso del préstamo será, como mínimo, de 36 meses, y como máximo de 48 meses, mientras que el plazo máximo para comprometer

recursos del Financiamiento será de 42 meses, contados a partir de la fecha de vigencia del contrato de préstamo. Serán reconocidos los gastos incurridos en la contratación de consultorías destinadas a culminar la preparación del Programa y a consolidar el componente de fortalecimiento institucional y capacitación, efectuados a partir de noviembre de 2002, y con el pleno cumplimiento de las disposiciones sobre adquisición de servicios.

- 3.36 El Cuadro III-2 presenta una estimación preliminar de los desembolsos del Banco para el período 2003 – 2006.

Cuadro III-2 Cronograma de Desembolsos (US\$ Millones)					
Categoría	2003	2004	2005	2006	TOTAL
Administración del Programa	0,125	0,125	0,125	0,125	0,500
1. SUBDERE	0,030	0,030	0,030	0,030	0,120
2. CNE	0,030	0,030	0,030	0,030	0,120
3. UT/UTER	0,065	0,065	0,065	0,065	0,260
Componente de Incentivos Gubernamentales a la Inversión Privada en Electrificación Rural	8,000	11,100	11,000	8,000	38,100
1. <u>Incentivos a la Inversión en extensión de redes</u>	<u>5,000</u>	<u>7,000</u>	<u>7,000</u>	<u>5,000</u>	<u>24,000</u>
a. Electrificación de localidades	4,850	6,850	6,850	4,850	23,400
b. Normalización de clientes	0,150	0,150	0,150	0,150	0,600
2. <u>Incentivos a la Inversión en autogeneración</u>	<u>3,000</u>	<u>4,100</u>	<u>4,000</u>	<u>3,000</u>	<u>14,100</u>
a. Sistemas de autogeneración	2,550	3,600	3,500	2,550	12,200
b. Estudios de soporte al desarrollo de proyectos	0,450	0,500	0,500	0,450	1,900
Componente de Fortalecimiento Institucional, Capacitación y Promoción.	0,300	0,100	0,050	0,050	0,500
a. Consultorías técnicas y socio-ambientales	0,100	0,050	0,025	0,025	0,200
b. Capacitación en aspectos socio-ambientales	0,100	—	—	—	0,100
c. Capacitación en redes y autogeneración	0,100	0,050	0,025	0,025	0,200
d. Seminarios regionales	—	—	—	—	0,000
Imprevistos	—	—	—	0,300	0,300
FAPEP	0,200	—	—	—	0,200
FIV	0,400	—	—	—	0,400
Total del Programa	9,025	11,325	11,175	8,475	40,000
%	22,6	28,4	28,0	21,0	100,0

H. Control de los recursos del Programa

- 3.37 Los recursos del Préstamo ingresarán a la cuenta corriente en dólares que la Tesorería General de la República (TGR) mantiene en el Banco Central de Chile. La TGR traspasará los fondos equivalentes en pesos a la cuenta corriente que la SUBDERE mantiene en el Banco del Estado. La SUBDERE establecerá, en su Plan de Cuentas, cuentas auxiliares que contablemente separen la utilización y flujo de los recursos del Financiamiento y de la contrapartida local (incluido como condición previa al primer desembolso en las Normas Generales). La SUBDERE traspasará los fondos a las cuentas corrientes que los GORE mantienen en el Banco del Estado, de acuerdo a las solicitudes de caja de estos últimos.

- 3.38 Cada GORE establecerá en su Plan de Cuentas, cuentas auxiliares que contablemente separen la utilización y flujo de los recursos del Financiamiento y de la contrapartida local. Los GORE remitirán a la coordinación nacional

(SUBDERE) información detallada sobre el estado de dichas cuentas y recursos. Los registros del uso de los recursos deben estar debidamente documentados para la revisión del Banco y de la Contraloría General de la República. El establecimiento de un Plan de Cuentas en el respectivo GORE, según lo indicado en este párrafo, **es condición previa al primer desembolso de los recursos del Financiamiento para el componente de Incentivos Gubernamentales a la Inversión Privada en Electrificación Rural en cada una de las regiones participantes del Programa.**

- 3.39 Los informes financieros, incluyendo lo referente al uso de los recursos del Fondo Rotatorio, deberán incluir información financiera-contable sobre la situación de los recursos y las cuentas auxiliares del Financiamiento y la contrapartida, tanto a nivel de los GORE como de la SUBDERE.

I. Seguimiento y evaluación

- 3.40 La supervisión del Programa será llevada a cabo por la Representación del Banco en el país. Adicionalmente, se ha previsto que, con la participación del Equipo de Proyecto, se lleven a cabo reuniones anuales de administración y monitoreo.
- 3.41 En dichas reuniones: (i) se analizará el avance en el plan anual de inversión; (ii) se revisará el cumplimiento de metas, objetivos, indicadores y supuestos incluidos en el Marco Lógico (Anexo I), así como la evolución de los riesgos identificados; (iii) se acordará el plan de inversiones para el año siguiente, precisando las metas a ser logradas, así como las medidas correctivas que puedan requerirse.
- 3.42 Para dichas reuniones, el Ejecutor se compromete a presentar anualmente al Banco, por lo menos 15 días hábiles antes de cada reunión, un informe de progreso del Programa, de cumplimiento de las obligaciones contractuales y del avance en el logro de los indicadores, metas y supuestos del Programa presentados en el Marco Lógico (Anexo I), así como la evolución de los riesgos identificados en el Programa. El co-ejecutor presentará un informe técnico sobre el desarrollo histórico del PER y su recomendación sobre las inversiones previstas para el año siguiente. En caso que el Banco encontrara deficiencias en la ejecución del Programa, el Ejecutor deberá presentar al Banco una propuesta de medidas correctivas con su respectivo calendario de implantación.
- 3.43 **Auditorías financieras y operativas.** Los estados financieros del Programa deberán presentarse al Banco anualmente dentro de los 120 días siguientes al cierre del ejercicio presupuestario del Ejecutor y durante el período de ejecución del Programa, auditados por la Contraloría General de la República de Chile. El Prestatario presentará anualmente, junto con los estados financieros del Programa, una auditoría operativa de los proyectos de extensión de redes y autogeneración, la cual será llevada a cabo por muestreo por una firma privada independiente aceptable al Banco (§3.29).

J. Evaluación posterior

- 3.44 De conformidad con la política del Banco, luego de realizadas las consultas respectivas con el 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 considera necesario comprometer la realización de una evaluación ex-post con recursos del Programa.
- 3.45 De otro lado, como se explica en otras secciones del documento (§1.15 a §1.20 y §4.18 a §4.26), durante la preparación del Programa propuesto se realizaron, con recursos de la FAPEP, una serie de estudios y talleres con los principales actores involucrados, con el fin de incorporar al diseño general de la presente operación y a la formulación de los proyectos individuales de extensión de redes y autogeneración, las principales lecciones aprendidas de la amplia experiencia con la que cuenta el país en la ejecución de los proyectos de electrificación rural, incluyendo los impactos socio-ambientales de los mismos. Asimismo, durante el primer año de ejecución de la operación se tiene previsto realizar, con recursos del sub-componente de autogeneración del Programa, una evaluación ex-post de proyectos de autogeneración realizados anteriormente en Chile (§2.17), con el fin de complementar los resultados de los estudios sobre remoción de barreras a la electrificación rural mediante el uso de energías renovables financiados por el GEF (§1.25 y §4.37) e incorporar en el diseño de los futuros proyectos de autogeneración las lecciones que se extraigan de la experiencia en la ejecución de proyectos similares realizados en el pasado. Debido a lo anterior, el equipo de proyecto considera que no se justificaría la realización de una evaluación ex-post con recursos del Banco, ya que no se espera que dicha evaluación aporte información adicional de significación con respecto a la que ya se cuenta o se prevé contar al final de la ejecución del Programa.

IV. VIABILIDAD Y RIESGOS

A. Viabilidad técnica

- 4.1 Las proyecciones de carga indican que al año 2010, los consumidores conectados bajo el componente de extensión de redes del Programa añadirían 14,4 MW y aproximadamente 32,4 GWh de consumo anual al sistema eléctrico nacional. Dicho incremento en la demanda de generación para cubrir los requerimientos adicionales de electrificación rural es muy pequeño en relación a la demanda de las áreas urbanas totalmente electrificadas, representando apenas un 0.1% del consumo total actual del SIC, y un 1,5% del incremento en la demanda observado en el año 2002. Asimismo, es importante destacar que entre 1996 y 1998 se añadieron cerca de 20 mil nuevas conexiones rurales por año. De este modo, se concluye que, tanto en términos de la capacidad de generación como de ejecución física, las 28,3 mil nuevas conexiones para aumentar la cobertura mediante proyectos de extensión de redes son técnicamente factibles en las áreas actualmente sin servicio en las que se implementará el Programa propuesto. En cuanto al componente de autogeneración, se emplearán tecnologías conocidas de generación (diesel, eólica, solar y micro centrales eléctricas) que actualmente están siendo utilizadas en el país, y están previstos recursos para la realización de estudios de factibilidad técnica antes de efectuar los llamados a licitación de los distintos proyectos de autogeneración a ser realizados.
- 4.2 De otro lado, el Programa introduce una serie de mejoras en relación a las etapas anteriores del PER, las que incluyen, entre otras, el reconocimiento de especificaciones técnicas modestas, pero suficientes, para cumplir con las normas de calidad de prestación del servicio, y el reconocimiento de costos eficientes sustentados en estudios técnicos para cada uno de los proyectos de extensión de redes y autogeneración a ser incorporados al Programa. Con el fin de asegurar la determinación de precios unitarios eficientes en la evaluación ex-ante de los proyectos elegibles, se contratará una consultoría para apoyar a la CNE en el mejoramiento de los aspectos económico-financieros (precios unitarios de insumos, costos de mano de obra, determinación de costos eficientes de operación y mantenimiento, conformación del banco de datos a ser utilizado para el cálculo de costos, etc) a ser incorporados al diseño de los proyectos.

B. Viabilidad institucional

- 4.3 El esquema de ejecución propuesto toma en cuenta la exitosa experiencia de las etapas anteriores del PER así como los perfeccionamientos necesarios para enfrentar algunas debilidades identificadas en los organismos gubernamentales involucrados y en los procesos de gestión y control de las inversiones.
- 4.4 De este modo, los componentes de Fortalecimiento Institucional y Administración contempla acciones para establecer una Unidad Técnica de Electrificación Rural (UTER) en la Región IV y desarrollar la capacidad técnica de las UTER en las Regiones IX y X; desarrollar las capacidades técnicas de las Unidades Técnicas (UT) de las demás regiones donde se implantará el Programa; incrementar la

capacidad de gestión, seguimiento y control de la SUBDERE como ejecutor del Programa; fortalecer la capacidad de la CNE mediante la creación de una Unidad Técnica especializada (UTA-CNE) que incorpore personal profesional adicional con experiencia en proyectos de electrificación rural y autogeneración, así como capacitar al gerente de dicha unidad técnica en temas socio-ambientales, para asesorar a las UT o UTER y monitorear el cumplimiento de las especificaciones ambientales en la ejecución de los proyectos. Asimismo, se contará con el asesoramiento de consultorías especializadas.

- 4.5 Para posibilitar la coordinación de las acciones que involucren a los distintos organismos gubernamentales que participan directa o indirectamente del Programa, se establecerá un Comité Interministerial con la participación permanente de la SUBDERE, CNE, MIDEPLAN y DIPRES. Asimismo, la ejecución del Programa dará especial importancia a la efectiva participación de las comunidades beneficiarias en todas las etapas de identificación, desarrollo y ejecución de los proyectos. Se espera que la utilización del mecanismo de Participación Ciudadana constituirá un aspecto importante de los procesos de consultas comunitarias a ser incorporados al Programa.

C. Viabilidad socioeconómica

1. Disposición a pagar

- 4.6 Las encuestas y análisis realizados por MIDEPLAN con el fin de determinar y actualizar la información sobre las curvas de demanda eléctrica residencial en zonas rurales de las regiones en las que se implantará el Programa indican que, en general, las familias rurales chilenas sin servicio eléctrico están dispuestas a cubrir los pagos mensuales que generaría su conexión a los sistemas eléctricos,²⁷ debido a que el uso de fuentes energéticas sustitutivas, tales como velas, kerosén, baterías eléctricas, pilas, etc, obliga a dichas familias pobres a incurrir gastos mensuales significativamente mayores.²⁸ De este modo, se comprueba en dichos consumidores la existencia de una marcada preferencia por el uso de la energía eléctrica y una amplia disposición a pagar la totalidad de las tarifas vigentes por el servicio eléctrico en las zonas rurales de Chile. Esto también queda evidenciado por la aceptación general, en las anteriores etapas del PER, por parte de los potenciales beneficiarios de efectuar los depósitos bancarios requeridos para ir cubriendo los costos de las conexiones domiciliarias, y la posterior comprobación del pago regular de las tarifas en los proyectos de electrificación rural que el PER ha venido llevando a cabo en la última década.

2. Viabilidad socioeconómica del subcomponente de extensión de redes

- 4.7 **Muestra representativa y modelo de simulación económico-financiero.** El análisis de la viabilidad socioeconómica del subcomponente de extensión de redes del PER se realizó sobre la base de la información disponible en el banco de datos

²⁷

Estos pagos representarían, en promedio, entre 1,8% y 2,5% del ingreso mensual de las familias beneficiarias.

²⁸

Dichos gastos en productos energéticos sustitutivos serían, en promedio, 3 a 5 veces superiores al pago de la tarifa eléctrica correspondiente a un consumo de 30-50 kWh/mes.

del Programa, al cual se incorporaron proyectos técnicamente maduros que ya han sido debidamente evaluados e incorporados al BIP, y un modelo de simulación especialmente diseñado para evaluar el impacto económico y financiero del mismo. El banco de datos depurado utilizado en las simulaciones abarca una muestra representativa de 524 proyectos que incluyen un total 16.653 viviendas, las cuales representan más del 63% del universo previsto de beneficiarios en nuevas localidades a ser electrificadas, el cual se estima en 26.277 viviendas. El modelo computacional de simulación utilizado permite calcular, sobre la base de la metodología de Evaluación de Proyectos de Electrificación Rural establecida por MIDEPLAN (§1.9 y §3.3 al §3.5), los flujos netos de cada uno de los proyectos de la muestra, su Valor Actualizado Neto (VAN) y tasas internas de retorno, tanto desde el punto de vista social como privado. Para ello se emplearon, entre otras, variables tales como: la tasa de crecimiento poblacional en las zonas donde se implantará el Programa, el número de beneficiarios potenciales distribuidos según los niveles socioeconómicos de las categorías de clasificación CAS y la demanda estimada según niveles de ingreso, con y sin proyecto, en cada una de las regiones, a lo largo del período de la simulación; las tarifas de venta a los usuarios por parte de las empresas distribuidoras; los costos de compra de la electricidad en cada nudo; las pérdidas de electricidad estimadas sobre la base de las distancias promedio desde las localidades a electrificar a los nudos de compra; los costos de las líneas de media y baja tensión; etc.

- 4.8 Las simulaciones realizadas permitieron establecer los proyectos económica y financieramente viables, el correspondiente número de viviendas beneficiarias, costos de inversión totales, niveles de subsidio estatal y aporte de las empresas distribuidoras, así como el VAN social que se obtiene, tanto para el escenario base, como para cada uno de los distintos escenarios que resultan de la introducción de las distintas mejoras metodológicas y técnicas a ser incorporadas a esta nueva etapa del PER.
- 4.9 **Resultados de las simulaciones, análisis de mínimo costo, e impacto de las mejoras propuestas.** La introducción de las distintas mejoras propuestas por los estudios financiados por la FAPEP permite asegurar que la electrificación se realice al mínimo costo económico total. En efecto, el impacto global del conjunto de mejoras produce una reducción del costo de inversión por cliente de US\$1.915/vivienda antes de introducir las mejoras propuestas, a US\$1.567/vivienda una vez introducidas las mejoras, es decir, una reducción en los costos unitarios de inversión superior al 18%. De manera similar, los requerimientos de subsidios estatales se reducen de US\$1.386/vivienda a US\$1.206/vivienda, o US\$180 por cliente. La disminución de US\$348/vivienda en el costo unitario de inversión significa un ahorro en el costo total de las inversiones requeridas equivalente a US\$9,1 millones,²⁹ distribuidos entre US\$4,7 millones de menores requerimientos de subsidios estatales y US\$4,4 millones de menores aportes de las empresas.

²⁹

Para dicho cálculo se considera que un total de 26.277 viviendas serán electrificadas mediante extensiones de redes a nuevas localidades. Adicionalmente, se electrificarían 2.034 viviendas mediante el programa de normalización de clientes imbuidos en la red, para un total estimado de 28.311 viviendas a ser electrificadas a través de los proyectos a ser incluidas en este subcomponente.

- 4.10 **Análisis de beneficio–costo.**³⁰ El análisis beneficio-coste de los proyectos admisibles de la muestra representativa indica que su Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE) asciende a 27,7%³¹ y su Valor Actual Neto Social (VANS) a US\$38,7 millones.³² Todos los proyectos admisibles del universo a electrificar, de acuerdo con a los criterios de elegibilidad adoptados en la metodología MIDEPLAN, tienen una TIRE superior al 10%.³³
- 4.11 El Cuadro IV-1 muestra los principales resultados del análisis de sensibilidad de la muestra representativa del subcomponente de extensión de redes del Programa. En todos los casos simulados, la TIRE promedio de los proyecto admisibles de la muestra permanece por encima del 20%. Las simulaciones realizadas demuestran que el Programa es robusto, puesto que sus indicadores de bondad económica permanecen elevados, aún frente a cambios importantes de las variables explicativas que los determinan, tal como se resume en el cuadro que se presenta a continuación.

<p>Cuadro IV-1 Análisis de Sensibilidad de la Muestra de Proyectos de Extensión de Redes Valores monetarios expresados en US\$ millones</p>						
DESCRIPCIÓN	Número de Viviendas	Inversión Total	Subsidio Estatal	Aportes Empresas	Aportes Clientes	VAN Social
ESCENARIO BASE	16.653	26,1	20,1	1,3	4,7	38,7
1. El costo total de inversión						
a. Aumenta 10%	16.487	28,0	21,7	1,1	5,2	36,0
b. Aumenta 20%	16.176	29,5	22,9	1,0	5,5	33,3
2. El costo de electricidad y la tarifa caen en 15%	16.653	26,1	20,3	1,0	4,7	37,5
3. La demanda cae en 15%	16.487	25,5	20,1	0,7	4,7	33,7

3. Viabilidad socioeconómica del subcomponente de autogeneración

- 4.12 **Muestra indicativa.** En el caso de los proyectos de autogeneración, si bien se cuenta con un inventario de 23 proyectos que cubre un total de 8.829 viviendas, en muchos casos se trata de proyectos con información incompleta que aún no han sido incorporados formalmente al BIP, y cuya formulación se encuentra en

³⁰ En esta sección se presenta un breve resumen de las principales conclusiones del análisis económico del Programa. La información de detalle correspondiente a dicha evaluación se encuentra disponible en los archivos técnicos de FII.

³¹ Cabe señalar que, debido a que los datos utilizados para la evaluación económica corresponden a los de la actual cartera de proyectos disponibles en el PER, los precios unitarios considerados en la muestra representativa corresponden a valores observados que, en general, son mayores que los costos mínimos a ser incorporados a través de las mejoras metodológicas en la nueva etapa del Programa. En consecuencia, los indicadores económicos estimados para la muestra representativa, corresponden a un escenario conservador.

³² Cálculo realizado utilizando una tasa de descuento social del 12%. A modo de ilustración, la extrapolación de este resultado al universo de localidades a electrificar mediante el Programa, produce un VANS de US\$61,0 millones.

³³ Para los proyectos admisibles en la muestra representativa analizada, la TIRE varía entre una tasa mínima de 12,5% y una tasa máxima de 83,5%

distintas etapas de maduración. De estos, se evaluó en detalle una muestra de 12 proyectos de autogeneración ubicados en las diferentes regiones donde se focalizará el Programa, los cuales incluyen un total de 7.339 viviendas (es decir, un número equivalente a casi un 90% del total de viviendas que se plantea como meta para este subcomponente del Programa). Para los proyectos de esta muestra, se estimó el impacto que tendría la minimización del costo sobre la inversión total y el monto de los subsidios estatales que resultaría de la adopción de las distintas mejoras metodológicas propuestas.

- 4.13 **Impacto de las mejoras propuestas.** En el caso de los proyectos de autogeneración, el costo total de los proyectos contenidos en la muestra indicativa (sin incluir las mejoras propuestas), ascendería a US\$2.332/cliente. El impacto global del conjunto de las mejoras propuestas y simuladas redundaría en una disminución de casi el 10% en el costo unitario de inversión, reduciéndose su valor hasta US\$2.099/cliente. Esto se debe, principalmente, a la adopción de estándares y especificaciones técnicas eficientes en la formulación de los proyectos de mini-redes eléctricas de autogeneración a través de micro centrales o de combinaciones energía eólica/diesel. En cuanto a los subsidios estatales, se estima que las mejoras permitirán que su valor se reduzca de US\$1.798/cliente a US\$1.544/cliente, es decir, una disminución del 14,1%.
- 4.14 La disminución en el costo unitario de inversión en US\$233 por vivienda electrificada y en US\$ 254/vivienda en el valor del subsidio estatal implicarían un ahorro agregado de US\$1,9 millones en el costo de inversión del subcomponente, y una reducción de US\$2,1 millones en los requerimientos de subsidios estatales.

D. Viabilidad financiera

- 4.15 Al igual que en las anteriores etapas del PER, todas las inversiones en proyectos de extensión de redes serán realizadas por cuenta de las empresas privadas o cooperativas eléctricas establecidas en las tres regiones donde se focalizará el Programa. Dichas empresas participan en el Programa en la medida que los proyectos sean privadamente rentables desde un punto de vista financiero. Para ello, el diseño del Programa, siguiendo la metodología establecida por MIDEPLAN, contempla el pago de un subsidio estatal que cubre parte de los costos de inversión iniciales. Dicho subsidio se calcula de manera que la rentabilidad privada ex-ante del proyecto alcance un mínimo del 10% sobre el monto de la inversión privada, una vez considerados los ingresos netos vía tarifas a lo largo del horizonte temporal de los proyectos (¶1.9). Asimismo, los costos de las conexiones e instalaciones domiciliarias del PER deben ser cubiertas íntegramente mediante aportes realizados por cuenta de los beneficiarios individuales del Programa.³⁴ Se estima que los recursos a ser aportados por las empresas y

³⁴

En algunas localidades, los municipios se aseguran de que estas contribuciones van a ser realizadas abriendo cuentas bancarias especiales en las que los futuros beneficiarios de los proyectos del PER pueden ir realizando aportes monetarios hasta cubrir los montos de la contribución requerida. En otros casos, las propias empresas distribuidoras financian el costo de dichas conexiones domiciliarias, para luego ir recuperando este aporte a través de cuotas mensuales que se incluyen en las cuentas de consumo eléctrico de los beneficiarios.

cooperativas de energía eléctrica equivalen a un 9,5% del total de la inversión³⁵ prevista, y los correspondientes a los beneficiarios a un 15,2%, niveles de contribución que resultan similares a los de las etapas anteriores del PER y que han demostrado ser financieramente factibles.

- 4.16 De otro lado, si bien los proyectos de autogeneración también pueden ser ejecutados y/o administrados a través de ONGs, juntas de usuarios, etc, en estos casos los subsidios a la inversión se asignan en forma competitiva y, al igual que en los casos de extensión de redes, las normas chilenas exigen que las tarifas a cobrarse a los beneficiarios cubran todos los costos de operación y mantenimiento de los sistemas, para lo cual los municipios y las entidades proveedoras del servicio definen acuerdos tarifarios con los administradores que aseguren la sostenibilidad financiera de los sistemas provistos.
- 4.17 Finalmente, el Gobierno de Chile, a través de la DIPRES del Ministerio de Hacienda, se ha comprometido a complementar oportunamente el financiamiento del Banco con recursos de contrapartida provenientes del presupuesto ordinario de la Nación, con el fin de garantizar la oportuna ejecución del Programa y el logro de las metas de electrificación rural que se ha propuesto la presente Administración.

E. Viabilidad ambiental y social.

- 4.18 Chile posee una avanzada normativa medio ambiental, la cual forma parte del sistema nacional de inversiones y es por tanto aplicada a cada proyecto que se financia. Pese a ello, la Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) del Programa identificó algunas deficiencias en la gestión socio-ambiental y diseñó las medidas complementarias y/o correctivas adecuadas en respuesta a dichas debilidades. Tales medidas cumplen con los requisitos del Banco en materia socio-ambiental. Fueron realizados: (i) un Plan de Control Ambiental (PCA), con las especificaciones de los proyectos, las cuales harán parte de los pliegos de licitación y/o contratos de obras, con el fin de prevenir y mitigar los impactos que pudieran generarse (¶3.31); (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 (¶3.9, ¶3.13 a ¶3.15, y ¶4.4); y (iii) un levantamiento y estudio del perfil socioeconómico, étnico y cultural de la población rural directamente beneficiada por los proyectos de electrificación, y las consultas públicas de la población involucrada, identificando sus expectativas, conflictos y dificultades existentes con relación al Programa (¶3.33, ¶4.22 y ¶4.25).
- 4.19 El Programa prevé un conjunto de mecanismos institucionales para implantar las acciones de mitigación de los impactos ambientales y contempla una gestión socio-ambiental adecuada. Las acciones de refuerzo de la capacidad de gestión ambiental de la CNE y de los GORE (¶3.9, ¶3.13 y ¶3.15), así como la inclusión de las especificaciones ambientales (PCA) en los pliegos de licitación y/o contratos para la ejecución de los proyectos, permitirán un adecuado y continuo tratamiento

³⁵

La inversión total en electrificación rural del Programa se estima en US\$59.9 millones, incluyendo US\$5,7 millones de aportes de empresas y US\$9,1 millones de beneficiarios finales.

de los aspectos socio-ambientales en las diversas fases y modalidades de los proyectos de electrificación rural del Programa (§3.31).

- 4.20 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 (§2.19 a §2.22, §2.24 y §2.31 cuadro II.1); y su período de ejecución es compatible con el periodo de realización de los proyectos. Las medidas de control ambiental constan en los Planes de Control Ambiental (PCA) de los proyectos de electrificación rural a ser ejecutados por las empresas eléctricas.
- 4.21 Fue evaluado el préstamo anterior concluyéndose que: (i) el aspecto más significativo observado fue la mejora de la calidad de vida de las poblaciones atendidas por la electrificación (§1.20); y (ii) los proyectos de autogeneración ejecutados tuvieron una baja sostenibilidad, lo que evidencia la necesidad de ajustar la normativa operativa y asegurar una divulgación adecuada de ese tipo de generación de energía (§1.20, §2.15 a §2.18 y §3.26). La corrección de ese aspecto negativo es uno de los aspectos incorporados al presente Programa (§2.15 a §2.18, §3.26 y §4.38).
- 4.22 La EAE concluyó que no se prevén impactos acumulativos de las acciones del PER. Asimismo, el estudio antropológico que fue realizado en el marco de la preparación de la operación propuesta no identificó ninguna necesidad de apoyo especial para las comunidades indígenas localizadas en las regiones que serán beneficiadas por el Programa: ni el incorporar subsidios al consumo o el potenciar en mayor medida el mercadeo social ya previsto (§4.18) hacia las comunidades indígenas y campesinas 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) el Programa constituye una aspiración básica de estas comunidades.
- 4.23 El estudio realizado sobre las relaciones entre las comunidades indígenas y las municipalidades muestra que dichas relaciones se tornan más estrechas a medida que aumenta la presencia territorial de la etnia. Las acciones de promoción social propuestas en el Programa fortalecerán los lazos de confianza de las comunidades con los gobiernos locales, fomentando una mayor participación de las mismas en todas las etapas de diseño e implantación del Programa, y generando interrelaciones positivas entre la comunidad, los gobiernos locales y otras instancias del sector público (§3.17, §3.33, §4.19 y §4.22).
- 4.24 Entre los cambios propuestos por la EAE en el presente Programa, en atención a las políticas ambientales del Banco, se encuentran: (i) incorporación de la ficha ambiental paralelamente al levantamiento de la ficha EBI; (ii) fortalecimiento institucional y capacitación en materia socio-ambiental de las instituciones

involucradas en el Programa; y (iii) concentración de los fondos en las tres regiones más deficitarias del país.³⁶

- 4.25 Fueron realizadas las consultas públicas en comunidades beneficiadas por el Programa, y los resultados de esas consultas constan en el informe de Evaluación Ambiental Estratégica del Programa y reflejan el deseo de esas comunidades en participar del Programa (¶3.33 y ¶4.18). Dicho informe fue colocado a disposición del público para comentarios del 5 de septiembre al 6 de octubre de 2002 en las 13 Direcciones Regionales de la CONAMA. Previo a la colocación del informe de EAE a disposición del público se publicó un aviso de prensa informando acerca de los locales, fechas y horarios de consulta.
- 4.26 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.
- 4.27 Para asegurar la adecuada implantación de las medidas ambientales previstas, se recomienda que el Contrato de Préstamo incluya las siguientes cláusulas contractuales:
- a. **previo al primer desembolso del Programa**, que el Ejecutor proporcione evidencia al Banco que fue efectuado el fortalecimiento institucional y socio-ambiental de la UTA-CNE, con la capacitación prevista en temas socio-ambientales;
 - b. **previo al primer desembolso** para proyectos en cada una de las regiones, que el Ejecutor presente evidencia de que: (i) fueron contratados o capacitados en temas socio-ambientales por las UT o UTER los profesionales que actuarán como monitores y velarán por el cumplimiento de los cuidados socio-ambientales en el diseño y ejecución de los proyectos del PER; y (ii) fue realizado el entrenamiento en temas socio-ambientales de los profesionales de las UT o UTER y las SERPLAC, los gestores de proyectos de las comunidades y empresas, los profesionales de la División de Análisis y Gestión de los GORE y de la Subsecretaría de Desarrollo Regional (SUBDERE) con responsabilidad administrativa sobre el Programa.
 - c. cada UT o UTER deberá presentar al Banco informes semestrales describiendo las medidas ambientales adoptadas y los resultados obtenidos, los eventuales problemas resultantes y las medidas correctivas adoptadas para su solución. **Como condición contractual del Programa, al final del tercer año de la fecha de entrada en vigencia del Contrato de Préstamo**, el ejecutor presentará un informe conteniendo los resultados de la implementación de las medidas socio-ambientales del Programa.

³⁶

Las regiones IV, IX y X absorberían un 87,4% de los recursos a ser destinados a estímulos a la inversión en electrificación rural (US\$41,7 millones de un total de US\$47,7 millones) durante el periodo de ejecución del Programa.

F. Equidad social y reducción de la pobreza

- 4.28 Como se mencionó anteriormente (§1.11 y §1.12) el 88% del déficit de cobertura se concentra en las zonas de más alta ruralidad de las tres regiones con menores índices de cobertura del país (regiones IV, IX y X)³⁷.
- 4.29 Las regiones en las cuales se focalizarán las inversiones del Programa propuesto, no son sólo aquellas que muestran coberturas de electrificación rural más distantes en relación con la meta del 90% comprometida por el gobierno, sino que además presentan altos índices de pobreza y bajos índices de desarrollo humano, un número significativo de población indígena, y zonas isleñas donde no será posible acceder a energía transportada mediante extensión de redes.
- 4.30 En efecto, según los datos de la última encuesta Encuesta de Caracterización Socioeconómica (CASEN) de diciembre de 2000, el 72,7% de los habitantes de las zonas rurales donde no se dispone de energía eléctrica pertenece a los dos quintiles inferiores de la distribución del ingreso rural, y un 49,5% pertenece al 20% de la población más pobre de estas regiones. Teniendo en cuenta lo anterior, debido a que el Programa focalizará los esfuerzos de inversión, capacitación y difusión precisamente en las zonas rurales más apartadas y pobres de las regiones que tienen las mayores carencias en materia de suministro de energía, se considera que la presente operación constituye un proyecto que promueve la equidad social (SEQ), como se describe en los objetivos claves para la actividad del Banco contenidos en el informe sobre el Octavo Aumento General de Recursos (Documento AB-1704), y que califica, sobre la base del criterio geográfico, como un proyecto orientado a la reducción de la pobreza (PTI).

G. Beneficios

- 4.31 El Programa propuesto contribuirá al logro de la meta del gobierno chileno de alcanzar un mínimo de 90% de electrificación en las zonas rurales de cada una de las 13 regiones del país hacia fines del año 2006. Para ello, se espera que los incentivos a la inversión privada en electrificación rural en las zonas deficitarias permitan inducir a las empresas distribuidoras a conectar a las redes a casi 29 mil familias, y a que se dote de energía eléctrica o mejore el abastecimiento mediante proyectos de autogeneración y mini-redes locales que enfaticen el uso de fuentes energéticas renovables a cerca de 8,3 mil familias en zonas rurales aisladas donde no es técnica o económicamente factible extender las redes de distribución.
- 4.32 Al estar focalizado en las zonas rurales más carenciadas del país, el Programa propuesto contribuirá al mejoramiento 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.
- 4.33 Asimismo, el Programa contribuirá a la introducción e implantación de un conjunto de mejoras técnicas y metodológicas que conlleven a una minimización de los

³⁷

Actualmente, los índices de cobertura de electrificación rural en dichas regiones es el siguiente: IV: 79%; IX: 76%; y X: 79%.

costos unitarios de los nuevos proyectos, a un uso más eficiente de los recursos de inversión, y a una significativa reducción en el valor del subsidio estatal requerido para esta nueva fase del PER. De este modo, en comparación con el escenario base, las simulaciones del componente de extensión de redes realizadas en base a la muestra indican que los cambios a ser introducidos en esta nueva etapa del PER permiten una disminución en el costo unitario de la inversión de más del 18% (pasando de US\$1.915 a US\$1.567 por vivienda), lo cual implica un ahorro proyectado en los costos totales de la inversión en extensión de redes de US\$9,1 millones y un menor subsidio de US\$4,7 millones. De manera similar, las mejoras introducidas en el componente de autogeneración implican un menor costo de inversión equivalente a US\$1,9 millones y una disminución en los subsidios estatales de alrededor de US\$2,1 millones, con lo cual el ahorro total del Programa alcanza los US\$11,0 millones en relación a los costos de inversión y US\$6,8 millones en menores subsidios estatales.

- 4.34 De otro lado, mediante los Componentes de Fortalecimiento Institucional y Administración del Programa se reforzará la capacidad de la CNE, la SUBDERE y de las Unidades Técnicas de Electrificación Rural en las tres regiones más deficitarias, lo cual posibilitará una mejor formulación, evaluación y seguimiento de los proyectos de electrificación rural. Asimismo, en relación a los proyectos de autogeneración, se espera que el mayor énfasis en la participación comunitaria y los aspectos relacionados con la difusión del Programa en las zonas más apartadas contribuyan al logro de una mayor sostenibilidad de los proyectos a ser financiados (¶2.12, ¶2.14 a ¶2.18 y ¶2.22).
- 4.35 Finalmente, como beneficios socio-ambientales directos y tangibles del PER, que forman parte del mejoramiento de la calidad de vida, pueden identificarse, entre otros, los siguientes: (i) mayor facilidad para acceder a una mejor educación, salud, desarrollo cultural y de información, comunicación, recreación y desarrollo de actividades productivas; (ii) mejores posibilidades de acceso e integración al proceso de desarrollo socioeconómico local, regional y nacional; (iii) mejoramiento en la calidad del aire con la sustitución de fuentes energéticas más contaminantes; y (iv) menor utilización de combustibles fósiles no renovables.

H. Riesgos

- 4.36 Uno de los riesgos de la operación consiste en que la incorporación de las mejoras recomendadas por los estudios financiados por la FAPEP puedan generar resistencia por parte de las empresas distribuidoras o en las cooperativas a participar en la ejecución de los proyectos de extensión de redes. Esta posibilidad se origina en el hecho de que, durante las etapas previas del PER, tales empresas o cooperativas percibieron subsidios estatales superiores a los hoy en día calculados asumiendo criterios de eficiencia económica y técnica. Aunque la cuantificación actual de los máximos subsidios estatales no busca realizar electrificación rural a costa de las utilidades de las empresas, los incentivos a ser ofrecidos eventualmente podrían ser percibidos como insuficientes para incentivar la inversión privada, especialmente en el ámbito de los mercados de distribución rural, que son cada vez más costosos y difíciles de administrar. Se ha buscado minimizar este riesgo

mediante dos mecanismos. En primer lugar, las mejoras introducidas no sólo producen menores costos de inversión que los tradicionales, sino también resultan en menores aportes financieros por parte de las empresas. En segundo lugar, a lo largo de la preparación y diseño del Programa se buscó incorporar las observaciones realizadas por parte de las empresas distribuidoras y cooperativas eléctricas a las anteriores etapas del PER.³⁸

- 4.37 Un segundo riesgo del Programa radica en no lograr una amplia participación del sector privado para invertir o financiar nuevas modalidades de negocios en el área de autogeneración basada en energías renovables no convencionales. Esto se debe al alto costo de inversión inicial en estas tecnologías, a la ausencia de normativas y certificación de equipos, y al relativo desconocimiento acerca de la gestión, ejecución, operación y mantenimiento de estos sistemas por parte de usuarios privados y públicos. Con el fin de mitigar este riesgo, se ha venido coordinando dicho componente con el Proyecto GEF-CNE-PNUD, iniciado en 2001, de “Remoción de Barreras para la Electrificación Rural con Energías Renovables”, el cual contempla un aporte no reembolsable del *Global Environment Facility (GEF)* de US\$6 millones.
- 4.38 Asimismo, debido a que muchas veces los proyectos de autogeneración son administrados por empresas de menor envergadura, ONGs o asociaciones comunitarias, podría existir el riesgo de que estos proyectos no tengan una sostenibilidad técnica, financiera o institucional a lo largo del tiempo. Con el fin de mitigar dicho riesgo, la estrategia adoptada en el diseño del Programa consistió en requerir que sólo sean elegibles los proyectos de autogeneración aprobados por la UTA-CNE, 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 (§2.15 a §2.18, §3.26 y §4.21).
- 4.39 Finalmente, existe el riesgo de que algunas de las debilidades detectadas en las unidades técnicas de Municipios, Gobiernos Regionales y SERPLAC a cargo de la formulación, evaluación y ejecución de los proyectos de electrificación rural financiados por el FNDR puedan causar demoras durante la fase de implementación del Programa propuesto. Este riesgo será mitigado mediante el componente de fortalecimiento institucional, capacitación y promoción y la incorporación de la CNE como asesor técnico y co-ejecutor del Programa. Asimismo, la creación de una UTER en la IV Región y el fortalecimiento institucional de las UT o UTER en las demás Regiones, así como la capacitación que se suministrará a los profesionales de dichas unidades, asegura que los riesgos de que ocurran demoras en esta nueva etapa del PER debido a posibles debilidades en las unidades técnicas regionales sean muy reducidos.

³⁸

Las empresas eléctricas fueron entrevistadas durante las múltiples visitas de campo realizadas por los consultores de la FAPEP, y tuvieron una activa participación en el segundo taller preparatorio realizado en Santiago.

CHILE: Programa de Electrificación Rural (CH-0174) Marco Lógico

Resumen Descriptivo	Indicadores	Medios de Verificación	Supuestos																		
Fin Contribuir al mejoramiento de las condiciones de vida de la población rural de menores recursos económicos.	1.1 Mayor nivel de ingreso y menores índices de pobreza de la población rural beneficiada.	1.1 Censo e informes estadísticos nacionales y encuestas CASEN en comunas y localidades beneficiarias.	1. El Gobierno mantiene su apoyo a la estrategia y programas de reducción de la pobreza.																		
Propósito Población rural de las regiones atendidas por el Programa con servicios de energía eléctrica eficientes y sostenibles.	<div>1.1 Número de viviendas atendidas por extensión de redes y autogeneración, se incrementa:</div> <div><div>Metas Anuales (miles)</div><table><thead><tr><th></th><th>Ampliaciones de cobertura</th><th>Normalización de servicios</th></tr></thead><tbody><tr><td>2003</td><td>6,9</td><td>-</td></tr><tr><td>2004</td><td>9,5</td><td>1,2</td></tr><tr><td>2005</td><td>9,5</td><td>1,2</td></tr><tr><td>2006</td><td>6,9</td><td>1,4</td></tr><tr><td>Total</td><td>32,8</td><td>3,8</td></tr></tbody></table></div> <div>1.2 Al final del Programa el consumo de energía eléctrica suministrada por los proyectos se incrementó en las áreas beneficiadas.</div> <div>1.3 La disponibilidad de servicio para los proyectos de autogeneración se mantiene por encima del 85%¹ cada año.</div>		Ampliaciones de cobertura	Normalización de servicios	2003	6,9	-	2004	9,5	1,2	2005	9,5	1,2	2006	6,9	1,4	Total	32,8	3,8	<div>1.1 Censo e informes estadísticos nacionales/encuestas especiales/Informe de progreso del Programa.</div> <div>1.2 Informes de la CNE, de las empresas distribuidoras, proveedoras y cooperativas de energía eléctrica .</div> <div>1.3 Informes de auditoría/Informes de supervisión/Monitoreo de actividades.</div>	<div>1. Las empresas distribuidoras, proveedoras y cooperativas de energía eléctrica cumplen con los compromisos asumidos de operar y mantener los servicios de electricidad.</div> <div>2. 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.</div>
	Ampliaciones de cobertura	Normalización de servicios																			
2003	6,9	-																			
2004	9,5	1,2																			
2005	9,5	1,2																			
2006	6,9	1,4																			
Total	32,8	3,8																			

¹ Medida sobre la base del índice de interrupción del servicio (medido como porcentaje del año que los equipos se encuentran fuera de operación) promedio para los distintos tipos de proyectos de autogeneración.

Resumen Descriptivo	Indicadores	Medios de Verificación	Supuestos
<p>Componentes</p> <p>1. Cobertura de la electrificación rural por extensión de redes y por autogeneración ampliada en cada una de las diez regiones del Programa.</p>	<p>1.1 La cobertura eléctrica en 2006 alcanza o mantiene al menos un 90% de las viviendas rurales en cada una de las regiones beneficiadas por el Programa.</p> <p>Los valores de referencia, resultados del Censo 2002, son:</p> <p>Región I.....79%</p> <p>Región II.....78%</p> <p>Región III.....79%</p> <p>Región IV.....79%</p> <p>Región VII.....91%</p> <p>Región VIII.....88%</p> <p>Región IX.....76%</p> <p>Región X.....79%</p> <p>Región XI.....73%</p> <p>Región XII.....74%</p> <p><i>Al final del periodo de ejecución del Programa:</i></p> <p>1.2 Se redujo entre 10% y 15% el monto del subsidio en relación al que se hubiera tenido sin las mejoras técnicas y de planificación a ser introducidas a través de esta operación.</p> <p>1.3 Las micro y pequeñas empresas proveedoras de servicios energéticos que operan los sistemas de autogeneración mantienen flujos de caja positivos.</p> <p>1.4 Al menos 2.000 nuevas viviendas electrificadas mediante proyectos de autogeneración que utilizan fuentes renovables (solar, eólica, biomasa o hídrica).</p>	<p>1.1 Censo e informes estadísticos nacionales/encuestas especiales.</p> <p>1.2 Estimación de costos del Programa con y sin las mejoras. Información sobre la metodología de evaluación efectivamente utilizada para fijar los topes de los subsidios, contenida en las carpetas de proyectos individuales financiados por el Programa.</p> <p>1.3 Informe de Progreso del Programa.</p> <p>1.4 Informe de Progreso del Programa.</p>	<p>1. Los subsidios a ser ofrecidos resultan suficientes para incentivar la inversión privada.</p> <p>2. Se logra una amplia participación del sector privado en el financiamiento de nuevas modalidades de negocios en el área de autogeneración.</p> <p>3. Los nuevos servicios de electricidad son aceptados y utilizados por los usuarios, en especial en las comunidades indígenas.</p> <p>4. No se genera una resistencia de parte de las empresas distribuidoras, proveedoras o cooperativas a la incorporación de las mejoras identificadas en el Programa.</p>

2. Fortalecimiento Institucional, Capacitación y Promoción ejecutado.	<p>1.1 Unidad Técnica de la CNE (UTA-CNE) establecida y en operación a octubre 2003.</p> <p>1.2 Unidad Técnica de Electrificación Rural (UTER) de la Región IV establecida y en operación, las UTER de las Regiones IX y X capacitadas, al igual que las UT en las demás regiones beneficiarias, a diciembre de 2003.</p> <p>1.3 La SUBDERE fortalecida en su capacidad de gestión, seguimiento y control::</p> <p>a) Contador/auditor de la UCN contratado a octubre de 2003.</p> <p>b) Sistema contable financiero de la UCN implantado, probado, y operacional a diciembre de 2003.</p> <p>1.4 Comité Interministerial (SUBDERE, CNE, MIDEPLAN y DIPRES) creada y en funcionamiento:</p> <p>a) Acta de creación, integración y funcionamiento aprobado a octubre de 2003.</p> <p>b) Reuniones cuatrimestrales realizadas.</p> <p>1.5 Capacitación en temas socio-ambientales/ficha ambiental:</p> <p>a) Un mínimo de 150 personas de las distintas unidades de gobierno y gestores de proyecto de comunidades y empresas capacitadas en temas socio-ambientales a enero de 2004.</p> <p>b) 80% de las fichas ambientales de proyectos presentados para la revisión por parte de la UT-UTER son aprobadas por ésta sin correcciones.</p> <p>1.6 Promoción</p> <p>a) Número de reuniones realizadas con la Comunidad interesada en los servicios de electrificación.</p>	<p>1.1 Informe de Progreso del Programa/Informe de Progreso del Componente.</p> <p>1.2 Informe de Progreso del Programa/Informe de Progreso del Componente.</p> <p>1.3 Informes del progreso del Programa/Informe de Progreso del Componente.</p> <p>1.4 Informe del progreso del Programa/Informe de Progreso del Componente/Actas de reuniones de la Comisión.</p> <p>1.5 Informe de Progreso del Programa/Informe de Progreso del Componente/Informes mensuales/Número de participantes de los talleres.</p> <p>1.6 Informe de Progreso del Programa/Informe de Progreso del Componente/Actas de reuniones con la Comunidad.</p>	1. Los funcionarios de las distintas unidades que participan en la implementación del Programa están dispuestos a recibir la capacitación correspondiente.

Actividades			
1. Administración del Programa. 1.1 SUBDERE 1.2 CNE 1.3 UT/UTER	Por un monto de US\$1,7 millones. 1.1 US\$0,4 millones 1.2 US\$0,4 millones 1.3 US\$0,9 millones	1. Presupuesto y cronogramas de ejecución. 2. Plan de actividades / Sistema de seguimiento y evaluación del Programa.	1 La población rural de las nuevas áreas por electrificar del Programa solicitan los servicios de electricidad, sea por extensión de redes o por autogeneración.
2. Componente de incentivos gubernamentales en electrificación rural 2.1 Incentivos a la inversión en extensión de redes. a. Electrificación de localidades. b. Normalización de clientes. 2.2 Incentivos a la inversión en autogeneración. a. Sistemas de autogeneración. b. Estudios de soporte al desarrollo de proyectos.	Por un total de US\$47,7 millones 2.1 US\$32,3 millones a. US\$31,4 millones b. US\$0,9 millones 2.2 US\$15,4 millones a. US\$12,9 millones b. US\$2,5 millones	1. Presupuesto y cronogramas de ejecución. 2. Plan de actividades / Sistema de seguimiento y evaluación del Programa.	
3. Fortalecimiento institucional, capacitación, y promoción. 3.1 Consultorías técnicas y socio-ambientales. 3.2 Capacitación en aspectos socio-ambientales. 3.3 Capacitación en redes y autogeneración. 3.4 Seminarios regionales.	Por un monto de US\$1,3 millones 3.1 US\$0,4 millones 3.2 US\$0,2 millones 3.3 US\$0,6 millones 3.4 US\$0,1 millones	1. Presupuesto y cronogramas de ejecución. 2. Plan de actividades / Sistema de seguimiento y evaluación del Programa.	

Programa de Electrificación Rural

CH-0174

Adquisiciones

Rubro	Responsable por la Adquisición	Tipo de Licitación	Monto	Realización en:							
				2003		2004		2005		2006	
				1o. Sem	2o. Sem	1o. Sem	2o. Sem	1o. Sem	2o. Sem	1o. Sem	2o. Sem
Equipamientos											
UTA-CNE	CNE	LP	10,550		6,950	600	600	600	600	600	600
UTER	GORE respectivo	LP	149,300		127,700	3600	3600	3600	3600	3600	3600
SUBDERE	SUBDERE	LP	54,150		19,950	5700	5700	5700	5700	5700	5700
Total equipamientos			214,000								
Consultorías & software											
Elaboración Base de Datos Precios	SUBDERE/apoyo CNE	LP	100,000			100,000					
Elaboración Base de Datos Tarifas	SUBDERE/apoyo CNE	LPI	200,000		200,000						
Fortalecimiento proveedores de servicios	SUBDERE/apoyo CNE	LP	100,000		100,000						
Software Contable y Financiero	SUBDERE	LP	45,000		45,000						
Total consultorías y software			445,000								
Total General			659,000		499,600	109,900	9,900	9,900	9,900	9,900	9,900