



Informe de Terminación de Proyecto

PCR

Proyecto CH0174

Nombre del Proyecto: Programa de Electrificación Rural

País: Chile

Sector/Subsector: Energía

Equipo de Proyecto Original: Ricardo Pinto Pinheiro (RE1/FI1) Jefe; Gregorio Arévalo (RE1/FI1); Luis Miglino (RE1/FI1); Bernadete Buchsbaum (LEG/OPR); Luis Hernando Rodríguez (COF/CCH); Francisco Marcondes, Mario Alvarado, Juan Sebastián Barros y Rosana Brandão (consultores RE1/FI1).

Número de Proyecto: CH0174

Número de Préstamo(s), CT(s): 1475/OC-CH

Fecha del QRR: 24 de marzo de 2010

Fecha de Aprobación Final del PCR: 2 de julio de 2010

PCR Equipo: Autor Principal y Miembros: Emilio Sawada, Jefe de Equipo (INE/ENE); Natacha Marzolf (INE/ENE); Jorge Venegas (ICF/FMM); Francisco Lois (FMR/CCH); Pablo Ceppi (Consultor ENE) y Patricio Naveas, Consultor.

Índice

I. INFORMACIÓN BÁSICA.....	1
II. EL PROYECTO	2
A. CONTEXTO DEL PROYECTO	2
B. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.....	2
i. Objetivo(s) de Desarrollo	2
ii. Componentes.....	2
C. REVISIÓN DE LA CALIDAD DEL DISEÑO	3
III. RESULTADOS.....	4
A. EFECTOS DIRECTOS.....	4
B. EXTERNALIDADES.....	7
C. PRODUCTOS	7
D. COSTOS DEL PROYECTO.....	9
IV. IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO	10
A. ANÁLISIS DE LOS FACTORES CRÍTICOS	10
B. DESEMPEÑO DEL PRESTATARIO/ORGANISMO EJECUTOR	10
C. DESEMPEÑO DEL BANCO	11
V. SOSTENIBILIDAD	11
A. ANÁLISIS DE FACTORES CRÍTICOS	11
B. RIESGOS POTENCIALES.....	12
C. CAPACIDAD INSTITUCIONAL	12
VI. EVALUACIÓN Y SEGUIMIENTO	12
A. INFORMACIÓN SOBRE RESULTADOS.....	12
B. SEGUIMIENTO FUTURO Y EVALUACIÓN EX-POST	13
VII. LECCIONES APRENDIDAS	13

Anexos

Abreviaturas y Acrónimos

BIP	Banco Integrado de Proyectos (MIDEPLAN)
CNE	Comisión Nacional de Energía
DIPRES	Dirección de Presupuestos del Ministerio de Hacienda
GEF	<i>Global Environmental Facility</i>
GORE	Gobierno Regional
MIDEPLAN	Ministerio de Planificación
PER	Programa de Electrificación Rural
SUBDERE	Subsecretaría de Desarrollo Regional y Administrativo del Ministerio del Interior
UCN	Unidad de Control Nacional de la SUBDERE
UCR	Unidad de Control Regional de la SUBDERE
UT	Unidad Técnica del GORE
UTA	Unidad Técnica de Apoyo de la CNE
UTER	Unidad Técnica de Electrificación Rural del GORE

I. Información Básica

DATOS BÁSICOS (MONTO EN US\$)

NO. PROYECTO: CH0174

TITULO: Programa de Electrificación Rural

Prestatario: República de Chile
Organismo Ejecutor: Subsecretaría de Desarrollo Regional y Administrativo – SUBDERE

Fecha aprobación Directorio: 17Sep2003
Fecha efectividad contrato préstamo: 26Apr2004

Fecha elegibilidad primer desembolso: 17Nov2004

Préstamo(s): 1475/OC-CH
Sector: Energía

Meses en ejecución

* desde aprobación: 70

* desde efectividad del contrato: 63

Instrumento de préstamo: Inversión/Específico

Períodos de desembolso

Fecha original desembolso final: 26Apr2008

Fecha actual desembolso final: 17Aug2009

Extensión acumulativa (meses): 15

Extensión especial (meses): N/A

Monto préstamo(s)

* Monto original: US\$ 40,000,000.00

* Monto actual: US\$ 38,783,280.38

* Pari Passu (si aplica): 70/30

Desembolsos

Monto a la fecha: US\$38,783,280.38 - 100(%)

Costo Total del Proyecto (Estimado Original):

US\$ 57,200,000.00

Redireccionamiento

Este proyecto:

- Recibió fondos de otro proyecto?

[]

- Envío fondos a otro proyecto?

[]

- N/A

[X]

De/Para No. Proyecto	Para No. Sub-préstamo	Monto

* Monto actual (ajustado para redireccionamiento)

Reducción de Pobreza (PTI): Si

Equidad Social (SEQ): Si

Clasificación ambiental:

En estado de "Alerta"

Está el proyecto "en alerta" por PAIS: No

De ser afirmativo, favor indicar razones (Clasificaciones OD, PI, y/o indicadores relevantes de PAIS): N/A

Comentarios de relevancia de la clasificación de alerta de este proyecto (si aplica): N/A

Resumen de la Clasificación de Desempeño

OD	[] Muy Probable(MP)	[P] Probable (P)	[] Poco Probable (PP)	[] Improbable (MI)
PI	[] Muy Satisfactorio (MS)	[S] Satisfactorio (S)	[] Poco Satisfactorio (I)	[] Muy Insatisfactorio (MI)
Riesgo	[] Alto (A)	[M] Medio (M)	[] Bajo (B)	

II. El Proyecto

a. Contexto del Proyecto

Chile fue uno de los primeros países en el mundo en desregular y privatizar el sector de energía. En la década de 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 distribución. Las empresas de distribución fueron divididas de acuerdo a sus áreas de operación, pero no se les garantizó derechos exclusivos en dichas áreas.

En la actualidad, las zonas urbanas de Chile se encuentran totalmente electrificadas. Para aumentar el acceso del medio rural a la electricidad, a mediados de la década de los '90, Chile lanzó un ambicioso Programa de Electrificación Rural (PER), 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, cuando aplicable.

El PER, creado a fines de 1994, formó 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.

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 período 1995-98. El Censo de Población y Vivienda realizado en el 2002, confirmó 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% en abril de 2002.

El Proyecto motivo del presente PCR, tuvo por objeto apoyar al gobierno nacional en la ejecución del PER en el período 2002-2006, para cumplir con una meta de 90% de cobertura nacional de las áreas rurales.

b. Descripción del Proyecto

i. Objetivo(s) de Desarrollo

El objetivo general del Proyecto es mejorar las condiciones de vida de la población rural de Chile de menores recursos, reducir la exclusión social en las regiones del país que presentan los índices más bajos de cobertura en electrificación rural y mejorar la eficiencia y la gestión de la inversión regional en este sector, contribuyendo al proceso de descentralización del país.

ii. Componentes

El Proyecto fue estructurado en dos componentes: (1) Incentivos¹ Gubernamentales a la Inversión Privada en Electrificación Rural y (2) Fortalecimiento Institucional, Capacitación y Promoción del Programa.

¹ La Propuesta de Préstamo (PR-2771, párrafo 2.5) indicó que los incentivos gubernamentales estaban compuestos por subsidios estatales a la inversión privada en extensiones de redes y autogeneración y por el financiamiento de estudios de apoyo para estos últimos.

1. Componente de Incentivos Gubernamentales a la Inversión Privada en Electrificación Rural

Este componente financiaría subsidios estatales a la inversión privada para proyectos de extensión de redes y proyectos de autogeneración eléctrica y fue estructurado a su vez en dos subcomponentes:

- (a) **Extensión de Redes**, que contemplaba el financiamiento de US\$ 31,4 millones en subsidios estatales para viabilizar proyectos privados de electrificación para aproximadamente 26.300 viviendas rurales ubicadas en localidades de las diez regiones de Chile que presentaban mayor déficit de electrificación. Los subsidios serían otorgados por cada subproyecto de extensión de redes y su cuantificación sería determinada, entre otros, por el monto negativo del valor actualizado neto privado de cada subproyecto y el monto positivo del valor social, de acuerdo a la metodología vigente de evaluación de proyectos de electrificación rural establecida por el MIDEPLAN, teniendo como límite máximo el monto de la inversión estimada del respectivo subproyecto. Dentro de este subcomponente se financiaría también la normalización de clientes, consistente en el otorgamiento de subsidios por un monto de US\$ 0,9 millones para que las empresas distribuidoras o cooperativas eléctricas realizaran la conexión de cerca de 2.000 viviendas localizadas en áreas que ya contaban con redes de distribución, pero que no habían sido electrificadas en programas anteriores. Para este caso, el subsidio estatal sería concedido por cliente final conectado y su valor máximo sería calculado según los criterios de evaluación acordados entre el MIDEPLAN y la CNE.
- (b) **Autogeneración**, que financiaría subproyectos de generación basados en el uso de energías renovables orientadas a preservar el medio ambiente, para atender comunidades rurales que se encuentran fuera del alcance de las redes de electrificación². El valor de este subcomponente se estimó en US\$ 15,4 millones y se preveía atender a aproximadamente 8.300 viviendas (electrificar a 4.500 y mejorar el abastecimiento de 3.800). Los recursos de este subcomponente se destinarían a financiar dos rubros: (i) subsidios estatales para incentivar la inversión privada en autogeneración, por US\$ 12,9 millones y (ii) estudios de soporte al desarrollo de proyectos, por US\$ 2,5 millones.

2. Fortalecimiento Institucional, Capacitación y Promoción del Programa

Este componente, por un valor de US\$ 1,3 millones, financiaría consultorías técnicas y socio-ambientales, seminarios y capacitación, para apoyar al MIDEPLAN, la SUBDERE, la CNE, los gobiernos regionales y los municipios en la implantación de mejoras metodológicas e institucionales, incluyendo el fortalecimiento de los sistemas operativos, de monitoreo, seguimiento, control y evaluación de proyectos y en el fortalecimiento de la capacidad de negociación de los subsidios. Para el área de autogeneración, dentro de este componente, serían implantadas acciones dirigidas a estimular la participación del sector privado en la inversión y operación de los respectivos sistemas y en la información y motivación de los usuarios sobre las ventajas y limitaciones de las soluciones propuestas.

c. Revisión de la Calidad del Diseño

Se considera que el Proyecto fue adecuadamente diseñado en sus objetivos, componentes y esquema de ejecución. Sus lecciones aprendidas están siendo consideradas en el diseño de una nueva operación (CH-L1048, Programa de Energía Sostenible) formulado en la modalidad de Préstamo en Función de Resultados (PDL), dado el éxito que Chile ha tenido con dicho instrumento.

² La Propuesta de Préstamo (párrafo 2.12) indicó que también podrían utilizarse generadores diesel en localidades donde no sea viable utilizar energías no convencionales.

Adicionalmente, se considera que el valor agregado del Banco a la operación estuvo dado por el rol de facilitador de la relación y diálogo entre los distintos stakeholders involucrados en el Proyecto: SUBDERE, CNE, MIDEPLAN y Gobiernos Regionales. Este diálogo contribuyó a la pre-identificación de soluciones y diseño técnico del Programa.

El aporte innovador del Proyecto estuvo dado en dos niveles. El primer nivel se refiere a la introducción de sistemas de autogeneración con energías renovables que permitiera entregar acceso a electricidad en zonas donde la extensión de red, incluso con subsidios, no es rentable. El segundo nivel, se refiere a la estructura de la institucionalidad asumida por el Programa, donde las competencias técnicas se destinan a regiones fortaleciendo y creando nuevas unidades con mayor capacidad de análisis de proyectos y de interacción con las empresas privadas que los postulan.

El diseño del Programa consideró, desde su génesis, obtener buenas prácticas y resultados que se pudiesen aplicar a proyectos de electrificación que se desarrollen en otros países de la Región. Las mejoras en los sistemas de evaluación de los proyectos, en la institucionalidad, en las soluciones técnicas, en la estructura de ejecución de programa y en la forma de incorporar a los stakeholders, entre otros, está recopilado y evaluado de forma tal que puede ser utilizado en otras operaciones.

Revisión de la Calidad del Diseño			
<input type="checkbox"/> Muy Satisfactorio (MS)	<input checked="" type="checkbox"/> PS] Plenamente Satisfactorio	<input type="checkbox"/> Menos que Satisfactorio (MS)	<input type="checkbox"/> Insatisfactorio (I)

No obstante haberse clasificado el diseño del proyecto como plenamente satisfactorio, hubo un aspecto que no fue suficientemente detallado, correspondiente a la documentación que se debía presentar en las solicitudes de desembolso para determinar la elegibilidad de los subsidios, así como tampoco se estableció si la revisión de los desembolsos debería ser ex-ante o ex-post.

III. Resultados

a. Efectos Directos

El Programa logró los efectos directos planeados, tal como se muestra en el cuadro siguiente.

LOGRO DE LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO (OD)

Objetivos de Desarrollo (Propósito):

1. Población rural de las regiones atendidas por el Programa con servicios de energía eléctrica eficientes y sostenibles.

Clasificación: [P]

Indicadores Claves de Efectos Directos

Efectos Directos Planeados:

1. Número de viviendas atendidas por extensión de redes y auto-generación se incrementa de acuerdo a las siguientes metas anuales:

Año	Ampliaciones de Cobertura	Normalización de Servicios
2003	6.900	0
2004	9.500	1.200
2005	9.500	1.200
2006	6.900	1.400
Total	32.800	3.800

2. Al final del Programa el consumo de energía eléctrica suministrada por los proyectos se incrementó en las áreas beneficiadas.

3. La disponibilidad de servicio para los proyectos de autogeneración se mantiene por encima del 85% cada año.

Efectos Directos Logrados:

1. Número de viviendas atendidas(*) por extensión de redes y auto-generación, en las Regiones efectivamente incluidas en el Programa:

Año	Ampliaciones de Cobertura ³	Normalización de Servicios
2003	4.970	-
2004	5.396	-
2005	7.302	-
2006	5.849	-
2007	2.876	-
2008	4.738	-
2009	2.850	-
Total	33.981	0 (ver detalles en pagina 5).

(*) Corresponde al número de viviendas que serían beneficiadas por los proyectos, al momento de ser otorgados los subsidios del componente de extensión de redes del Programa.

Adicionalmente se han realizado 2 proyectos de autogeneración con fuentes renovables (ver sección C).

2. Hubo incremento del consumo de energía eléctrica suministrada por los proyectos en las áreas beneficiadas, que se estima en el orden de un 10%, debido a la incorporación de las nuevas viviendas atendidas. Adicionalmente, estudios realizados por el MIDEPLAN demuestran que los consumos de energía eléctrica aumentan asintóticamente hasta un punto de estabilización que se alcanza alrededor del quinto año de instalado el servicio, en un monto variable que depende de la Región y del nivel socio-económico de las familias.

3. Las condiciones de calidad y continuidad del servicio en sistemas aislados o de autogeneración se establecen en los contratos específicos, variando caso a caso. La CNE efectúa anualmente una encuesta para evaluar la operación de los sistemas de autogeneración que incluye la información del tiempo en que cada sistema queda inoperativo durante el año. Los datos recolectados no están todavía sistematizados para fines estadísticos.

³ Fuente de Información: Ingematik, Evaluación Programa Electrificación Rural. Préstamo BID Contrato N°1475/OC-CH. Diciembre 2009. (www.subdere.gov.cl – Instrumentos de Acción/PER).

Reformulación.																					
N/A																					
Reajuste ISDP: [Indicar si y cuándo el ISDP fue reajustado, y explicar cambios que resultaron de este ejercicio]																					
N/A																					
Resumen del(os) Objetivo(s) de Desarrollo Clasificación (OD):																					
<input type="checkbox"/> Muy Probable(MP) <input type="checkbox"/> Probable (P) <input type="checkbox"/> Poco Probable (PP) <input type="checkbox"/> Improbable (MI)																					
<p>[Justifique brevemente la clasificación basada en el grado de cumplimiento de las metas planeadas, explicando las diferencias entre los efectos directos planeados y los logrados, así como otros factores relevantes. Indicar referencias sobre la evidencia que respalda dichos resultados]</p> <p>El Programa cumplió con la meta final de atender a viviendas rurales mediante el apoyo a proyectos de extensión de redes y con la prórroga aprobada en su plazo de ejecución, incluso la superó. Con respecto a los proyectos de normalización de servicios y de autogeneración, se cabe destacar lo siguiente entre lo planeado y lo realizado:</p> <p>(i) Los proyectos de normalización de servicios, que corresponden a conexiones a redes existentes, no se ejecutaron dado que dichas conexiones no son de responsabilidad de las empresas eléctricas que ejecutan las obras sino que dependen de la voluntad y posibilidades económicas de cada familia de conectarse al servicio.</p> <p>(ii) Los proyectos de autogeneración no alcanzaron las metas de beneficiarios previstas debido a los altos costos de operación o de conservación de los equipos, que es la principal limitación para este tipo de proyectos. A partir del 2010, el Gobierno de Chile y los GOREs iniciarán proyectos que contemplan la asignación de subsidios no solo a las inversiones sino también a la operación y mantenimiento de estos sistemas, para poder hacerlos sostenibles.</p> <p>No obstante que los proyectos de normalización y de autogeneración no alcanzaron las metas previstas, los proyectos de extensión de redes que representan el 66% del componente de Incentivos a la Inversión en Electrificación Rural del Programa, han cumplido y excedido las metas.</p> <p>Los datos de las viviendas atendidas por año fueron extraídos del Informe de la consultora Ingematik (ver referencia). Se incluyen las viviendas atendidas en el año 2003, ya que el contrato de préstamo consideró el reconocimiento de gastos en forma retroactiva para ese año.</p> <p>De acuerdo a la base de datos de la SUBDERE "Pagos Validados en Dólares.xls", el Programa contempló la ejecución de 681 proyectos con la siguiente distribución en las regiones efectivamente incluidas en el Programa:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Región</th> <th>Número de Proyectos</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>I</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>IV</td> <td>22</td> </tr> <tr> <td>V</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>VII</td> <td>30</td> </tr> <tr> <td>VIII</td> <td>39</td> </tr> <tr> <td>IX</td> <td>257</td> </tr> <tr> <td>X</td> <td>329</td> </tr> <tr> <td>XII</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>681</td> </tr> </tbody> </table> <p>De los 681 proyectos, 563 recibieron financiamiento del Banco y 118 fueron financiados exclusivamente con recursos de la contrapartida local.</p> <p>La definición de "vivienda atendida" corresponde a la forma en que fue considerada el cumplimiento de la meta por parte del Organismo Ejecutor, y se refiere al número de viviendas que serían beneficiadas por los proyectos, al momento de ser otorgados los subsidios del componente de extensión de redes del Programa. El número de viviendas efectivamente conectadas a las redes construidas se completa con posterioridad, dado el desfase que se produce entre el otorgamiento de los subsidios y la conclusión de las obras, que se comenta en el Capítulo siguiente. En todo caso, existe una alta probabilidad de que las viviendas previstas se conecten, ya que corresponden a familias que manifestaron un expreso interés en disponer del servicio, las casas se encuentran plenamente identificadas en los proyectos, marcada su ubicación en las plantas e incluyendo una lista con los nombres de cada beneficiario. Adicionalmente, los elevados porcentajes de cobertura de viviendas rurales electrificadas logrados a nivel nacional, están indicando que habría un alto grado de materialización de conexiones a las redes construidas con los recursos del Programa, de modo que por todas estas razones, se clasifica al Proyecto como probable en el logro de sus objetivos de desarrollo.</p>		Región	Número de Proyectos	I	1	IV	22	V	1	VII	30	VIII	39	IX	257	X	329	XII	2	Total	681
Región	Número de Proyectos																				
I	1																				
IV	22																				
V	1																				
VII	30																				
VIII	39																				
IX	257																				
X	329																				
XII	2																				
Total	681																				
<p>Estrategia de País: La estrategia del Banco en Chile en la época del diseño del proyecto tenía 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 fue consistente con dicha estrategia, ya que permitió un mejoramiento de la calidad de vida de poblaciones aisladas en el medio rural, donde se concentra la pobreza.</p>																					

b. Externalidades

Las externalidades del Programa son múltiples, ya que los beneficios asociados al acceso al servicio eléctrico impactan positivamente todos los aspectos de la vida cotidiana de las familias, como por ejemplo, en la salud y la educación, así como también en el mejoramiento de la productividad. La llegada de la energía eléctrica a los hogares rurales significa disponer de una mayor cantidad de horas de luz con lo que los niños pueden aumentar sus horas de estudio, tener acceso a los medios de comunicación (radio y televisión) y a los sistemas de información, especialmente la Internet. Permite el desarrollo de nuevas actividades productivas mediante el uso de equipos y herramientas eléctricas, posibilitando también la preservación de alimentos, para su comercialización. Se mejora también el acceso vial a las comunidades, debido a los arreglos que se deben realizar en los caminos para permitir el transporte de las líneas, transformadores y postes durante la ejecución de las obras.

c. Productos

PROGRESO EN LA IMPLEMENTACION (PI)																																																
Componentes (Productos)	Indicadores Claves del Producto																																															
<p>Componente 1. Incentivos Gubernamentales a la Inversión Privada en Electrificación Rural:</p> <p>Costo total Componente 1: US\$ 47,7 millones</p> <p>Contrapartida: US\$ 9,6 millones</p> <p>BID: US\$ 38,1 millones</p> <p>Desembolso BID %: 100%</p> <p>Clasificación: [S]</p>	<p><u>Indicadores de los Productos Planeados</u></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. La línea de base, determinada por el Censo 2002 fue:</p> <table><tr><th>Región</th><th>Cobertura</th></tr><tr><td>I</td><td>79%</td></tr><tr><td>II</td><td>78%</td></tr><tr><td>III</td><td>79%</td></tr><tr><td>IV</td><td>79%</td></tr><tr><td>VII</td><td>91%</td></tr><tr><td>VIII</td><td>88%</td></tr><tr><td>IX</td><td>76%</td></tr><tr><td>X</td><td>79%</td></tr><tr><td>XI</td><td>73%</td></tr><tr><td>XII</td><td>74%</td></tr></table>	Región	Cobertura	I	79%	II	78%	III	79%	IV	79%	VII	91%	VIII	88%	IX	76%	X	79%	XI	73%	XII	74%	<p><u>Indicadores al Término del Proyecto</u></p> <p>1.1 Las coberturas en 2009 son⁴:</p> <table><tr><th>Región</th><th>Cobertura</th></tr><tr><td>I</td><td>97%</td></tr><tr><td>II</td><td>93%</td></tr><tr><td>III</td><td>93%</td></tr><tr><td>IV</td><td>94%</td></tr><tr><td>VII</td><td>95%</td></tr><tr><td>VIII</td><td>95%</td></tr><tr><td>IX</td><td>94%</td></tr><tr><td>X</td><td>97%</td></tr><tr><td>XI</td><td>97%</td></tr><tr><td>XII</td><td>86%</td></tr><tr><td>Total País</td><td>96%</td></tr></table>	Región	Cobertura	I	97%	II	93%	III	93%	IV	94%	VII	95%	VIII	95%	IX	94%	X	97%	XI	97%	XII	86%	Total País	96%
Región	Cobertura																																															
I	79%																																															
II	78%																																															
III	79%																																															
IV	79%																																															
VII	91%																																															
VIII	88%																																															
IX	76%																																															
X	79%																																															
XI	73%																																															
XII	74%																																															
Región	Cobertura																																															
I	97%																																															
II	93%																																															
III	93%																																															
IV	94%																																															
VII	95%																																															
VIII	95%																																															
IX	94%																																															
X	97%																																															
XI	97%																																															
XII	86%																																															
Total País	96%																																															
	<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>1.2 No se logró reducir el monto de los subsidios (ver explicación en sección abajo).</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>1.3 No se formaron micro ni pequeñas empresas para operar los tres proyectos de autogeneración construidos con los recursos del Programa.</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>1.4 Se ejecutaron 2 proyectos de autogeneración con fuentes renovables, en las Regiones IV y VII, ambos de generación con energía solar, que beneficiaron a 2.988 viviendas⁵.</p>																																														

⁴ Fuente de Información: CNE. Programa Nacional de Electrificación Rural (PER). Programa de Energización Rural y Social – Diciembre 2009.

⁵ Fuente de Información: SUBDERE "Pagos Validados en Dólares.xls"; Informe de la UTER IV Región y Fichas BIP.

Explique brevemente diferencias entre los productos planeados y actuales (si aplica).			
<p>La meta de cobertura a nivel nacional fue sobrepasada, al llegarse a la finalización del Programa a un 96%. A nivel regional, la meta no fue alcanzada solamente en la Región XII debido a las características de las viviendas a electrificar en dicha región, dispersión geográfica de las mismas, baja densidad de población, características topográficas y consecuente elevado costo para su conexión.</p> <p>La reducción del monto de los subsidios no fue lograda. Sobre esto, vale comentar que dicha meta puede haber sido adecuada al momento del diseño de la operación cuando el nivel de cobertura de electrificación rural en el país era de un 86% y se previa que el Programa ayudaría a subirlo a un 90%. Sin embargo, durante la ejecución del préstamo, no solo se avanzó con los recursos del Banco sino con otros recursos del gobierno, en parte considerados como contrapartida y otros fuera de ella. Con este esfuerzo, se logró superar la meta del 90%. Naturalmente, los costos de las inversiones necesarias para electrificar son crecientes a medida que se acerca a la cobertura del 100% ya que se estarían electrificando viviendas cada vez más alejadas del sistema interconectado o bien de los sistemas aislados, por lo cual los subsidios necesarios también se tornan crecientes. Considerando el actual nivel de cobertura en el país (por encima del 95%), la reducción del costo de los subsidios es un indicador que no se considera adecuado y aplicable para una próxima operación en el sector en Chile.</p>			
Reestructuración. Indique si este componente del proyecto ha sido reestructurado (fecha aprobación Gerente)(si aplica). Describir brevemente las consecuencias de estos cambios.			
<input checked="" type="checkbox"/> X] N/A			
<input type="checkbox"/>] Muy Satisfactorio (MS)	<input checked="" type="checkbox"/> S] Satisfactorio (S)	<input type="checkbox"/>] Poco Satisfactorio (PS)	<input type="checkbox"/>] Muy Insatisfactorio (MI)
<p>Componente 2. Fortalecimiento Institucional, Capacitación y Promoción del Programa:</p> <p>Costo total Componente 2: US\$ 0,0 millones</p> <p>Contrapartida: US\$ 0,0 millones</p> <p>BID: US\$ 0,0 millones</p> <p>Desembolso BID %: 0%</p> <p>Clasificación: [S]</p>	<p><u>Indicadores de los Productos Planeados</u></p> <p>2.1 Unidad Técnica de la CNE (UTA-CNE) establecida y en operación a octubre 2003.</p> <p>2.2 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>2.3 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>2.4 Comité Interministerial (SUBDERE, CNE, MIDEPLAN y DIPRES) creado y en funcionamiento:</p> <p>a) Acta de creación. Integración y en funcionamiento aprobada a octubre de 2003.</p> <p>b) Reuniones cuatrimestrales realizadas.</p> <p>2.5 Capacitación en temas socio-ambientales/ficha ambiental:</p> <p>a) Un mínimo de 150 personas de las distintas unidades de gobierno y gestores de proyectos de comunidades y empresas capacitadas en temas socio-ambientales a enero de 2004.</p> <p>b) 80% de las fichas ambientales de proyectos presentadas para la revisión por parte de la UT-UTER son aprobadas por ésta sin correcciones.</p> <p>2.6 Promoción: Número de reuniones realizadas con la comunidad interesada en los servicios de electrificación.</p>	<p><u>Indicadores al Término del Proyecto</u></p> <p>2.1 Mediante Oficio N°188 del 12/Feb/2004, la CNE informó de la constitución y puesta en operación de la UTA, en virtud de lo establecido en la Cláusula 3.02(c) del Contrato de Préstamo.</p> <p>2.2 Mediante Oficio CR N°15/2004, del 22/Julio/2004, la SUBDERE informó sobre el establecimiento y puesta en operación de las UTER, en virtud de lo establecido en la Cláusula 3.03(b)(ii) del Contrato de Préstamo.</p> <p>2.3 Fue contratado el contador y el sistema contable financiero fue implantado, probado y puesto en operación, en noviembre de 2004.</p> <p>2.4 El Comité Interministerial fue creado e integrado mediante Resolución N°1827 del 23/Dic/2003, de la SUBDERE, en virtud de lo establecido en la Cláusula 3.02(a) del Contrato de Préstamo.</p> <p>2.5 a) A fines del año 2004 se realizaron 2 talleres de capacitación en temas socio-ambientales en Santiago y Puerto Varas, respectivamente, para 120 funcionarios involucrados en los proyectos del PER.</p> <p>b) No se llevó el registro de las fichas ambientales aprobadas por las UT-UTER que tuvieron o no tuvieron correcciones, por lo cual no se pudo determinar este porcentaje.</p> <p>2.6 No se llevó registro sistemático de estas reuniones; sin embargo, como para todo proyecto se debe realizar al menos una reunión para discutirlo con la comunidad y determinar sus adherentes, se estima que se realizaron al menos 681 reuniones, que corresponde al número de proyectos financiados por el Programa.</p>	

Explique brevemente diferencias entre los productos planeados y actuales (si aplica).
 Para la ejecución de las actividades de este componente fueron utilizados recursos propios del Prestatario y principalmente, del Programa de Remoción de Barreras a la Electrificación Rural con Energías Renovables (CH/00/G32), ejecutado por la CNE con financiamiento del GEF. Estos recursos no fueron contabilizados dentro de los costos del Programa dadas las dificultades para separar de manera contable los gastos imputables a las actividades específicas del proyecto con el Banco. Como los productos planeados fueron completados, se califica como satisfactoria la implementación de este componente.

Reestructuración. Indique si este componente del proyecto ha sido reestructurado (fecha aprobación por el Gerente).
Describir brevemente las consecuencias de estos cambios.
☒ N/A

Resumen del Progreso en la Implementación Clasificación (PI):

☐ Muy Satisfactorio (MS) ☒ Satisfactorio (S) ☐ Poco Satisfactorio (I) ☐ Muy Insatisfactorio (MI)

d. Costos del Proyecto

Categoría de Inversión	Costo Planeado (US\$ Millones)			Costo Actual (US\$ Millones)			Diferencia %
	BID	Aporte Local	Total	BID	Aporte Local	Total	
1. Administración del Programa	0,5	1,2	1,7	0,48	0,97	1,45	-15%
1.1 SUBDERE	0,1	0,3	0,4	0,10	0,22	0,32	
1.2 CNE	0,1	0,3	0,4	0,10	0,20	0,30	
1.3 UT/UTER	0,3	0,6	0,9	0,28	0,55	0,83	
2. Incentivos Gubernamentales a la Inversión Privada en Electrificación Rural	38,1	9,6	47,7	38,09	9,60	47,69	0%
2.1 Incentivos a la inversión en extensión de redes	24,0	8,3	32,3	33,15	8,72	41,87	%
2.1.1 Electrificación de localidades	23,4	8,0	31,4	32,56	8,62	41,18	%
2.1.2 Normalización de clientes	0,6	0,3	0,9	0,59	0,10	0,69	%
2.2 Incentivos a la inversión en autogeneración	14,1	1,3	15,4	4,94	0,88	5,82	%
2.2.1 Sistemas de autogeneración	12,2	0,7	12,9	4,94	0,88	5,82	%
2.2.2 Estudios de soporte al desarrollo de proyectos	1,9	0,6	2,5	0,00	0,00	0,00	%
3. Fortalecimiento Institucional, Capacitación y Promoción	0,5	0,8	1,3	0,0	0,00	0,00	-100%
3.1 Consultorías técnicas y socio-ambientales	0,2	0,2	0,4	0,0	0,00	0,00	%
3.2 Capacitación en aspectos socio-ambientales	0,1	0,1	0,2	0,0	0,00	0,00	%
3.3 Capacitación en redes y autogeneración	0,2	0,4	0,6	0,0	0,00	0,00	%
3.4 Seminarios regionales	0,0	0,1	0,1	0,0	0,00	0,00	%
4. Imprevistos	0,7	0,6	1,3	0,0	0,00	0,00	-100%
5. FAPEP	0,2	0,0	0,2	0,21	0,00	0,21	5%
6. FIV	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	%
7. Gastos Financieros	0,0	5,0	5,0	0,00	3,59	3,59	-28%
Total del Programa	40,0	17,2	57,2	38,78	14,16	52,94	-7%
%	70%	30%	100%	73%	27%	100%	

Explique las diferencias:

La diferencia de costos más relevante se produjo en la Categoría 3, Fortalecimiento Institucional, Capacitación y Promoción que, como se comentó en la sección anterior, sus actividades fueron financiadas con recursos propios del Prestatario y principalmente con los recursos del Proyecto CH/00/G32, del GEF, contabilizados fuera del Programa. La otra diferencia relevante se registró en la Categoría 7, Gastos Financieros, producida principalmente por la reducción en las comisiones y tasas de interés cobradas por el Banco en el período.

Fueron cancelados US\$ 1,216,719.62 de los recursos del Préstamo. Hubo también una diferencia en el pari-passu final (73/27), pero la misma puede ser compensada si se consideran los gastos con cargo al presupuesto de la SUBDERE efectuados en el año 2009, correspondientes a proyectos que se encontraban en ejecución, dado el desfase entre la contratación de las obras y el término de los trabajos, tal como se comenta en el Capítulo siguiente.

Cabe también indicar que el Organismo Ejecutor contabilizó como Normalización de Clientes (Sub-Categoría 2.1.2) gastos que correspondían a la Sub-Categoría 2.1.1, Electrificación de Localidades, por un valor de US\$ 698,299.79. Sin embargo, esto no requiere de un ajuste en la contabilidad del LMS del Banco, ya que los recursos fueron desembolsados correctamente, con cargo a la Categoría Principal N° 2, Incentivos Gubernamentales a la Inversión Privada en Electrificación Rural.

IV. Implementación del Proyecto

a. Análisis de los factores críticos

Un aspecto que debe tenerse presente es el desfase natural que se produce entre la contratación de las obras con las empresas eléctricas, la conclusión de dichas obras y la realización de todas las conexiones domiciliarias previstas en cada proyecto, que puede llegar hasta 2 o 3 años. Esto repercute en un desfase entre la entrega de los subsidios, la recepción de las obras y la materialización de las conexiones de las viviendas beneficiadas a las redes construidas, algunas de las cuales pueden realizarse después de finalizado el Programa.

Este proceso dinámico explica las dificultades para comparar las viviendas efectivamente conectadas a una red versus las originalmente previstas en el proyecto y provoca retrasos en la contabilización de los gastos del Programa, que explica la diferencia en el pari-passu comentada en Capítulo anterior.

En lo que se refiere a los procedimientos para los desembolsos, dado que, como se indicó, el diseño del proyecto no especificó claramente la documentación que tenía que ser presentada para determinar la elegibilidad de los subsidios, la Representación procesó los desembolsos contra la presentación de listados de pagos efectuados en proyectos identificados por su código BIP y la verificación si los criterios de elegibilidad de los subsidios estaban siendo debidamente cumplidos fue realizada por muestreo, mediante revisiones ex-post.

En el año 2008, la Representación contrató una consultoría especial para determinar la elegibilidad de los subsidios de extensión de redes y de autogeneración del Programa. La consultoría sistematizó los principales requisitos de elegibilidad y revisó una muestra de 76 proyectos del total de 503 que se encontraban ejecutados o en ejecución a esa fecha (82,5% terminados y 17,5% en ejecución). Como resultado de su trabajo, la consultoría determinó que el 97% de los casos analizados de la muestra tuvieron sus subsidios aprobados sobre la base de un VAN Privado negativo, con lo cual cumplieron la condición socio-económica de elegibilidad; que las contrataciones se realizaron de acuerdo a lo previsto, con un alto número de procesos competitivos, a pesar del carácter esencialmente monopólico de este mercado; y que la totalidad de los proyectos revisados poseen un acta de recepción de las obras, con lo cual la materialización de los proyectos quedó certificada.

En ese mismo año, el Especialista Sectorial a cargo de la operación, con el apoyo de un consultor, realizó una visita a terreno que verificó la materialidad de una muestra de obras de extensión de redes. El Especialista Financiero, por su parte, con el apoyo de consultoras, realizó revisiones en terreno que verificaron que se cumplieron las normas y procedimientos en materia de desembolsos, que los mismos fueron debidamente autorizados, que los gastos fueron contabilizados correcta y oportunamente y que estaban sustentados con la correspondiente documentación de respaldo en los archivos.

Teniendo en cuenta todas estas acciones realizadas, se considera que la elegibilidad de los subsidios financiados con cargo al Programa fue debidamente verificada, con base en la metodología establecida por la Representación durante la ejecución del Proyecto, siendo los gastos presentados en las solicitudes de desembolso tramitadas por el Banco elegibles en su totalidad.

b. Desempeño del Prestatario/Organismo Ejecutor

El esquema de implementación del Proyecto, con la SUBDERE como organismo ejecutor de la operación, con el apoyo técnico de la CNE, resultó efectivo. En la CNE, se conformó, tal como se previó en el contrato, la Unidad Técnica de Apoyo (UTA), que estuvo encargada de la

coordinación de los aspectos técnicos del Programa. Las Unidades Técnicas de los Gobiernos Regionales (UT o UTER) fueron las responsables por el seguimiento y control de los contratos con las empresas eléctricas que ejecutaron los subproyectos.

La SUBDERE demostró su capacidad y confirmó su buena experiencia en la ejecución de proyectos financiados por el Banco. Fue la responsable por la administración y control de los recursos del Programa, a través de la Unidad de Control Nacional (UCN) y de las Unidades de Control Regional (UCRs), a nivel central y regional, respectivamente, siendo fortalecidas tanto con personal, como con un sistema de información contable-financiero y con equipamientos, tal como fue previsto en el contrato de préstamo.

La consultoría externa contratada por la SUBDERE en el año 2009 para evaluar los resultados del Programa⁶, determinó que la CNE cumplió con la mayoría de sus funciones de apoyo técnico previstas: capacitación, indicación de costos unitarios de referencia, validación técnica de proyectos de autogeneración, mantención actualizada de estadísticas de cobertura y actualizaciones y mejoras metodológicas de formulación y evaluación de proyectos. La excepción fue la función de apoyo permanente a las UTERs, la que, en opinión de los consultores, fue cumplida solo parcialmente en el último período de ejecución del Programa.

Esta misma consultoría determinó, en relación a las Unidades Técnicas de los Gobiernos Regionales, que ellas tuvieron un desempeño diferenciado, identificándose algunas debilidades en determinadas regiones, especialmente en las áreas de diseño y supervisión de proyectos.

Los Estados Financieros del Programa, por su parte, fueron siempre presentados a tiempo y los informes de los auditores externos (Contraloría General de la República) fueron todos limpios.

Clasificación del Desempeño del Prestatario/Agencia Ejecutora			
<input type="checkbox"/> Muy Satisfactorio (MS)	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactorio (S)	<input type="checkbox"/> Poco Satisfactorio (PS)	<input type="checkbox"/> Muy Insatisfactorio (MI)

c. Desempeño del Banco

El desempeño del Banco fue evaluado por el Prestatario como muy satisfactorio, conforme consta en el Anexo 2 del presente PCR.

Clasificación del Desempeño del Banco			
<input checked="" type="checkbox"/> Muy Satisfactorio (MS)	<input type="checkbox"/> Satisfactorio (S)	<input type="checkbox"/> Poco Satisfactorio (PS)	<input type="checkbox"/> Muy Insatisfactorio (MI)

V. Sostenibilidad

a. Análisis de Factores Críticos

Para el análisis de sostenibilidad se debe diferenciar si se trata de un proyecto de extensión de red eléctrica o de autogeneración.

Los proyectos de extensiones de redes en el sector rural, en general, son construidos y operados por las empresas privadas de distribución concesionarias del servicio eléctrico de las áreas urbanas de la región. La mayoría de estas empresas son entidades fuertes y consolidadas, con derechos y obligaciones claramente definidos en un marco regulatorio establecido, de modo que la operación y mantenimiento de los proyectos de extensiones de redes, en general, no presentan grandes problemas de sostenibilidad técnica, financiera ni administrativa.

⁶ Ingematik, Evaluación Programa Electrificación Rural. Préstamo BID Contrato N° 1475/OC-CH. Diciembre 2009.

Los proyectos de autogeneración, en cambio, presentan problemas de sostenibilidad. A los altos costos de inversión hay que sumar los elevados costos de operación y mantenimiento, constituidos por el precio del combustible, en el caso de la generación diesel. La sostenibilidad de este tipo de sistemas para el medio rural, en la mayoría de los casos, solo es posible si se dispone de subsidios gubernamentales. Si el servicio de autogeneración es operado por los propios beneficiarios, la sostenibilidad se hace todavía más difícil, si es que no existe un apoyo técnico y económico del gobierno nacional o municipal. Estudios tarifarios específicos para este tipo de proyectos ayudarían a determinar las tarifas y subsidios que serían necesarios para asegurar la sostenibilidad de las intervenciones.

Teniendo en cuenta las dificultades y limitaciones de los proyectos de autogeneración, debería darse prioridad a la ejecución de aquellos que utilicen energía renovable.

b. Riesgos Potenciales

Para los proyectos de extensiones de redes de electrificación en el medio rural, una vez instalados y conectadas las viviendas, no existen mayores riesgos de sostenibilidad en el mediano y largo plazo. Sin embargo, existe el riesgo de un creciente desinterés de las empresas privadas en este tipo de proyectos, ya que consideran que estos servicios les representan altos costos de operación por su lejanía en relación a los centros urbanos, con bajos ingresos, debido a los reducidos consumos de los usuarios y que les pueden generar problemas en los indicadores de calidad del servicio, que eventualmente las podrían perjudicar ante el regulador en su performance general como prestadoras.

Para los proyectos de autogeneración, el principal riesgo de sostenibilidad es el alto costo de operación y mantenimiento de algunos sistemas, especialmente los basados en diesel, riesgo que podría ser mitigado si se desarrollan mecanismos de subsidios adecuados que sean legalmente permitidos y aceptables para los agentes que deban proveer dichos subsidios.

c. Capacidad Institucional

En Chile existe una adecuada capacidad institucional para garantizar la sostenibilidad de los servicios de electrificación en el medio rural, comenzando con el Sistema Nacional de Inversiones (SNI) administrado por el MIDEPLAN, que solo acepta el financiamiento de proyectos que cumplan con las reglas específicas de evaluación socio-económica establecidas para los proyectos de electrificación rural. También, está la institucionalidad de operación y regulación del sector, que garantiza la adecuada prestación de los servicios con empresas competentes y consolidadas, que operan dentro de un marco regulatorio que preserva los derechos y obligaciones tanto de los proveedores como de los usuarios, con tarifas adecuadas que permiten el sostenimiento de los servicios a precios eficientes.

Clasificación de Sostenibilidad (SO)			
<input type="checkbox"/> Muy Satisfactorio (MS)	<input checked="" type="checkbox"/> Satisfactorio (S)	<input type="checkbox"/> Poco Satisfactorio (PS)	<input type="checkbox"/> Muy Insatisfactorio (MI)

VI. Evaluación y Seguimiento

a. Información sobre Resultados

La información financiero contable del Programa fue manejada con el sistema METHASYS, utilizado por la SUBDERE para el seguimiento de la gestión de sus proyectos, incluyendo los financiados por organismos multilaterales de crédito. Los auditores externos de la Contraloría General de la República, en el informe de auditoría del año 2008, formularon observaciones al funcionamiento del sistema las que fueron resueltas por la SUBDERE, según consta en el informe de los auditores de abril de 2009. Esta situación será definitivamente remediada con la

contratación de un nuevo sistema por parte de la SUBDERE, actualmente en fase final de implantación.

La información sobre los indicadores de resultados del Marco Lógico fue recopilada en forma parcial. La Representación entregó orientaciones específicas sobre la forma de ser monitoreada en los Informes Semestrales de Progreso del Programa. La evaluación final del Programa contratada por la SUBDERE para evaluar los resultados del Proyecto, incluyó la información sobre el cumplimiento de los indicadores establecidos en el Marco Lógico de la operación.

El consultor que realizó para el Banco la asesoría de apoyo para determinar la elegibilidad de los proyectos de extensión de redes y de autogeneración del Programa, en Julio de 2008, observó que no toda la información de respaldo estaba debidamente archivada en las carpetas de algunas de las UTER. La información necesaria fue obtenida a través de fuentes indirectas o en las otras instituciones participantes en el Programa. El consultor tuvo dificultades para evaluar algunas de las diferencias entre las obras proyectadas y las efectivamente construidas.

Algunas debilidades en los sistemas de información también habían sido detectadas por el consultor ambiental contratado por la SUBDERE, en mayo de 2008, para determinar la elegibilidad de los proyectos de extensión de redes y de autogeneración del Programa. El consultor recomendó estandarizar el manejo de la documentación ambiental para todas las regiones para facilitar el seguimiento del historial de los proyectos con la información de las UTER o los GORE.

b. Seguimiento Futuro y Evaluación Ex-Post

La Propuesta de Préstamo (PR-2771) estableció que de conformidad con las Políticas del Banco, las autoridades del país indicaron que debido a que se iría a contar con informes anuales detallados sobre la marcha y metas del Proyecto, no se consideró necesario la realización de una evaluación ex-post con los recursos del Programa. Como se indicó, la SUBDERE, con sus propios recursos, contrató una evaluación final del Proyecto.

VII. Lecciones Aprendidas

1. Los futuros programas de electrificación rural deberían otorgar prioridad a proyectos de las regiones que presentan menor cobertura, con fines de equidad, para reducir las desigualdades regionales. De acuerdo con los datos de cobertura alcanzados al finalizar el Programa, la Región XII debería ser prioritaria. También se debería dar prioridad a la ejecución de proyectos en las regiones que presentan los mayores números de viviendas sin servicio, que corresponden a la VII, VIII y X, que tienen casi el 50% del déficit nacional.
2. Los futuros programas de electrificación rural también deberían considerar la mejora en la calidad del servicio de los usuarios que ya cuentan con electricidad, incluyendo el aumento de horas de servicio para aquellos que aun no disponen de 24 horas de cobertura; reducción de los costos operativos y de mantenimiento, que signifiquen una disminución en los montos de las facturas pagadas por los clientes rurales; y mejora en la confiabilidad y calidad técnica.
3. Se recomienda continuar fortaleciendo la capacidad de diseño y ejecución de los GOREs, municipalidades, UT y UTERs, para seguir avanzando en el proceso de descentralización. Adicionalmente, se recomienda fortalecer la fiscalización de las obras, para controlar y minimizar diferencias entre obras contratadas y ejecutadas.
4. Se recomienda un mayor esfuerzo para mejorar y estandarizar los sistemas de información y de base de datos de los proyectos de electrificación rural, que involucren muchas intervenciones en diferentes localidades y regiones, con el objetivo de facilitar su seguimiento y evaluar sus resultados.

5. En los proyectos que financian subsidios, se recomienda que sea claramente establecida la documentación que debe ser presentada para determinar la elegibilidad de los gastos y si las revisiones de desembolsos serán ex-ante o ex-post.
6. Se recomienda profundizar los estudios de metodologías de cálculo de tarifas para proyectos de autogeneración y de mecanismos para su implementación.
7. Para que los programas de normalización de clientes puedan sean efectivos, tanto las empresas proveedoras como las municipalidades deberían contar con sistemas de información que permitan identificar esta demanda y los proyectos de regularización deberían contemplar campañas de promoción y motivación de las comunidades para incentivarlas a conectarse al servicio.
8. Para los proyectos de autogeneración, se recomienda dar prioridad a aquellos que utilicen energía renovable sostenible (solar, eólica, biomasa o hídrica), por sus ventajas ambientales y porque, en general, no tienen altos costos de operación, desarrollando y apoyando el concepto de conservación energética en los proyectos contemplados.
9. Con el propósito de asegurar la sostenibilidad de los proyectos de autogeneración, especialmente para los basados en diesel, se recomienda analizar la posibilidad de no solo subsidiar las inversiones, sino también parte de los costos de operación y mantenimiento de los sistemas, en los casos en que sea justificado, en el marco de lo que las normas vigentes lo permita, considerando los beneficios sociales de los beneficiarios. Debe también otorgarse a las municipalidades una mayor responsabilidad en el apoyo en la administración y mantención de estos sistemas, dotándolas de los recursos humanos y financieros necesarios para que puedan realizar de manera eficiente esta labor.

Anexos:

1. Acta del Taller de Cierre.
<http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?docnum=35154371>
2. Evaluación del Prestatario.
<http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?docnum=35154372>