

ボリヴィア共和国  
再生可能エネルギー利用地方電化計画調査

主報告書

目次

	頁
<b>位置図</b>	
<b>第 1 章 序</b> .....	<b>I-1</b>
1.1 調査の背景.....	I-1
1.2 調査の目的.....	I-1
1.3 地方電化の必要性 / 重要性.....	I-2
1.4 調査機関および調査概要.....	I-2
1.4.1 調査機関.....	I-2
1.4.2 現地調査と調査概要.....	I-2
<b>第 2 章 電力セクターの概況</b> .....	<b>II-1</b>
2.1 法制度.....	II-1
2.2 政府関連機関.....	II-2
2.3 電力供給システム.....	II-4
2.3.1 全国レベルのシステム.....	II-4
2.3.2 電力供給構造.....	II-6
2.3.3 電力原価、料金及び消費.....	II-8
<b>第 3 章 ボリヴィアにおける地方電化</b> .....	<b>III-1</b>
3.1 エネルギー炭化水素庁の政策.....	III-1
3.2 PRONER.....	III-1
3.3 地方電化への投資.....	III-2
3.4 地方電化の関連組織.....	III-3
3.4.1 地方自治体、配電会社、機器設置会社.....	III-3
3.4.2 資金機関.....	III-6
3.5 国際機関の活動.....	III-7
3.5.1 多国間援助機関.....	III-7
3.5.2 2 国間援助機関.....	III-8

<b>第4章</b>	<b>ラパス県とオルコ県の地方電化</b> .....	<b>IV-1</b>
4.1	社会経済指標 .....	IV-1
4.2	地方電化と投資の動向 .....	IV-3
4.3	地方電化の現状 .....	IV-4
4.3.1	送配電線（グリッド）の延長 .....	IV-4
4.3.2	再生可能エネルギーの利用 .....	IV-4
4.4	地方電化の対象となる家庭と潜在需要量 .....	IV-5
4.4.1	地方電化の対象となる家庭戸数 .....	IV-5
4.4.2	潜在電力需要 .....	IV-6
4.5	実施組織と維持管理組織 .....	IV-7
4.5.1	実施組織 .....	IV-7
4.5.2	維持管理組織 .....	IV-8
<b>第5章</b>	<b>太陽光発電パイロット試験の概要</b> .....	<b>V-1</b>
5.1	これまでに実施した調査の概要 .....	V-1
5.2	太陽光発電パイロット試験に関するシステムの設置 .....	V-1
5.2.1	パイロット試験地の選定 .....	V-1
5.2.2	太陽光発電システムの構成 .....	V-2
5.2.3	太陽光発電システムの設置 .....	V-4
5.3	維持管理システム .....	V-5
5.3.1	維持管理組織 .....	V-5
5.3.2	利用者ガイドと利用者教育 .....	V-5
5.3.3	維持管理マニュアルと教育 .....	V-6
5.4	電気料金システム .....	V-6
5.4.1	当初の料金システム .....	V-6
5.4.2	料金システムの改定 .....	V-7
5.5	モニタリングと分析 .....	V-7
5.5.1	維持管理のモニタリング .....	V-7
5.5.2	利用者のモニタリング .....	V-11
5.6	太陽光発電システムの技術評価 .....	V-14
5.6.1	技術的な問題点と解決策 .....	V-14
5.6.2	システムの規模 .....	V-15
5.7	維持管理の評価 .....	V-15
5.7.1	オペレーターの実績評価 .....	V-15
5.7.2	改善策の提案 .....	V-17
5.8	使用済み蓄電池の回収 .....	V-17

<b>第 6 章</b>	<b>小水力発電計画妥当性予備調査の概要</b> .....	<b>VI-1</b>
6.1	調査の概要.....	VI-1
6.2	妥当性予備調査プロジェクトの選定.....	VI-1
6.3	ラパス県アポロ小水力発電計画妥当性予備調査(プレ F/S).....	VI-2
6.3.1	位置、地形・地質および水文.....	VI-2
6.3.2	社会経済条件と電力需要.....	VI-4
6.3.3	最適開発規模の検討.....	VI-7
6.3.4	予備設計および工事費算定.....	VI-9
6.3.5	工事計画.....	VI-10
6.3.6	経済・財務評価.....	VI-10
6.3.7	初期環境評価.....	VI-14
6.4	オルコ県タンボ・ケマード小水力発電計画妥当性予備調査(プレ F/S).....	VI-15
6.4.1	位置、地形および気象・水文.....	VI-15
6.4.2	社会・経済条件と電力需要.....	VI-17
6.4.3	最適開発規模の検討.....	VI-19
6.4.4	予備設計および工事費算定.....	VI-21
6.4.5	工事計画.....	VI-21
6.4.6	経済・財務評価.....	VI-21
6.4.7	初期環境評価.....	VI-25
<b>第 7 章</b>	<b>風力発電プロジェクトの要約</b> .....	<b>VII-1</b>
7.1	調査と調査結果:.....	VII-1
7.2	風況観測装置の据付地点選定と据付工事.....	VII-1
7.2.1	選定基準.....	VII-1
7.2.2	選定地点.....	VII-2
7.2.3	据付工事と風況観測.....	VII-2
7.3	回収データの分析.....	VII-3
7.3.1	月別平均風速.....	VII-3
7.3.2	風速の時系列変化.....	VII-4
7.4	計画妥当性予備調査の優先プロジェクトの選定.....	VII-6
7.5	計画妥当性予備調査風力発電プロジェクト.....	VII-6
7.5.1	位置と社会経済状況.....	VII-6
7.5.2	電力需要.....	VII-8
7.5.3	風況分析.....	VII-8
7.5.4	最適開発計画の形成.....	VII-10
7.5.5	風力発電の初期設計と費用見積り.....	VII-12
7.5.6	経済・財務評価.....	VII-15

7.5.7	財務評価.....	VII-17
7.5.8	初期環境評価.....	VII-20
<b>第8章</b>	<b>ラパス県・オルコ県の再生可能エネルギー利用地方電化計画 (2002～2011)</b> .....	<b>VIII-1</b>
8.1	再生可能エネルギーとポテンシャルの評価.....	VIII-1
8.1.1	対象となる再生可能エネルギー.....	VIII-1
8.1.2	潜在エネルギー源.....	VIII-2
8.1.3	再生可能エネルギー源別のコスト比較.....	VIII-4
8.2	地方電化計画策定に係る方法論.....	VIII-5
8.2.1	エネルギー炭化水素庁の政策.....	VIII-5
8.2.2	地方電化事業への投資.....	VIII-6
8.2.3	再生可能エネルギー利用及びグリッド延長計画の策定.....	VIII-7
8.3	実施計画作成.....	VIII-8
8.3.1	小水力発電開発計画.....	VIII-8
8.3.2	風力発電開発プロジェクト.....	VIII-10
8.3.3	PVシステム実施計画.....	VIII-13
8.3.4	グリッド延長計画.....	VIII-14
8.3.5	地方電化事業全体の予測.....	VIII-17
8.3.6	計画案の比較と再検討.....	VIII-23
8.4	事業実施構造.....	VIII-26
8.4.1	事業実施組織.....	VIII-26
8.4.2	維持管理システム.....	VIII-28
8.5	地方電化事業に対する資金計画.....	VIII-31
8.5.1	資金需要.....	VIII-31
8.5.2	資金配分.....	VIII-32
<b>第9章</b>	<b>再生可能エネルギーを利用した地方電化の促進に関わる組織制度支援.....</b>	<b>IX-1</b>
9.1	計画能力の改善.....	IX-1
9.1.1	現況.....	IX-1
9.1.2	改善のためのプログラム.....	IX-2
9.2	地方自治体と民間部門との協力体制の改善.....	IX-4
9.2.1	現況.....	IX-4
9.2.2	改善のためのプログラム.....	IX-4
9.3	調査研究・訓練.....	IX-6
9.3.1	現況.....	IX-6
9.3.2	改善のためのプログラム.....	IX-6

---

9.4	財政支援 .....	IX-7
9.4.1	現況 .....	IX-7
9.4.2	改善のためのプログラム .....	IX-8
9.5	環境影響評価と PCF .....	IX-9
9.5.1	環境影響測定に係る方法 .....	IX-9
9.5.2	CO <sub>2</sub> 削減量の算定 .....	IX-10
9.5.3	プロトタイプ炭素基金 .....	IX-11
<b>第 10 章</b>	<b>勧告</b> .....	<b>X-1</b>
10.1	技術的事項に関する勧告 .....	X-1
10.2	組織制度強化に関する勧告 .....	X-2

## 付表目次

表 4.1	小水力発電所一覧 (ラパス県・オル口県) (Completed and Under Construction).....	T-1
表 6.1	工事費内訳 (土木工事、水力機器・電器機器) (アポロ小水力発電計画・プレ F/S) .....	T-2
表 6.2	経済的内部収益率 (EIRR) 算定表 (アポロ小水力発電計画・プレ F/S) .....	T-5
表 6.3	工事費内訳 (土木工事、水力機器・電器機器) (タンボ・ケマード小水力発電計画・プレ F/S) .....	T-6
表 6.4	経済的内部収益率 (EIRR) 算定表 (タンボ・ケマード小水力発電計画・プレ F/S) .....	T-9
表 7.1	ラパス県・チャラーニャ風力発電事業の経済的 内部収益率算定 .....	T-10
表 7.2	オル口県・カリベ風力発電事業の経済的 内部収益率算定 .....	T-11
表 7.3	オル口県・チャチャコマニ風力発電事業の経済的 内部収益率算定 .....	T-12
表 8.1	送電線延長経済価格 .....	T-13
表 8.2	太陽光発電システム (SHS 式) 経済価格 .....	T-18
表 8.3	小水力発電経済価格 .....	T-20
表 8.4	風力発電経済価格 .....	T-22
表 8.5	ディーゼル発電経済価格 .....	T-24
表 8.6	選定した優先小水力プロジェクト (ラパス県・オル口県) (Plan 2002-2011) .....	T-26
表 8.7	風力発電優先事業の選定 .....	T-27
表 8.8	エネルギー源別新規受益者数 .....	T-28
表 8.9	ラパス県・オル口県の地方電化率 (%) .....	T-29
表 8.10	エネルギー源別地方電化年間投資額 (US\$) .....	T-30
表 8.11	ラパス県エネルギー源別総受益者数 .....	T-31
表 8.12	オル口県エネルギー源別総受益者数 .....	T-32
表 8.13	ラパス県エネルギー源別予測電力消費量 (kWh) .....	T-33
表 8.14	オル口県エネルギー源別予測電力消費量 (kWh) .....	T-34

## 付図目次

図 2.1	エネルギー炭化水素庁組織図 (VMEH).....	F-1
図 4.1	ラパス県既存送配電網図 (as of Early 2001).....	F-2
図 4.2	オルロ県既存送配電網図 (as of Early 2001).....	F-3
図 6.1	トゥリアプ川水位観測所およびアポロ・マチャリプ川 小水力発電計画取水地点集水区域図.....	F-4
図 6.2	アポロ小水力発電所計画施設配置図.....	F-5
図 6.3	アポロ小水力発電計画実施スケジュール.....	F-6
図 6.4	ハルマ川水位観測所およびタンボ・ケマード小水力 発電計画取水地点集水区域図.....	F-7
図 6.5	タンボ・ケマード小水力発電所計画施設配置図.....	F-8
図 6.6	タンボ・ケマード発電計画実施スケジュール.....	F-9
図 7.1	ラパス県風力モニタリング位置図.....	F-10
図 7.2	オルロ県風力モニタリング位置図.....	F-10
図 7.3	風力・太陽光ハイブリッド・システム、 ラパス県チャラーニャ.....	F-11
図 7.4	風力・太陽光ハイブリッド・システム配置図 ラパス県チャラーニャ.....	F-12
図 7.5	風力・太陽光ハイブリッド・システム、オルロ県カリペ.....	F-13
図 7.6	風力・太陽光ハイブリッド・システム配置図、 オルロ県カリペ.....	F-14
図 7.7	風力・太陽光ハイブリッド・システム、 オルロ県チャチャコマニ.....	F-15
図 7.8	風力・太陽光ハイブリッド・システム配置図、 オルロ県チャチャコマニ.....	F-16
図 8.1	ラパス県小水力発電ポテンシャル地図.....	F-17
図 8.2	オルロ県小水力発電ポテンシャル地図.....	F-18
図 8.3	ラパス県風力発電ポテンシャル地図.....	F-19
図 8.4	オルロ県風力発電ポテンシャル地図.....	F-20
図 8.5	ラパス県太陽光発電ポテンシャル地図.....	F-21
図 8.6	オルロ県太陽光発電ポテンシャル地図.....	F-22
図 8.7	ラパス県小水力発電優先選定事業 (2002-2006, 2007-2011) .....	F-23
図 8.8	オルロ県小水力発電優先選定事業 (2002-2006, 2007-2011).....	F-24
図 8.9	ラパス県風力発電開発計画.....	F-25
図 8.10	オルロ県風力発電開発計画.....	F-26
図 8.11	2006 年までのラパス県送配電網拡張計画予測図.....	F-27
図 8.12	2006 年までのオルロ県送配電網拡張計画予測図.....	F-28
図 8.13	2011 年までのラパス県送配電網拡張計画予測図.....	F-29
図 8.14	2011 年までのオルロ県送配電網拡張計画予測図.....	F-30
図 8.15	再生可能エネルギー開発のための事業実施構造.....	F-31

図 9.1	地方電化開発部（現エネルギー開発部）組織図案 .....	F-32
図 9.2	エネルギー開発部職員強化実施図.....	F-33
図 9.3	地方電化国家審議会設立案 .....	F-34
図 9.4	エネルギー炭化水素庁職員による地方自治体との定例会議案 ..	F-35



## 附属書 I & II

- I 太陽光発電事業およびモニタリング
- II 小水力発電計画妥当性予備調査

## 附属書 III & IV

- III 風力発電計画妥当性予備調査
- IV 技術移転の報告

## 略語と頭字語

### (1) 国内組織・機関

CINER	Centro de Información en Energías Renovables
CNDC	National Committee of Electricity Supply
COSUDE	Agencia Suiza para el Desarrollo y la Cooperación
CRE	Cooperativa Rural de Electrificación, Santa Cruz
DUF	Directorio Unico de Fondos
ECOTEC	Ecotecnologías Energéticas y Productivas
EDU	Energy Development Unit, VMEH
EDESER	Empresa de Servicios
EFP	Facilitator Team of PRONER Program
ELECTROPAZ	Electricidad de La Paz S.A.
ELFA	Empresa de Luz y Fuerza Aroma
ELFEC	Empresa de Luz y Fuerza de Cochabamba
ELFEO	Empresa de Luz y Fuerza Electrica de Oruro, S.A.
ENDE	National Electric Company
ENERGÉTICA	Energía para el Desarrollo
ESAND	Energía Solar Andina S.R.L.
FNDR	National Fund of Regional Development
FPS	National Fund of Productive and Social Investment
IGM	Instituto Geográfico Militar
IHH	Instituto de Hidraulica e Hidrologia, UMSA
INE	National Statistics Institute
MDE	Ministry of Economic Development
MDSP	Ministry of Sustainable Development and Planning
NOGUB	Programa de Apoyo a Organizaciones no gubernamentales
PRONER	National Program of Rural Electrification
SE	Superintendencia de Electricidad
SENAMHI	Servicio Nacional de Meteorologia e Hidrologia
SERGEOMIN	Servicio Nacional de Geologia y Minería
SERNAP	Servicio Nacional de Areas Protegidas, MDSP
SIN	National Interconnected System
STI	Interconnected Trunk System
TDE	Transportadora de Electricidad
UMSA	Universidad Mayor de San Andres

---

VIPFE	Vice Ministry of Public Investment and External Financing
VMARNDF	Vice Ministry of Environmental Natural Resources and Forestry Development
VMEH	Vice Ministry of Energy and Hydrocarbons

**(2) 国際・海外組織・機関**

AECI	Spanish International Cooperation Agency
ESMAP	Energy Sector Management Program, World Bank
GEF	Global Environmental Facility, World Bank
GTZ	German Technical Cooperation
IDB	Inter-American Development Bank
JICA	Japan International Cooperation Agency
KfW	German Financial Cooperation
NRECA	National Rural Electric Cooperative Association
UNDP	United Nations Development Program
UNEP	United Nations Environmental Program
UNDCP	United Nations Drug Control Program
USAID	The US Agency for International Development, USA
WB	World Bank

**(3) その他**

GDP	Gross Domestic Product
NGO	Non Governmental Organization
O&M,O/M	Operation and Maintenance
VAT	Value Added Tax

**(4) 技術的専門用語**

AC	Alternative Current
CO <sub>2</sub>	Carbon Dioxide
DC	Direct Current
FC	Fuel Cell
Grid	Transmission Line
H	Head (m)
Hyd	Hydraulic Generator
LDC	Load Dispatching Center
MHP	Micro Hydro Power

---

PV	Photovoltaic
Q	River Flow Discharge
WG	Wind Generator

**(5) 単位**

mm	millimeter
m	meter
km	kilometer
El.m	Elevation in meter
l/s	liter per second
m/s	meter per second
m <sup>3</sup> /s	cubic meter per second
mm <sup>2</sup>	square millimeter
km <sup>2</sup>	square kilometer
mg	milligram
ton, t	metric ton
V	Volt
W	Watt
kW	kilowatt
MW	Megawatt
Wp	Watt peak
kWp	kilowatt peak
GWh	Gigawatt hour
kWh	Kilowatt hour
MVA	Megavolt ampere
KVA	Kilovolt ampere
Ah	ampere hour
Hz	Hertz
RPM	Revolution (revs) per minute
%	percentage

**(6) 通貨単位**

Bs	Boliviano, Bolivian Currency
US\$	US Dollar
M.US\$	Million US Dollar
US ’	US cent

## 第1章 序

### 1.1 調査の背景

1997年、ボリヴィアの全国電化率は45.8%であった。これに対し、地方電化率は13.7%と低く、開発途上国のなかでも最も低い国の一つである。

かかる状況下、エネルギー炭化水素庁は、ボリヴィアのエネルギー政策・戦略の一環として、1998年にPRONERという国家電化計画を策定し、地方電化の促進を実施に移した。

PRONERでは、1.03億米ドルの投資で、2002年までに電化世帯数を11万世帯増やし、地方電化率を28%まで上げる計画である。また、地方電化の促進に対し太陽光エネルギー、小水力発電、風力発電等の再生可能エネルギーの利用を推奨している。

このような状況下、ボリヴィア政府は再生可能エネルギーを利用する地方電化計画調査を技術援助として日本政府に対し公式に要請してきた。この要請に対し、日本政府は1998年10月に開発調査の必要性確認、案件形成を目的とする調査団を派遣した。その後、1999年1月に事前調査団がボリヴィアに派遣され、ボリヴィア政府と調査の範囲について協議し、その承認に至っている。調査対象地域は、上記協議にてラパス県及びオルコ県とした。ラパス、オルコ両県は、太陽光、小水力、風力等の再生可能エネルギー開発の高い可能性があり、ボリヴィアの中でも最も貧しい高原農村地域を抱えている地域である。

### 1.2 調査の目的

調査の目的は、ラパスとオルコにおける再生可能エネルギーを利用する地方電化実施計画の策定である。本計画は2002年から2011年までを対象としており、再生可能エネルギーによる発電と送配電網の拡張という両者の調和が取れた地方電化の促進を目的としている。本調査では、実現性の高い計画諸条件に基づく実施システムを提案する。

また、ボリヴィア側カウンターパート職員に対する技術移転も本調査の重要な目的であり、再生可能エネルギー、維持管理、計画手法等といった技術が対象となっている。本調査完了後、技術移転がボリヴィアでの再生可能エネルギーによる地方電化の促進に寄与することが期待される。

### 1.3 地方電化の必要性 / 重要性

地方電化の必要性・重要性は、現地の人々に電気を供給することだけではない。地方電化は、総合的な農村開発を実施するために必要不可欠な一手段であり、農村部での貧困削減に結びつかなければならない。地方電化の確立によって、労働、食料、保健、教育、住居、水供給、衛生等の基本的人間ニーズは質的にも量的にも改善するのである。

従って、本調査の対象地域は、以下の自然・社会環境及び調査実施効率を考慮してラパス県とオルコ県とした。

- ・ 両県には今回調査対象エネルギー源とした太陽光、小水力、風力による再生可能エネルギー開発の高い可能性があること。
- ・ 両県の多くの未電化地域が、ボリヴィア国の中でも最も貧しい地域と言われているアルティプレーノと呼ばれる不毛な高原農牧地域、急峻な山岳地域、アマゾン密林地帯に広がっていること。
- ・ ラパス市より調査対象地へのより効果的・効率的なアクセシビリティを考慮した。

### 1.4 調査機関および調査概要

#### 1.4.1 調査機関

本調査は1999年7月、株式会社コーエイ総合研究所と日本工営株式会社の共同企業体に委託され、6人の専門家によって構成されるJICA調査団が結成された。調査団一覧は、付記1に記してある。

効率的な調査の実施のため、ボリヴィア側ではエネルギー炭化水素庁、ラパス県庁、オルコ県庁それぞれの代表者による調整グループが結成した。エネルギー炭化水素庁や関連機関のカウンターパートから成る作業グループも、調査を共同で実施するとともに効果的な技術移転が行われるために結成した。調整グループ及び作業グループの一覧は付記1に記してある。

#### 1.4.2 現地調査と調査概要

##### (1) 第1次現地調査

JICA調査団は、1999年8月7日から第1次現地調査を開始し、1999年9月20日まで作業を実施した。インセプション・レポートの提示と説明がエネルギー炭化水素庁を含む関連機関に対して行われた。再生可能エネルギー開発に係る第1次現地調査の主な概要は、以下の通りである。

- 1) 太陽光発電システム
  - 太陽光発電パイロット試験対象地の選定
  - パイロット試験対象地の社会経済調査
  
- 2) 小水力発電
  - 流量観測とスタッフゲージの設置
  
- 3) 風力発電
  - 風況観測システムの対象地選定

## (2) 第2次現地調査

第2次現地調査は、2000年1月5日から2月12日までの期間で行われた。本調査では、ラパスにおいて第1回セミナーが開催され、エネルギー炭化水素庁、ラパス県庁、オルロ県庁及び関連公共・民間機関の代表者が参加した。

再生可能エネルギー開発に関する第2次現地調査の概要は以下の通りである。

- 1) 太陽光発電システム
  - ラパス、オルロでの太陽光発電システムの設置
  - 維持管理の検討
  - 維持管理組織の形成
  
- 2) 小水力発電
  - 水位流量観測
  
- 3) 風力発電
  - 10ヶ所での風況観測システムの設置
  - モニタリングデータ収集

第 2 次現地調査後、東京において調査の進捗状況と実施結果をプロGRESS・レポート(1)として取り纏められた。

### (3) 第 3 次現地調査

第 3 次現地調査は、2000 年 5 月 15 日に開始し、同年 6 月 14 日まで行われた。本調査中にプロGRESS・レポート(1)の提示が、エネルギー炭化水素庁、ラパス県庁、オルロ県庁に対して行われた。また、第 2 回セミナーがオルロで開催され、エネルギー炭化水素庁、ラパス県庁、オルロ県庁及び関連公共・民間機関の代表者が参加した。

再生可能エネルギーに関する第 3 次現地調査の概要は以下の通りである。

#### 1) 太陽光発電システム

- 維持管理システムの再検討
- 太陽光発電システムとその利用者に対するモニタリング

#### 2) 小水力発電

- 小水力発電候補地の現地踏査
- 計画妥当性予備調査に関わる優先地域の選定

#### 3) 風力発電

- SIM カードの取り替え
- 風況データのモニタリングと収集

第 3 次現地調査中、小水力発電対象地域における地形調査の早期実施がエネルギー炭化水素庁より提案された。2000 年 9 月、JICA 調査団の小水力発電専門家が再委託した地形調査を監督するために派遣された。第 3 次現地調査後、追加収集されたデータや情報をもとにプロGRESS・レポート(2)が取り纏められた。このレポートは、第 4 次現地調査においてボリヴィア側に提示された。

### (4) 第 4 次現地調査

第 4 次現地調査は、2001 年 1 月 5 日から同年 2 月 15 日にかけて実施された。再生可能エネルギーに関する第 4 次現地調査の概要は、以下の通りである。



1) 太陽光発電システム

- パイロット試験の継続的なモニタリング

2) 小水力発電

- 地形調査結果の再検討
- 2ヶ所の優先地域における工学的調査

3) 風力発電

- 風況観測の継続的なモニタリング
- ラパス、オルコ各県3ヶ所の優先地域の選定

第4次現地調査の結果ならびに過去の調査結果を踏まえて、東京においてインテリム・レポートが取り纏められた。

(5) 第5次現地調査

第5次現地調査は、2001年5月10日に開始し、同年6月8日にかけて実施した。インテリム・レポートの説明が、エネルギー炭化水素庁、ラパス県庁、オルコ県庁の代表者に対して調査開始時点で行なわれた。

再生可能エネルギーに関する第5次現地調査の概要は、以下の通りである。

1) 太陽光発電システム

- 太陽光発電パイロット試験のモニタリングと評価
- パイロット試験に関する資機材と管理の譲渡準備

2) 小水力発電

- 優先事業の選定
- 選定した2つの優先地域の追加調査とデータ収集
- 2つの優先地域の環境影響評価

3) 風力発電

- 優先事業の選定
- 風況観測システムの移動
- 3つの優先地域の環境影響評価

これまでの調査結果を踏まえて、ドラフト・ファイナル・レポートが東京において作成された。本レポートは、ボリヴィアにて説明、協議される予定である。

#### (6) 第6次現地調査

第6次現地調査は、2001年8月27日から同年9月7日にかけて実施される予定である。ドラフト・ファイナル・レポートの提示が、エネルギー炭化水素庁、ラパス県庁、オルコ県庁の代表者に対して行なわれる予定である。第3回セミナーが、国際機関を含んだ地方電化に関する公共・民間機関の参加の下、実施される予定である。

説明・協議及びセミナーの場で挙げられたドラフト・ファイナル・レポートに関するすべてのコメントは、ファイナル・レポートに反映される予定である。

## 第 2 章 電力セクターの概況

### 2.1 法制度

地方電化に関連する法制度として、新電気法、地方電化細則、地方電化情報システムがある。地方電化は、住民参加法、分権化法、環境法及び貧困削減戦略ペーパーといった関連法律や規則にも密接に関連している。地方電化事業は、このような法制度の下で実施されなければならない。

#### (1) 新電気法

新電気法（第 1604 条）は 1994 年 12 月 21 日に発布された。この法律の主目的は、電力業界の民営化と発電、送電、配電分野の分割であった。ボリヴィア電力業界の改革は、法の下に実施されてきた。

#### (2) 地方電化細則

地方電化細則（最高法令 24772 項目）は 1997 年 7 月 31 日に発布され、住民参加による地方電化事業の実施のための教示、指針を通じて実施の枠組みを規定している。

#### (3) 地方電化情報システム

地方電化情報システムの法令（最高法令 213357 項目）は、1998 年 5 月 12 日に布告された。この法令の主目的は、エネルギー炭化水素庁と各県及び民間セクターの監督下において、地方電化の円滑な実施のために重要な情報を収集し、活用することである。

#### (4) 環境法

環境法（第 1333 条）は 1990 年に発布された。地方電化事業において環境に負の影響が予期される場合、この法が、当該セクター所轄官庁と環境・天然資源・森林開発庁の監督の下で環境影響調査を実施することを義務づけている。エネルギー炭化水素庁環境部門と天然資源・森林開発部がこの法律の施行を担当している。

#### (5) 住民参加法

新住民参加法は、地方電化などの農村開発を実施する場合に住民参加を促進することを目的として 1998 年に発布された。市町村は、この法律上、地方電化事業の実施機関を担うことになっている。

## (6) 貧困削減戦略ペーパー（PRSP）

貧困削減戦略ペーパーは、今後のボリヴィア国の貧困対策に関する行動指針である。主要目標は以下の4点である。

- ・ 貧困層の雇用と収入の機会の拡大
- ・ 貧困層の能力向上
- ・ 貧困層の安全と保護の拡大
- ・ 貧困層の社会参加促進

地方電化事業も基本的には貧困削減戦略ペーパーに準拠して実施されることになる。地方電化は、同ペーパーの中で貧困緩和のための最優先課題の一つと位置づけられている。同ペーパーによると、各市町村は地方電化事業の実施主体として提案されている。

## 2.2 政府関連機関

中央政府は、1994年新電気法の執行後、エネルギー事業実施に直接的に関与していない。地方電化に関係する中央政府機関は、エネルギー炭化水素庁、電気監督局、国家電力供給委員会がある。中央政府の役割は、地方電化の促進に限られている。関係機関の構造と役割は下記の通りである。

### (1) エネルギー炭化水素庁

エネルギー炭化水素庁は経済開発の傘下であり、エネルギー分野の最高機関である。エネルギー炭化水素庁の主な役割は以下の通りである。

- ・ 国家エネルギー政策と戦略の策定
- ・ 標準化と規則の制定
- ・ 内国および外国投資の促進
- ・ 内国および外国融資の調整と交渉
- ・ 部門別統御システムに関する電気監督局との調整

エネルギー炭化水素庁は、図 2.1 の通り副大臣を先頭に 12 の部局で構成されている。地方電化に関係する主要部局の機能は以下の通りである。

#### 1) エネルギー開発部

エネルギー開発部は、地方電化の指導的役割を担っている。この部は、部長と3人の技術者、そしてUNDPの財政支援によるPRONERを促進する5人の専門家から成るEFPチーム（同開発部内に設置されている地方電化事業推進チーム）で構成されている。主な機能は以下の通りである。

- 地方電化に係わる国策と基準の確立
- 地方電化事業に係わる案件京成と資金調達の促進
- PRONERで策定された地方電化事業の実施
- 県庁、市町村との協力による地方電化事業の調整と実施
- 世界銀行の「Energy Sector Management Assistance Program」に対する支援（再生可能エネルギー利用促進を目的とする）

#### 2) 評価・標準化部

- 電力産業の基準作成
- 事業実施の監視（エネルギー開発政策の観点より）
- 電力市場民間部門との協調
- 近隣諸国への電力輸出戦略の策定
- 信頼性の高い統計データの提供
- 電気協同組合と民間企業の監視

#### 3) 環境部

炭化水素とエネルギー部門の持続可能な開発のための自然・社会環境の保護と管理

#### 4) 投資促進部

- 内国および国外からの国家事業への投資促進
- 民間投資家への情報提供

## (2) 電気監督局

電気監督局は、国内の電気産業活動を規制する権限を持つ機関である。1994 年の新電気法に伴い経済開発省の下に 1996 年に設立された機関である。

地方電化に関係する主な機能は以下の通りである。

- 地方電化事業者の評価、事業権（コンセション）及び営業ライセンスの認可
- 電力産業に適用する電力料金の認可と監視
- 農村部への電力供給の監視
- 電力産業の事業と今後の電力開発に必要なサービスの提供

## (3) 国家電力供給委員会

国家電力供給委員会は、国家相互接続システム内において発電、送電、配電から成る電力システムを効率よく運営するため新電気法第 18 条の第 1604 項目に従って設立された。

国家電力供給委員会の責務は以下の通りである。

- SIN 統合運営の計画
- 給電システムの管理
- SIN 内での効率的発電計画
- SIN 内での電力市場価格の決定
- 電力送電の均衡計画
- 電気監督局への情報提供

## 2.3 電力供給システム

### 2.3.1 全国レベルのシステム

ボリヴィアの電力供給システムは以下の 4 系統で構成される。

#### (1) 全国相互連繫システム（SIN）

SIN は連繫基幹系統（STI）でラパス、コチャバンバ、サンタ・クルス、オルロ、チュキサカ、ポトシに電力供給を行っており、将来連結される地域にも供給を行う。

SIN 系統内の電力需要は、ラパス、サンタ・クルス及びその他都市部（コチャバンバ、オルロ、チュキサカ、ポトシ）で均等に分散している。1999 年、発電量は水力発電並びに天然ガス炊き火力発電がそれぞれ半々であった。なお、SIN 系統では、一つの会社が電力供給事業を独占している。

#### (2) 独立系統（SA）

SIN に繋がっていない電力供給系統は独立系統（SA）と呼ばれており、タリジャ、タリファ県の都市部、ベニ県のリベラルタ、パンド県のコビジャ等の都市が独立系統により供給を受けている。SA は総設備容量の約 5%、総発電量の 5% を占め、5% の人口に電力を供給している。

#### (3) その他小規模独立系統（OSA）

有効設備容量を 1,000kW 以下しか持たない小規模独立系統は OSA と呼ばれる。一日当たり 4 から 8 時間しか稼働せず、その多くは 2,000 世帯弱で構成される小規模電力組合が運営にあっている。OSA は総設備容量の僅か約 3%、総発電量の 1% を占め、1% の人口に電力を供給しているに過ぎない。

#### (4) 自家発電業者

上記系統とは別に、自家発電による電力供給もあり、水力発電並びにバイオマスや天然ガス炊き火力発電により、主に大口需要向け（大規模工場や鉱山施設）に電力供給を行っている。これらは総設備容量の約 8.5%、総発電量の 5% を占めている。なお、SIN 系統に余剰電力を供給している自家発電業者も存在する。

SA 並びに OSA は発送配電の電力三事業の垂直統合を許可されており、ディーゼル発電が主な電源である。

## 2.3.2 電力供給構造

### (1) 発電

SIN 系統においては、1999 年末現在で、7 つの発電会社が存在する。それらは Cobee (Compania Boliviana de Energia Electrica), Corani S.A., Guaracachi S.A., Valle Hermoso S.A., Hidroelectrica Bolivia S.A., Rio Electrico S.A. and Synergia S.A. and Rio Electrico S.A である。これら発電業者の持つ発電施設全て STI に繋がれ、CNDC の規制・監督のもと運営を行い、中央給電センター (Centro de Despacho de Carga) に電力を供給しなければならない。

SA 系統では、数多くの電力組合が設立され、自ら発電運営も行っている。一例として CRE (Cooperativa Rural de Electrificacion) はサンタ・クルスにて電力供給を行っている。更に SA 系統では配電業者がピーク需要の 15% 以下の発電容量を持つ施設所有を許可されている。

なお、ボリヴィア国新電力法では、SIN 系統において、一電力業者が総設備容量の 35% 以上の施設を所有することを禁じている。

#### 1) 設備容量

1999 年末現在で、総設備容量は 1,266MW であり、うち 872.5MW (68.9%) は火力発電、393.1MW (31.1%) は水力発電施設による。前者はガス・タービンとディーゼル発電機で構成される。総設備容量は 1995 年から 1999 年の期間、年平均 11.2% で増加している。

#### 電源別設備容量の伸び

(MW)

	1995	1996	1997	1998	1999
Hydroelectric power	306.4	318.4	336.4	341.9	393.1
Share	37.0%	31.6%	32.9%	32.8%	31.1%
Growth rate	6.0%	3.9%	5.7%	1.6%	15.0%
Thermal power	521.5	688.9	687.3	700.9	872.5
Share	63.0%	68.4%	67.1%	67.2%	68.9%
Growth rate	4.8%	32.1%	-0.2%	2.0%	24.5%
Total	827.9	1,007	1,024	1,043	1,266
Growth rate	5.2%	21.7%	1.6%	1.9%	21.4%

出典：ボリヴィア電力セクター年次統計書 1999, VMEH

#### 2) 発電量



1999年の総発電量は3,898GWhを記録した。下表に電源別発電量の伸びを示す。1994年に火力による発電量が水力による発電量を上回っている。1995年から1999年にかけて、総発電量増加率は年平均で6.7%を記録した。

### 電源別発電量の伸び

(GWh)

	1995	1996	1997	1998	1999
Hydroelectric power	1283	1460	1573	1513	1793
Share	42.7%	45.3%	45.5%	41.1%	46.0%
Growth rate	-5.0%	13.8%	7.7%	-3.8%	18.5%
Thermal power	1720	1760	1884	2172	2105
Share	57.3%	54.7%	54.5%	58.9%	54.0%
Growth rate	16.8%	2.3%	7.0%	15.3%	-3.1%
Total	3003	3,220	3,457	3,685	3,898
Growth rate	6.3%	7.2%	7.4%	6.6%	5.8%

出典：ボリヴィア電力セクター年次統計書 1999, VMEH

## (2) 送電

Empresa Transportadora de Electricidad (TDE) は、1997年7月にボリヴィアの基幹送電システムであるSTIを購入し、以来唯一の送電会社として送電運営を行っている。

STIはSIN系統の一部を構成し、発電施設と主要な国内需要地を繋ぐ送電線及び変電所を含んでいる。変電所はKeno、Vinto、Captive、Valle Hermoso、Corani、Guaracachi、Pots及びSucre等の都市に位置している。SINに接続される送電線電圧は230kV、115kV、69kVで、周波数は50Hzである。また、24.9kVの中圧も存在する。STIを構成する送電線(230kV、115kV及び69kV)の総延長は1,498.5kmに亘り、うち、230kVが535.5km、115kVが863.0km、69kVが100kmに亘る。SINに繋がる変電所の総変電容量は1,218MVAである。TDEは21の変電所を所有、運営し、そのうち17の変電所がSTIを構成している。

### SINに接続する送電線の延長と電圧

電圧レベル(kV)	230	115	69
総延長(km)	535.5	863.0	100.0

出典：ボリヴィア電力セクター年次統計書 1999, VMEH

STIの送電線はボリヴィア国西部(サンタ・クルス)に延びている。なお、Carrasco-Guaracachi線では、Guaracachi変電所の変圧容量が限られているため、最大

70MW の送電に限られている。電力卸売り市場の需要を満たすには十分なシステムであると報告されている。

その独占による運営形態のため、TDE の活動は CNDC に規制されており、CNDC は送電調整並びに TDE の運営監督を行う立場にある。発電及び配電事業者が支払う送電料金は電力委員会 ( the Superintendence of Electricity ) が決定権を有している。

### (3) 配電

SIN における電力卸売り市場では、6 つの配電会社が運営を行っている。それらは、ラパスの ELECTROPAZ、オルコの ELFEO、Cochabamba の ELFEC、サンタ・クルスの CRE、Sucre の CESSA、ポトシの SEPSA であり、配電事業も限定地域における独占事業である。これらとは別に、農村地域では小規模電力組合が電力供給を行っている場合もある。

ボリヴィアの配電電圧は、44kV、24.9kV 及び 6.6kV であり、更にラパスでは 230/115V、その他地域では 380/220V まで降圧される。

## 2.3.3 電力原価、料金、及び消費

### (1) 電力原価

SIN 系統では、発電並びに配電事業者による、スポット市場並びに固定契約市場での売買を通じた、非常に競争的な電力卸売り市場が構築されている。電力卸売り市場は、発電、送電、配電会社及び大口需要家により構成され、将来電力需給に基づいた市場参加者間の交渉により売買が行われている。現在 Cobee を除く、3 つの発電会社が同じ料金で電力を提供している。なお、CNDC ( Comite Nacional de Despacho de Carga ) は電力取引の監督調整に責任を有している。

電力料金の決定に際しては、まず各発電会社が発電原価を提示し、CNDC が配電事業者との接合点における料金を算定し、需要に併せた最も効率的な発電計画を確立する。

スポット市場における配電会社の平均買電単価

	Energy Charges (\$/MWh)	Power Charges (\$/kW-month)	Transmission Charge (kW-month)	Total (\$/MWh)
CRE	19.2	7.5	0.3	36.8
ELECTROPAZ	22.0	9.2	2.9	51.2
ELFEC	19.1	7.7	1.9	41.8
ELFEO	19.9	8.2	4.4	54.0
SEPSA	19.4	8.6	1.7	43.8
CESSA	19.8	8.9	1.1	43.5

(為替レート：1US\$ = 5.82Bs、1999年時点)

出典：1999年度年次活動報告書, Comité Nacional de Despacho de Carga

(2) 電力料金

各配電会社毎に、需要家別に異なる料金を科している。なお、一般家庭需要家向け料金は政府補助の対象となっている。

下表に一般家庭需要家向け料金体系（1999年8月現在）を配電会社毎に示す。

一般家庭向け料金体系（US\$/月）

1) ELECTROPAZ (1999年8月)

都市部

	kWh	US\$
Minimum Charge	0-50	3.58
	51-300	0.05
Cost per Additional kWh	301-500	0.06
	501-	0.06

農村部

PALCA

	kWh	US\$
Minimum Charge	0-50	4.16
Cost per Additional kWh	51-	0.09

RIO ABAJO - LURIBAY

	kWh	US\$
Minimum Charge	0-50	6.05
Cost per Additional kWh	51-	0.09

2) ELFEO (1999年8月)

	kWh	US\$
Minimum Charge	0-50	3.87
Cost per Additional kWh	51-120	0.06
	121-	0.08

3) ELFA (1999年7月)

	kWh	US\$
Minimum Charge	0-40	3.81
Cost per Additional kWh	41-	0.09

4) EMPRELPAZ

	kWh	US\$
Fixed Charge		1.96
Cost per Additional kWh	0-25	0.02
	26-	0.02

為替レート：1US\$=5.88Bs

出典：各配電会社資料，ボリヴィア電力セクター年次統計書  
1999, VMEH

一般家庭需要家向け電力料金の経年変化は以下のとおり。

一般家庭需要家向け電力料金の経年変化 (US\$/kWh)

	1995	1996	1997	1998	1999
ELECTROPAZ	0.056	0.058	0.061	0.065	0.069
CRE	0.056	0.063	0.066	0.066	0.064
ELFEC	0.067	0.062	0.073	0.076	0.076
ELFEO	0.060	0.063	0.074	0.080	0.079
CESSA	0.054	0.059	0.064	0.068	0.052
SEPSA	0.074	0.077	0.081	0.086	0.083

出典：各配電会社資料，ボリヴィア電力セクター年次統計書 1999, VMEH

(3) 電力消費

1999年の総電力消費量は3,176.5GWhを記録した。1995年から1999年にかけての電力消費増加率は年平均で7.9%であった。家庭需要が最も多く40.7%を占め、次いで工業

部門 (24.3%)、一般部門 general (17.1%)、鉱業 (8.5%)、公共電灯 (4.8%) の順であった。

### 需要家別電力消費量の伸び

(GWh)

	1995	1996	1997	1998	1999
Residential	996	1,065	1,139	1,207	1,292
General	375	408	459	499	542
Industrial	514	549	680	744	771
Mines	197	199	229	245	269
Public Lights	107	117	127	137	153
Others	156	152	131	158	149
Total	2,345	2,491	2,766	2,991	3,176

出典：ボリヴィア電力セクター年次統計書 1999, VMEH

## 第3章 ボリヴィアにおける地方電化

### 3.1 エネルギー炭化水素庁の政策

都市部と農村部間の均衡のとれた開発には地方電化が重要であり、エネルギー炭化水素庁の電力政策においても地方電化が重要な課題であると認識されている。これを受け、エネルギー炭化水素庁は1998年にPRONER（国家地方電化計画）と呼ばれる地方電化促進5ヶ年プログラムを開始した。PRONERの最終的な目標は、農村部の生活水準及び経済活動の改善に資することで、農村部の社会経済開発を支援することである。より具体的には、エネルギー炭化水素庁はPRONERを通じて、電化率を13.7%から2002年までに28%に上げ、11万戸、45万人に電力を提供することを目標として掲げており、5年間の総支出額は、1億3百万USドルと計画されている。地方電化事業を成功裏に実施し、これら目標を達成するうえで、エネルギー炭化水素庁は地方自治体との協調を図りながら、資金の調達、必要な支援や調整を行っている。

エネルギー炭化水素庁は、輸出可能な資源の利用を控え、二酸化炭素排出量の削減を促すため、太陽光、小水力、風力等の環境に優しい再生可能エネルギーの利用を勧めている。持続可能な電力供給を農村部で実現するため、再生可能エネルギーが利用可能な地域であれば、それを積極的に活用するものとしている。

遠隔地域でも、主に太陽光並びに小水力を利用した電化事業を促進するため、民間事業者への事業参入インセンティブが用意されている。しかしながら、民間の事業参入は期待通りには実現されていない。現在エネルギー炭化水素庁は、民間事業者を地方電化事業に参入させるため、更なるインセンティブの供与を検討している。

なおボリヴィアにおける地方電化では、村落住民自身により設立された地方電化組合が電化事業の掘り起し、実施を自ら行っている事例が多くある。エネルギー炭化水素庁は受益者である村落住民のより積極的な事業参加を期待しており、そこでは、機材費、建設または取付け費を住民間で共同負担し、施設の維持管理に責任を有する仕組み造りが求められている。

### 3.2 PRONER

PRONERでは、地方電化戦略の一環として公的及び民間資金の有効活用を提案している。公的資金は、民間事業者の参入を促進する目的で採算性の低い事業に充当される。

現在までエネルギー炭化水素庁による PRONER の成果に対するレビューは行われていないが、下表に示すように電化率の伸びで見ると、成果は現れている。これによると、2000 年末現在で地方電化率は 22.3% を記録している。2002 年末時点の達成目標値である 28.0% は、十分な資金が継続的に充当される限りにおいては、到達可能であると言える。

### ボリヴィア国における地方電化率

	1997 年	1998 年	1999 年	2000 年
総戸数	866,714	882,113	892,809	885,454
電化戸数	118,482	152,500	183,223	197,239
電化率	13.7%	17.3%	20.5%	22.3%

注：2000 年数値は予測値

出典：VMEH

現行の PRONER は 2002 年 8 月には完了する予定にある。しかし、政府は地方電化に高い優先度を付けており、資金が在る限り 2002 年後も継続して促進するものと考えている。地方電化事業に民間資金を活用させる PRONER の事業モデルは今後も継続するものと考えられる。

### 3.3 地方電化への投資

過去 6 年間における、ボリヴィア国の公共資本投資は最低で年間 1.55 億 US ドル、最高で年間 2.15 億 US ドルで推移した。2000 年度は 1.86 億 US ドルを支出している。電力（エネルギー）セクターへの投資は、1997 年のセクター民営化始動により急激に低下し、以来低下基調に転換した。しかしながら、依然高い支出額を維持しており、2000 年度には 7300 万 US ドルを記録した。電力（エネルギー）セクター向け総投資額における地方電化向け投資の割合は、1995 年の僅か 6% より、1997 年の 51%、2000 年の 85.2% と急激に増加している。下表に過去 6 年間におけるボリヴィア国公共資本投資額の推移を示す。

### ボリヴィア国公共資本投資額の推移

(単位：千米国ドル)

	1995年			1996年			1997年		
	合計	自己調達	外部調達	合計	自己調達	外部調達	合計	自己調達	外部調達
エネルギー部門	40,641	13,221	27,420	26,245	5,948	20,297	13,930	8,925	5,005
- 発電事業	26,815	5,168	21,647	18,953	2,121	16,832	75	75	0
- 送配電線事業	10,714	5,264	5,450	5,601	2,396	3,205	5,879	1,593	4,286
- 地方電化	2,435	2,435	0	1,157	1,155	2	7,105	6,993	112
- その他エネルギー事業	677	354	323	534	276	258	871	264	607
- 代替エネルギー事業	-	-	-	-	-	-	-	-	-
運輸部門	156,979	45,475	111,504	184,551	45,067	139,484	162,797	82,298	80,499
通信部門	5,134	4,113	1,021	0	0	0	0	0	0
水資源	5,564	2,760	2,804	4,851	2,382	2,469	4,108	2,360	1,748
公共投資合計	208,318	65,569	142,749	215,647	53,397	162,250	180,835	93,583	87,252
国内総生産 (GDP)	6,700,000			7,200,000			7,800,000		
GDPに占める公共投資の割合	3.1%			3.0%			2.3%		

	1998年			1999年			2000年		
	合計	自己調達	外部調達	合計	自己調達	外部調達	合計	自己調達	外部調達
エネルギー部門	10,144	6,046	4,098	8,327	6,205	2,122	8,520	8,206	314
- 発電事業	370	370	0	-	-	-	107	107	0
- 送配電線事業	2,397	809	1,588	2,018	2,018	0	954	954	0
- 地方電化	6,379	4,486	1,893	4,634	3,925	709	7,262	7,005	257
- その他エネルギー事業	998	381	617	873	69	804	112	112	0
- 代替エネルギー事業	-	-	-	802	193	609	85	28	57
運輸部門	140,481	66,098	74,383	148,805	66,033	82,772	171,922	77,434	94,488
通信部門	29	29	0	-	-	-	-	-	-
水資源	4,413	2,020	2,393	2,134	1,877	257	5,839	3,223	2,616
公共投資合計	155,067	74,193	80,874	159,266	74,115	85,151	186,281	88,863	97,418
国内総生産 (GDP)	8,088,000			8,351,000			-		
GDPに占める公共投資の割合	1.9%			1.9%			-		

### 3.4 地方電化の関連組織

#### 3.4.1 地方自治体、配電会社、機器設置会社

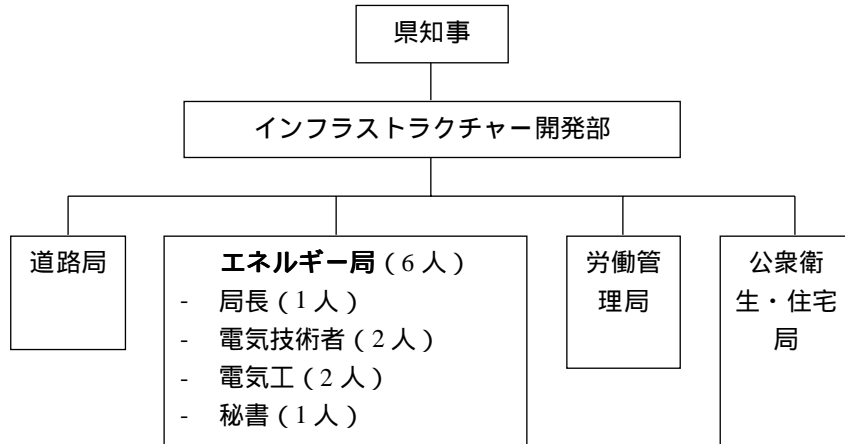
1991年に発布された住民参加法と地方分権法の立法後、県庁、市町村といった地方自治体は地方電化において重要な役割を担っている。再生可能エネルギーを利用した地方電化事業は、配電会社や機器設置会社といった民間部門と協力しながら住民参加を通じて地方自治体が先導して実施してきた。

#### (1) ラパス県庁・オルコ県庁

インフラストラクチャー開発部の中にあるエネルギー局は、ラパス県での地方電化に関する責務を担っている。当局は下図の通り、局長、電気技術者2人、電気工2人、秘書の計6人で構成されている。

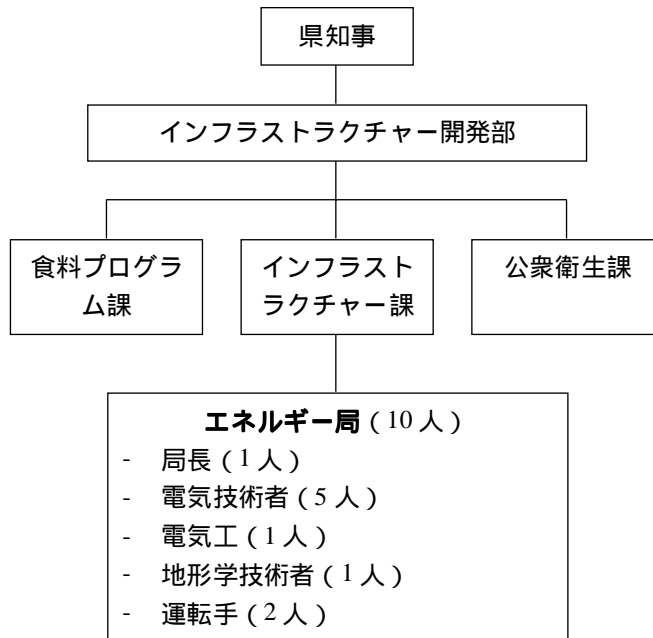


### ラパス県庁エネルギー局組織図



オルコ県庁では下図のようにインフラストラクチャー開発部の中にエネルギー局が地方電化の責務を担っている。当局は局長、電気技術者 5 人、電気工、地形学技術者、運転手 2 人によって構成されている。

### オルコ県庁エネルギー局組織図



オルコ、ラパス両県エネルギー局の機能は以下の通りである。

- 地方電化の必要性の明確化
- 県電化計画の作成

- 地方電化事業の形成、評価、融資
- 事業実施の監督
- 市町村、オペレーター、利用者間の調整

## (2) 市町村

貧困削減戦略ペーパーの執行後、市町村は地方電化事業の実施組織としてより重要な役割を担うことを期待されている。しかしながら、地方電化事業を効率的に実施するためには外部の人的資源を利用するとともに組織の本質的な強化を図ることが必要であると考えられる。

## (3) 配電会社

配電会社は、ラパス県に 5 社、オルコ県に 5 社が存在する。配電会社の社名は以下の通りである。

### ラパス県

- 1) ELFA
- 2) Electropaz
- 3) Emprempaz
- 4) CEYSA
- 5) EDEL

### オルコ県

- 1) ELFEO
- 2) E.E.Caracollo
- 3) 5 de Agosto
- 4) COSEP Ltda
- 5) COOPSEL

配電会社は、発電会社から電気を購入し、自社の配電網あるいは県所有の配電網を用いて電気を消費者へ提供する。

上記の配電会社は、電気監督局から送配電線拡張の認可をとっており、送配電網拡張による地方電化に関する責務を担っている。

#### (4) 太陽光発電機器設置業者

現在、以下の 5 つの民間企業がボリヴィアにおける太陽光発電システム機器設置業者として操業しており、資機材の調達、設置、利用者に対する日常的維持管理に関する訓練、利用者から要請があった際の技術サービスを行っている。

企業名	取り扱っている太陽光発電システム
HANSA	SIEMENS (Germany, USA)
ESAND	ATERSA (Spain)
SERCOIN	ISOFOTON (Spain)
ENERSOL	KYOCERA (Japan, USA)
ALKE	SHELL (UK, Holland)

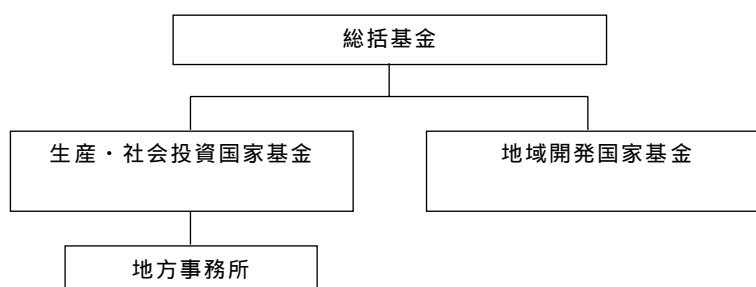
### 3.4.2 資金機関

農村開発のために海外援助機関から供出される国家基金のほとんどは、貧困削減戦略ペーパーの手順に従って総括基金を経由することになる。総括基金は、地方電化事業において主要な資金機関となるであろう。国内基金機関もまた地方電化を支援することが期待されている。

#### (1) 総括基金

総括基金は、2001 年に大統領府の監督の下、郡レベルでの地方電化も含めた貧困軽減に立ち向かうために国家基金機関として再組織化された。総括基金には、2 つの基金局から構成されており、県や郡に対して信用貸しをする地域開発国家基金と郡に対し無償資金を提供する生産・社会投資国家基金である。総括基金地方事務所は、各県に設置された。地方電化は、生産・社会投資国家基金において最優先部門の一つに位置づけられている。会計初年度の基金総額は 5000 万米国ドルである。

総括基金組織図



## (2) UNDP 事業に関するリボルピング・ファンド

当該ファンドは、UNDP 電化事業を支援するために地域開発国家基金によって設立されたものである。総額は 200 万米ドルであり、エネルギー炭化水素庁と UNDP から各々 100 万米ドルが供出される予定である。これらは、地方電化のリボルピング資金として利用する計画である。

## (3) ボリヴィア地方電化基金

ボリヴィア地方電化基金は、地方電化事業のために公共及び民間から融資される予定である。ボリヴィア地方電化基金は、送配電網の拡張、相互電送設備、小規模合併、地方電力セクターの合併整理といった事業に対して融資を予定している。当基金の総額は、3000 万米ドルになると期待されている。

### 3.5 国際機関の活動

国際機関は、送電線拡張ばかりでなく再生可能エネルギーによる地方電化の促進のために地方自治体、中央政府に対して技術的・財政的支援を提供している。

#### 3.5.1 多国間援助機関

##### (1) 世界銀行

世界銀行は、ESMAP の枠組みの下で UNDP と協力して融資と支援を提供している。地方電化に関わる主な活動は、以下の通りである。

- エネルギー部門の改革と農村部のエネルギー戦略に対する支援
- ESMAP エネルギー計画プログラム
- 再生可能エネルギーを利用した地方電化プログラム

世界銀行は、2つの地方電化計画を持っている。1つは GEF を通じた太陽光発電事業に対する信用貸し計画であり、2001 年中中期に開始する 1 年間計画である。この計画では、信用貸しは 5 年間にわたって太陽光発電利用者に提供される予定である。もう 1 つは、約 6000 万米ドルの信用貸しによる地方電化・通信事業であり、現在世界銀行と交渉中である。

## (2) 国連開発計画 (UNDP)

国連開発計画は、PRONERの方針に沿って820万米ドルで再生可能エネルギーを利用した22の地方電化事業を行う予定であった。しかしながら、社会経済情勢の変化により事業実施に至らなかった。現在、モデル2形式の新規事業が、国連開発計画事業と合同で行うためにEFPチームによって計画されている。

## (3) 米州開発銀行 (IDB)

米州開発銀行は現在、電力事業を支援していない。電力開発を支援しないわけではなく、ボリヴィア政府から過去数年間電力事業案が提示されてこなかった。最後に關つた電力事業は、1998年に完了したENDEとの送電事業である。

### 3.5.2 2 国間援助機関

再生可能エネルギーによる地方電化は、スペイン国際協力庁、ドイツ技術協力公社、オランダ援助機関といった2国間援助機関によって促進されてきた。貧困削減戦略ペーパー執行後、2国間援助は貧困削減戦略ペーパー計画の下で地方電化事業は促進するだろう。

#### (1) スペイン国際協力庁

スペイン国際協力庁は、1988年から1993年にかけて最初の太陽光発電システムを用いた電化プログラムとして高原農村部の1500世帯を対象に行った。1998年から2002年にかけて、3000基の太陽光発電システムが家屋だけではなく給水、学校、家内工業のためにスペインのNGOと共同で建設する計画がある。その太陽光発電システムの費用は850米ドルである。受益者は全費用の8% (前金150米ドル)を支払い、残額はスペイン国際協力庁が無償提供する。

#### (2) ドイツ技術協力公社・KfW

ドイツ技術協力公社は、1991年から1997年にかけて、再生エネルギー利用拡張・技術移転プログラム (PROPER) を支援した。本プログラムは、バイオマス、太陽光エネルギー、風力エネルギーといった再生可能エネルギーを利用した製造技術に関して現地小企業家とNGOに対する技術移転に重点を置いていた。CINERという地方電化に携わっているボリヴィアのNGOは、PRONPERでドイツ技術協力公社と協力した経験を踏まえ、現在も国内の地方電化事業のために活動を行っている。

KfWは、太陽光発電と小水力発電を利用した地方電化のために500万ドイツ・マルクの供与について1999年に合意しており、現在実施計画を作成中である。

### (3) オランダ援助機関

オランダ援助機関は、1992年よりエネルギー・環境プログラムの下でコチャバンバ県、チュキサカ県、ポトシ県、タリハ県、サンタ・クルス県における地方電化を支援してきた。

Santa Cruz の事例では、1999年9月までに設置対象数 10,000 基のうち 4,000 基の太陽光発電システムが設置された。地方電化協同組合 (CRE) が、太陽光発電システムの維持管理を担っている。受益者は設置時に 320 米国ドル (総費用の 40%) 支払い、維持管理費用として毎月 8 米国ドルを支払っている。

Cochabamba の事例では、設置対象数 800 基のうち 300 基の太陽光発電システムが 1998 年までに設置された。同援助機関によって雇われた NGO (Energetica) が、持続可能な開発を支援している。受益者は 520 米国ドル (総費用の 72%) を前金と設置代金として支払う。

## 第4章 ラパス県とオルロ県の地方電化

### 4.1 社会経済指標

#### (1) 面積と人口

ラパス県は 133,985 km<sup>2</sup>、オルロ県は 53,588 km<sup>2</sup> の面積を持つ。1997 年における総人口は、ラパス県 2,213,411 人、オルロ県 366,829 人であった。人口密度は低く、ラパス県 16.5/km<sup>2</sup>、オルロ県 6.8/km<sup>2</sup> であった。1992 年から 1997 年の人口成長率は、全国平均 2.3%、ラパス県が 2.0%、オルロ県は 0.9% と低かった。

#### 人口指標

年	ラパス県		オルロ県		ボリヴィア全国	
	1992	1997	1992	1997	1992	1997
面積 (km <sup>2</sup> )	133,985		53,588		1,098,581	
人口	1,900,786	2,213,411	340,114	366,829	6,420,792	7,607,692
戸数	545,566	602,421	120,027	121,719	1,692,566	1,914,793
人口密度 (1997)	16.5/km <sup>2</sup>		6.8/km <sup>2</sup>		6.9/km <sup>2</sup>	
人口成長率 (1992-1997)	2.0%		0.9%		2.3%	

出典：国家統計局

#### (2) 地域純生産と経済・就業構造

1996 年の地域純生産は、ラパス県が 8,869 百万ボリヴィアーノス(国民純生産の 27.2%)、オルロ県が 1,943.7 百万ボリヴィアーノス(同 5.9%) であった。一人当たりの地域純生産は、ラパス県で 785 米国ドル、オルロ県で 1,007 米国ドルであった。1992-1997 年における地域純生産成長率は、国平均の 4.1% よりも低く、ラパス県で 3.0%、オルロ県で 1.7% であった。

#### 純生産指標 (1996 年)

	ラパス県	オルロ県	ボリヴィア全国
純生産 (百万ス)	8,869.0	1,943.7	32,510.9
一人当たり純生産 (米国ドル)	785	1,007	843
純生産成長率 (%)	3.0	1.7	4.1

出典：国家統計局

ラパス県の経済は、サービス部門 (21.9%)、製造業部門 (17.7%)、公共サービス部門 (15.1%) に依拠している。オルロ県は鉱工業部門(29.2%)に拠るところが大きい。純生産に占める農業部門(含む林業・漁業)の比率は、ラパス県で 8.0%、オルロ県で 5.1% と国平均 14.2% と比較して低かった。

### 経済構造 (1996 年)

(%)

	ラパス県	オルロ県	ボリヴィア全国
農林漁業	8.0	5.1	14.2
石油・天然ガス	-	-	1.3
鉱工業	5.2	29.2	4.6
製造業	17.7	16.2	16.4
建築業	4.6	3.4	2.6
電気、ガス、水道	2.7	2.7	3.0
運輸・通信	13.8	7.7	10.4
商業	10.9	8.3	8.1
サービス	21.9	16.6	15.0
公共サービス	15.1	10.7	10.9
総計	100%	100%	100%

出典：国家統計局

農業部門（含む畜産業）は、ラパス県において総就業人口の 39.1 %、オルロ県において同 42.9%という多くの就業機会をもたらしている。失業率はオルロ県の 1.7%と比較してラパス県は 2.3%と高い。

### 雇用指標 (1997 年)

(%)

	ラパス県	オルロ県	ボリヴィア全国
総就業者数における農林業部門就業者率	39.1	42.9	43.2
失業率	2.3	1.7	2.0

出典：国家統計局

### (3) 貧困率、家計及び消費

下表に示す貧困率は、家計調査、社会環境、社会インフラ整備等のデータを組み合わせて算定されたもので、同指標はボリヴィア貧困地図（1993 年作成）に記載されている。これを見ると、ラパス・オルロ両県の農村部の貧困を示す農家貧困率と農村世帯貧困率は全国平均値にほぼ等しい。一方、都市部の世帯貧困率は全国平均値よりも若干高い。

### 貧困指標

(%)

	ラパス県	オルロ県	ボリヴィア全国
農家貧困率 (1992 年)	70.8	70.6	70.2
都市世帯貧困率 (1993 年)	56.0	55.3	51.1
農村世帯貧困率 (1993 年)	95.5	93.2	94.0

注：貧困の定義は、ボリヴィア貧困地図と同様である。

出典：国家統計局 1998 年および貧困地図 1993 年



第1次現地調査(1999年)において JICA 調査団によって実施された調査によると、太陽光発電パイロット試験対象村落家族の平均月収は、ラパスで 253.3 ボリヴィアーノス、オルロで 183.8 ボリヴィアーノスであった。一方、月間消費額はラパス県で 252.8 ボリヴィアーノス、オルロ県で 177.1 ボリヴィアーノスであった。エネルギーに関わる消費額はラパス県で 24.9 ボリヴィアーノス(家計の 9.8%)、オルロ県で 21.4 ボリヴィアーノス(同 12.1%)であった。

#### 家族収入と支出 (1999 年)

(ボリヴィアーノス)

	ラパス県太陽光 パイロット対象村落	オルロ県太陽光 パイロット対象村落
平均月収	253.3	183.8
月間消費額	252.8	177.1
エネルギーに関わる月間消費額	24.9	21.4

出典：JICA 調査団

#### 4.2 地方電化と投資の動向

ラパス、オルロ両県におけるエネルギー炭化水素庁発表の地方電化事業とその投資額動向を下表に示す。PRONER プログラムの結果、両県の地方電化率は急激に増加している。数値は予測値であるが、2000 年度時点で地方電化率はラパス県で 25.5%、オルロ県で 15.4% まで増加している。

#### ラパス並びにオルロ県の地方電化率

	1998 年	1999 年	2000 年
ラパス県			
地方電化率 (%)	18.6%	22.5%	25.5%
電化戸数	45,237	54,906	59,515
投資額 (千 US ドル)	6,073	2,672	1,138
オルロ県			
地方電化率 (%)	10.3%	12.6%	15.4%
電化戸数	6,437	7,894	9,634
投資額 (千 US ドル)	648	2,905	1,355

出典：エネルギー炭化水素庁

## 4.3 地方電化の現状

### 4.3.1 送配電線（グリッド）の延長

両県共に既存のグリッド送電網図はなく、エネルギー炭化水素庁、両県、配電会社より収集した最新データより係る送電網図を調査団独自に作成した。図 4.1 並びに 4.2 にそれぞれラパス、オルロ県の送電線（69kV、115kV、230kV）、高圧配電線（10kV、14.4kV、24.9kV、34.5kV）を対象とした 2001 年時点の送電網図を示す。

ラパス県では、基幹 115kV の送電線がラパス市より北西部の Caranavi 州、南西部の Aroma、Loayza 州に延びている。主な高圧配電線の配電電圧は 14.4kV、24.9kV 及び 34.5kV であり、ラパス県北西部からラパス市南部まで広範囲に設置されている。反対にラパス県南西部、東部、北部及びラパス市北部は比較的グリッドが敷設されていない地域である。

オルロ県では、僅かにオルロ市近隣地域（すなわちオルロ県北東部）にしか 115kV 送電線が敷設されていない。主な高圧配電線の配電電圧は 24.9kV であり、オルロ市から Litoral 州、オルロ市南部から Avaroa 州まで延長している。残りの地域、つまりオルロ県の西部及び南部では 2000 年現在でグリッドが敷設されていない。

### 4.3.2 再生可能エネルギーの利用

現在、ラパス、オルロ両県の再生可能エネルギーの利用は小水力及び太陽光に限られている。バイオマスを利用した電力開発実績は、豊富な資源があるラパス県においても現在のところ無い。以下に既存の小水力発電、太陽光発電システムに係る現状について述べる。

#### (1) 小水力発電

ラパスの発電用水資源の開発、活用は進んでいると言える。23 の小水力発電所が稼働しており、総設備容量は 1,084kW に上り、7,161 戸に電力を供給している。一方、オルロ県では僅か 2 つの小水力発電所が稼働するのみであり、総設備容量は 200kW、170 戸に電力を供給している。

ラパス、オルロ両県の小水力発電に係るインベントリーを表 4.1 に示す。

上記小水力発電事業の他、現在計画段階にあるものも加えると、総設備容量はラパス県で 3,800 kW、オルロ県で 650 kW に上る。

## (2) 太陽光発電 (PV システム)

ラパス、オルコ両県に設置されている PV システムは、主に家庭照明用のソーラー・ホーム・システムである。これとソーラー・ポンプ用以外の PV システムは 両県共に確認されていない。

ラパス、オルコ両県の PV システムに係るインベントリーを次表に示す。米国国際援助庁 (USAID) がオルコ県に 480 に上るシステムを、スペイン援助によりラパス県に 246、オルコ県に 500 に上るシステムが設置されている。加えて、本調査におけるパイロット・プロジェクトによりラパス県に 200、オルコ県に 100 のシステムが納入、設置される。

PV システムのインベントリー (2001 年 6 月現在)

(単位：戸数)

援助機関 \ 県	ラパス	オルコ
USAID	-	480
スペイン援助	246	500
JICA	200	100
合計	446	1,080

\*システム容量：50Wp～55Wp

出典：JICA 調査団

ラパス、オルコ両県で設置されているソーラー・ホーム・システムは 2001 年現在 1,526 個に上り、合計でおよそ 80kW の容量に値する。

## 4.4 地方電化の対象となる家庭と潜在電力需要量

### 4.4.1 地方電化の対象となる家庭戸数

エネルギー炭化水素庁は、1992 年に実施されたセンサスで人口 2 千人以下のコミュニティ地域であると確認された地域は「地方 (Rural)」と定義し、それ以上の人口を有するコミュニティ地域は「都市 (Urban)」と定義している (ここで「コミュニティ地域」とは、「カントン」より更に小さな行政地域を指す)。ラパス、オルコ両県における調査の対象戸数 (農村部の総戸数) は、カントン毎に総戸数より都市部戸数を控除することで求める。次表に、2000 年時点における農村部総戸数と農村部の未電化戸数を示す。これら数値を地方電化の将来計画策定の基礎データに用いる。なお、付属報告書には、ラパス、オルコ両県の農村部人口、農村部の総家庭戸数、カントン毎の電化並びに未電化戸数を示した。データは 2000

年末時点のものであり、ラパス、オルロ県それぞれ 436、160 の地方カントン (rural canton) が存在する。

**農村部の電化対象総戸数と未電化戸数 (2000 年)**

	ラパス県	オルロ県
電化対象総戸数 (農村部総戸数)	233,202	62,566
未電化戸数 (農村部)	174,724	53,690

出典：エネルギー炭化水素庁

注： 上記は各カントンの数値を合計した数値であり、エネルギー炭化水素庁公表数値と若干の相違がある。

カントン毎の農村部戸数は過去の推移動向に沿って予測した。下表に示すとおり、ラパス、オルロ両県共に今後僅かに減少すると予測される。これは都市部への流出並びに農村部人口の低成長率に依るものである。

**農村部総家庭戸数の予測**

	2002 年	2006 年	2011 年
ラパス県	232,629	231,879	231,669
オルロ県	61,981	60,846	59,473

出典：JICA 調査団

**4.4.2 潜在電力需要**

ラパス、オルロ両県農村部の電力需要は将来総戸数を基に、以下の条件、仮定に基づいて予測した。

- 1) 2000 年を予測基準年度とする。
- 2) 電化済み家庭における現時点の電力需要は、以下の単位世帯電力需要量を仮定し、これに電化対象戸数を乗じて推定した。
  - グリッド接続、ディーゼル、小水力発電により電化されている家庭：300kWh/年/世帯
  - PV システムにより電化されている家庭：65kWh/年/世帯
- 3) 2000 年時点で既に電化されている家庭の電力需要量は、エネルギー炭化水素庁との協議の上、2002 年後以降毎年 2% の増加率で増加するものと仮定した。

- 4) 未電化家庭の潜在電力需要量は、一戸当り 300 kWh/年/世帯とした。
- 5) 有効需要量は潜在需要量の 60%と仮定した。
- 6) 総電力需要量は、既に電化されている家庭の需要量と上記有効需要量の合計とした。

下表は両県農村部の電力需要量を要約したものである。ラパス県の、年間総電力需要量は、2000年には48,321MWh/年であり、2006年には52,008MWh/年、2011年には54,534MWh/年に増加すると予測される。オルコ県では、2002年に11,944MWh/年であり、2006年には12,573MWh/年、2011年には12,732MWh/年に増加すると予測される。

#### ラパス県農村部電力需要量の予測 (MWh/年)

	単位	2000年	2002年	2006年	2011年
全世帯数	世帯	233,202	232,629	231,879	231,669
電化済世帯数	世帯	59,039	58,894	58,704	58,651
電化済世帯の電力需要量	kWh/年	16,972	16,930	18,267	20,150
未電化世帯数	世帯	174,163	173,735	173,175	173,018
未電化世帯の電力需要量	kWh/年	31,349	31,272	33,741	34,385
合計電力需要量	kWh/年	48,321	48,202	52,008	54,535

出典：JICA調査団およびエネルギー炭化水素庁

#### オルコ県農村部電力需要量の予測 (MWh/年)

	単位	2000年	2002年	2006年	2011年
全世帯数	世帯	62,566	61,981	60,846	59,473
電化済世帯数	世帯	8,887	8,804	8,643	8,448
電化済世帯の電力需要量	kWh/年	2,281	2,260	2,402	2,592
未電化世帯数	世帯	53,679	53,177	52,203	51,025
未電化世帯の電力需要量	kWh/年	9,662	9,572	10,171	10,140
合計電力需要量	kWh/年	11,943	11,832	12,573	12,732

出典：JICA調査団およびエネルギー炭化水素庁

## 4.5 実施組織と維持管理組織

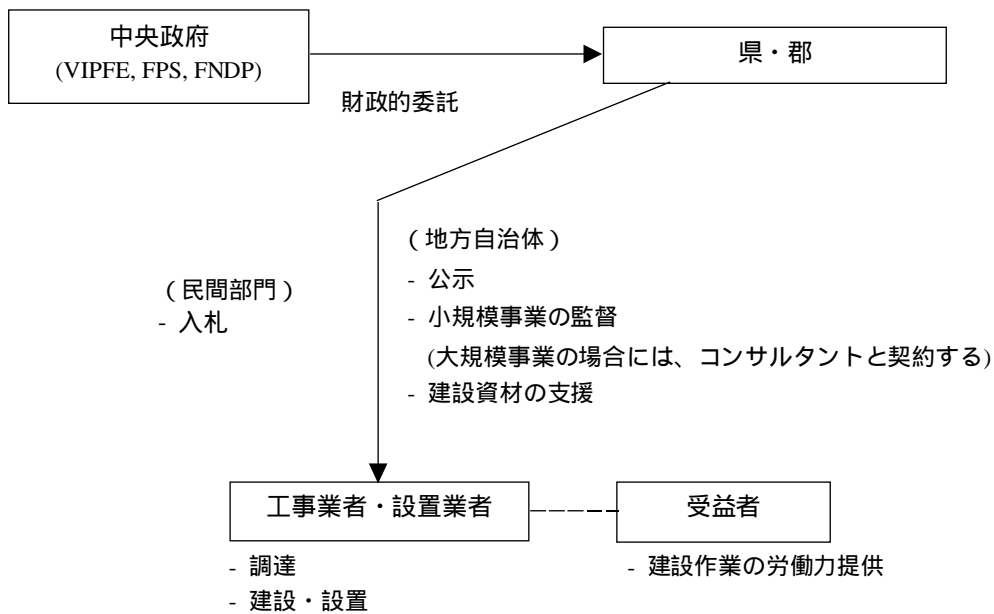
### 4.5.1 実施組織

現在、国家開発戦略である住民参加の促進に沿って、県や郡といった地方自治体が実質的な地方電化の実施組織を担っている。電化受益者は地方電化委員会または協同組合を組織

し、郡を通じて地方電化事業を県に対して要請することとなっている。事業の実施は、財政的調整後、以下の過程で実施されている。

- (a) エネルギー炭化水素庁(VMEH)、公共投資事業庁(VIPFE)、地域開発国家基金(FNDP)といった中央政府は、地方自治体へ事業資金を委託する。
- (b) 地方自治体は、事業実施に関わる競争入札を行うための公示を行う。
- (c) 工事業業者や設置業者が入札に参加する。
- (d) 地方自治体は、工事業業者や設置業者を選定し、契約を結ぶ。
- (e) 地方自治体は、建設と設置を監督する。
- (f) 地方自治体は、幾つかの建築資材を支援する。
- (g) 受益者は、小水力といった小規模事業の場合には建設作業に労働力を提供する。

#### 地方電化のための事業実施の過程の事例



#### 4.5.2 維持管理組織

以下の組織は、地方自治体から地方電化の維持管理に対して責任を任されている。

エネルギー源	維持管理組織
電線	送配電会社、電化協同組合
ディーゼル	市町村、電化協同組合
小水力	電化協同組合、地方電化委員会
太陽光発電	電化協同組合、地方電化委員会、NGO、利用者

小規模電化協同組合と地方電化委員会はわずかな維持管理技術しか持たず、大掛かりな修繕が必要な場合にはコンサルタントや NGO に技術支援を要請している。

#### (1) 郡による維持管理の事例

ラパス県のチャラーニャ郡やオルコ県のサリーナス郡では、既にディーゼル発電による電化が完了しているが、電化事業完了後も郡が維持管理を継続して実施している事例がある。

また、ラパス県チャラーニャの事例では、ディーゼル発電事業の費用は郡によって賄われている。日常的な維持管理は、郡に雇用されているオペレーターによって管理されており、特別な機械技術者は、問題があった時に呼ぶことにしている。

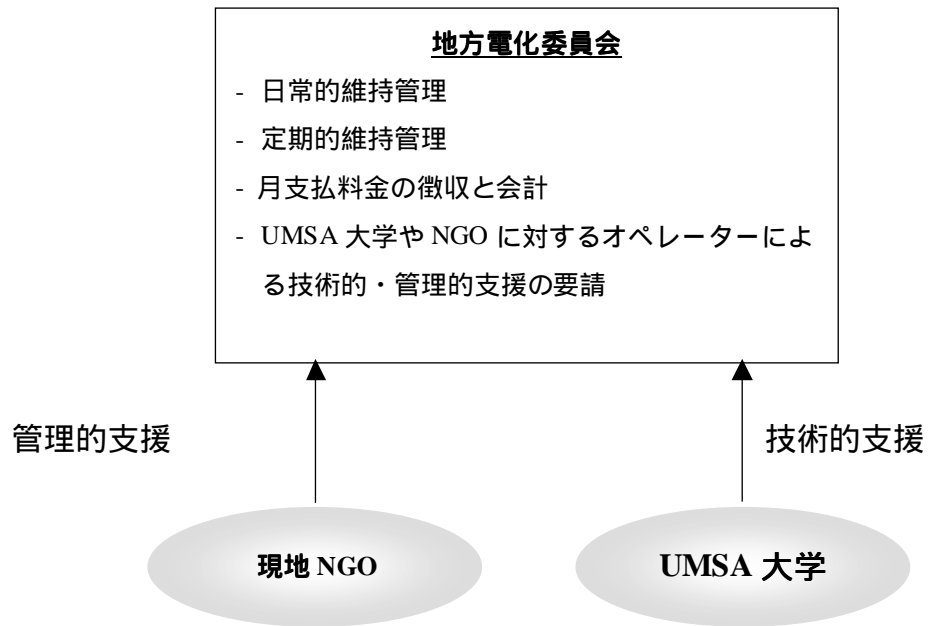
ディーゼル油が高額のため、維持管理の財務状況は非常に厳しい。総維持管理費用のうち約 60% が郡予算によって賄われている。

#### (2) 地方電化委員会による維持管理の事例

ラパス県のユングス地方における小水力発電事業の事例では、実施組織ばかりでなく維持管理組織においても受益者が運営する地方電化委員会によって管理されている。技術的・管理的支援は、ラパス市にあるサン・アンドレス (UMSA) 大学やボリヴィア国の NGO によってが行われている。

大学や現地 NGO によって訓練を受けた地方電化委員会の現地技術補助員は、小水力発電システムの日常的・定期的維持管理に重要な役割を担っている。また、UMSA 大学や現地 NGO による継続的な技術的・管理的支援もなされている。

### 小水力発電システムの維持管理組織図の事例





## 第 5 章 太陽光発電パイロット試験の概要

### 5.1 これまでに実施した調査の概要

太陽光発電システムに関する当調査の目的は、次の通りである。

- 1) ラパス、オルコ両県において、パイロット試験にふさわしい地域を特定し、300基の太陽光発電システムを設置すること。
- 2) 太陽光発電システムを評価し、これに関わる維持管理の仕組みに適用すること。
- 3) 太陽光発電に関する優先地域を確定し、太陽光発電開発計画を地方電化計画に組み入れること。

現地調査は 1999 年 8 月 7 日に開始し、2001 年の 9 月 7 日まで断続的に行われた。実施した調査内容は以下の通りである。

- 太陽光発電に関するデータおよび情報の収集
- 太陽光発電パイロット試験地の選定
- 太陽光発電システムの設置に関する検査
- 維持管理システムの組織化と維持管理に関する指導
- パイロット試験のモニタリング及び太陽光発電に関するデータ回収と分析
- 太陽光発電ポテンシャル地図の作成と地方電化計画のための優先地域確定

### 5.2 太陽光発電パイロット試験に関するシステムの設置

#### 5.2.1 パイロット試験地の選定

300 基の太陽光発電システムが、ラパス、オルコ両県に設置されることになった。太陽光発電パイロット試験地の選定過程は、以下に説明する。

##### (1) 試験地の選定基準

候補地の選定と確認のため、現地調査に先立ち以下の基準を設けた。

- 1) 招来の配電網延長計画の対象範囲外であること

- 2) 主要都市から車で2時間以内の地域であること
- 3) 少なくとも50戸以上の地域であること
- 4) オペレーターの管轄地域内であること
- 5) 設置及び月額徴収料金に対する支払能力がある地域であること

## (2) パイロット試験対象地域

現地調査ならびにエネルギー炭化水素庁、ラパス県、オルコ県との協議を通じて、太陽光発電システムの試験地は最終的に以下の地域に選定された。

### ラパス県

- 1) カルテッカ
- 2) カラカチ、サンチアゴ・デ・リャリャグア、カニユマ
- 3) ムルチャピ、チャルマニ・チャコマ、カタピ、ミリヨ、クリ・クリ・アルト
- 4) サンチアゴ・デ・イルヨ、サンフランシスコ・デ・リャリャグア、シペ・シペ

### オルコ県

- 1) パリア・パンピータ
- 2) ラグナ・アンココタ
- 3) ミリュニ

## 5.2.2 太陽光発電システムの構成

パイロット試験に採用された太陽光発電システムは、太陽光発電パネル、コントローラー、蓄電池、3本の蛍光灯から構成されたものである。各仕様は以下の通りである。

### (1) 太陽光発電パネル：米国製

- 適用電圧 : 12V
- セル枚数 : 36
- 最大出力 : 55W
- 最低保証出力 : 50W
- 最大出力動作電圧 : 17.4V

- 最大出力動作電流 : 3.15A

(2) 負荷：ボリヴィア国産品

- 蛍光灯 : 15W x 3

(3) コントローラー：米国製

- 過充電防止機能  
充電停止電圧値 : 14.3V +/- 0.2  
充電再開電圧値 : 13.5V +/- 0.3
- 過放電防止機能  
負荷切り離し電圧値 : 11.5V +/- 0.2  
負荷再接続電圧値 : 13.0V +/- 0.3
- 逆流防止機能

(4) 鉛蓄電池：ボリヴィア国産品

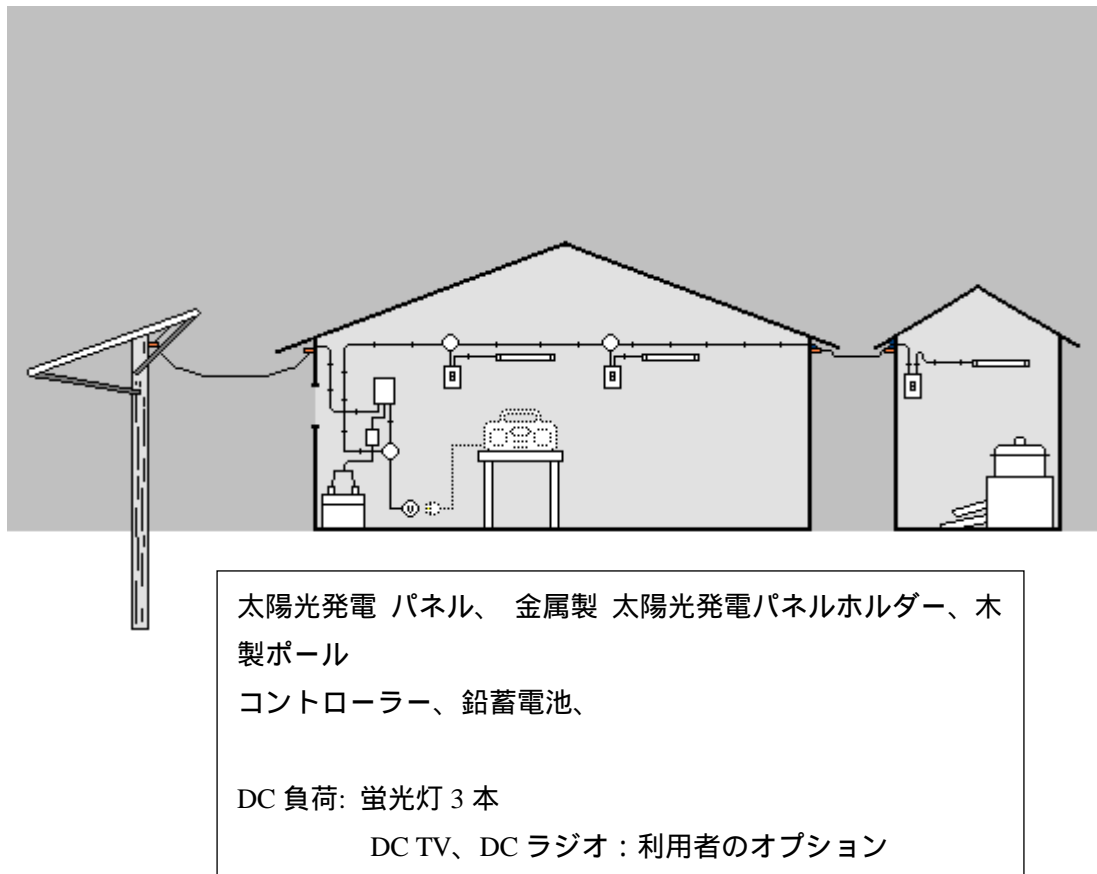
- ソーラータイプ
- 出力 : 99.12Ah
- 適用電圧 : 12V
- 最終充電電圧 : 14.8V

(5) DC/DC 出力調節器：ボリヴィア国産品

- 12V 3, 4.5, 6, 9 V

太陽光発電戸別用システムの概念図は、下図に示す。

### 太陽光発電戸別用システム設置概念図



#### 5.2.3 太陽光発電システムの設置

1999年8月から9月にかけて実施した第1次現地調査において、設置作業に先立ち、JICA ボリヴィア事務所によって調達された太陽光発電システム資機材の品質検査を行った。その結果、JICA 調査団は以下の資機材について機種の変更を提案した。

- 鉛蓄電池: 150Ah を 100Ah のものに変更
- コントローラー: 過充電防止機能のみのものから、過充電防止機能に加え過放電防止機能付きのものに変更
- 蛍光灯: 20W のものを 15W のものに変更

検査計画は、1999年10月から12月にかけて行われた設置作業に基づいて、JICA 専門家との協議の上、現地設置業者によって作成された。2000年1月に実施された第2次現地調査では、ラパス、オルコ両県に設置済みである太陽光発電システムが、JICA 調査団とオペレーターによって検査が行われた。

検査後、現地設置業者は、コーディネーティング・グループ及びマネージメント・ユニットの指示を受けて 2000 年 2 月から太陽光発電システムの改善を開始した。現地設置業者は、2000 年 4 月に再設置作業を完了した。

エネルギー炭化水素庁とラパス、オルコ両県の協議後、JICA 調査団は 270 基の太陽光発電システムを設置し、300 基の 10% に相当する 30 基を予備基とすることを決定した。ラパス県に 20 基分、オルコ県に 10 基分の予備基を保管することとした。

パイロット試験による経験を踏まえて、予備基に必要とされる数は、その後調整された。

### 5.3 維持管理システム

#### 5.3.1 維持管理組織

太陽光発電パイロット試験における持続可能な維持管理組織としてマネージメント・ユニットを組織した。同ユニットは、利用者を代表する地方電化委員会、オペレーター、県庁によって構成された。地方電化委員会は、村落単位で利用者によって組織された。太陽光発電パイロット試験のためのオペレーターとして、ラパス県では配電会社の ELFA、オルコ県では電化協同組合の COSEP が選任された。ラパス県庁、オルコ県庁はともに各県内のすべてのマネージメント・ユニットに参画した。

エネルギー炭化水素庁 - 県 - JICA 調査団は調整グループを構成し、パイロット試験の包括的な維持管理に関する責任を負った。

#### 5.3.2 利用者ガイドと利用者教育

JICA 調査団は、日常生活におけるシステム利用のために、利用者に対して太陽光発電システムに関する基本的知識を紹介することを目的とした利用者ガイドを作成し、配布した。

利用者ガイドのオリエンテーションを 2000 年 1 月にラパス、オルコ両県で開催した。オリエンテーションには、県職員やオペレーターが参加した。

太陽光発電システムの持続可能性にとって最も重要なことは、システムに対する利用者の使用態度である。蓄電池の重要性を鑑みて、JICA 調査団は蓄電池の利用に焦点を置き、蓄電池の取り扱いについて注意を促した。

### 5.3.3 維持管理マニュアルと教育

ラパス県では ELFA が、オルコ県では COSEP が、それぞれオペレーターとして太陽光発電システムの維持管理を行っている。JICA 調査団は維持管理のために維持管理マニュアルを作成した。

JICA 調査団は、オペレーターをはじめマネージメント・ユニットのスタッフに、維持管理に関する教育を行った。

維持管理マニュアルに盛り込んだ内容の内、重要項目を以下にあげた。これらは、オペレーターへの維持管理教育に当り重要事項として取り扱われた事項である。

- 維持管理のスケジュール
- 蓄電池に対する維持管理事項
- 太陽光発電パネルの維持管理
- 配線接続具合と負荷の維持管理

オペレーターに対する維持管理教育をラパス、オルコ両県で 1999 年 9 月、2000 年 1 月、2000 年 5 月に実施した。

上記に加え、2000 年 1 月、2000 年 5 月のセミナー開催時においても、維持管理教育を実施した。

## 5.4 電気料金システム

### 5.4.1 当初の料金システム

受益者には、太陽光発電システムの設置のための Initial Payment と、システムの維持管理のための Monthly Fee の支払いを義務付けた。料金は配電線の料金制度と、住民の支払能力を十分に考慮し設定した。

#### (1) Initial Payment

Initial Payment は Bs.700 と設定された。これは、太陽光発電システムコストの利用者分担金であるが、設置費用込みのシステム費用総額 Bs.5,300(US\$886)の 13%で、以下の機材代金に相当する。

- 蛍光灯 3 本
- 配線接続箱
- スイッチ
- 屋内配線

Initial Payment は将来の地方電化のためのリヴォルヴィング・ファンドとして利用されるものである。

## (2) Monthly Fee

受益者は、太陽光発電システムの維持管理費用として月額 Bs.30 の Monthly Fee を支払う。

### 5.4.2 料金システムの改定

支払い状況が予想を大きく下回ったので、利用者の支払能力を改めて勘案し、料金システムを見なおした。

#### (1) Monthly Fee

Monthly Fee を Bs.30 から Bs.22 に値下げした。ただし、Initial Payment を免除された配電網の延長計画の対象となった地域の利用者については、Bs.30 を据え置いた。

#### (2) Initial Payment

利用者の便宜を図り分割回数を二通りに設定した。さらに 2000 年に起きた農村地域の住民運動の一環で利用者からの値下げ要請を受け、Initial Payment を Bs.700 から Bs.600 に改定した。

## 5.5 モニタリングと分析

### 5.5.1 維持管理のモニタリング

太陽光発電システムの維持管理の実態、利用者の料金支払い状況を見ることは重要なことである。パイロット試験では、次の 3 点についてモニタリングを実施した。

- 1) データ・ロガーを使用しているシステム利用状況
- 2) オペレーターの行う維持管理
- 3) 料金支払い

太陽光発電システムの稼働状況と、関連する気象データを観測するため、ラパスに2ヶ所、オルロに1ヶ所データ・ロガーを設置した。オペレーターの維持管理に関しては、モニタリングシートを使用した。

システムの利用に関するモニタリングの結果は別途取り上げるので、ここでは、オペレーターの実施した維持管理に関するモニタリングの結果について報告する。

### (1) オペレーターによる維持管理のモニタリング

当初は、オペレーターの巡回検査を2ヶ月に一度のペースで行うよう取り決めたが、実際は、3ヶ月あるいは4ヶ月に一度の巡回となった。これは、2000年にボリヴィア各地の村落に起こった住民運動と、2000年暮れから2001年年初まで続いた長雨の影響が大であった。

モニタリングの集計結果は次の表のとおりである。

### 維持管理のモニタリング結果

(2000年8月～10月)

(単位：世帯数)

Community	Household	Equipments				Number of Additional Loads	
		Number Defective Lamp (1)	Blackish Bulb (2)	Noise on Radio (3)	Battery Water *(4)	Radio Cassette (5)	TV (6)
<b>La Paz</b>							
Calteca	10	1	2	3	3	8	-
Chiarumani	6	1	3	2	2	5	-
Muruchapi	22	2	5	20	8	20	-
Millo	30	4	8	25	12	27	-
Catavi	12	1	3	10	5	10	-
C.C. Alto	3	-	1	3	1	3	1
Hiruyo	19	2	2	15	6	18	-
Llallagua	14	1	4	13	9	14	-
Calacachi	32	-	-	2	-	32	3
エネルギー炭 化水素庁	1	-	1	-	-	-	-
<b>Oruro</b>							
P.Pampita	16	3	2	13	5	15	1
Milluni	23	5	8	22	16	23	-
L.Ancocota	44	9	12	38	39	40	-
Minas	5	1	2	1	2	5	-
Total	238	35	53	167	108	220	5

\*(4) Battery Water: 蓄電池への水補充の回数  
出典: JICA 調査団



1) 欠陥のあった蛍光灯

設置された蛍光灯は、当時全部で 714 本であったがその 4.9%に相当する 35 本の蛍光灯に欠陥があったことが判明した。オペレーターは供給業者の保証によって、すべての欠陥品を取り替えた。蛍光灯のつかなかった理由は把握できなかったが、これらのうちの三分の一はキッチンの火元の上に取り付けられていたものであったので、オペレーターは蛍光灯の据付位置を火元の上を避けて設置しなおした。

2) 黒ずんだ蛍光管

全体の 7.4%に相当する 53 本の蛍光管は、使用期間が一年未満であるのに管の両端又は片方が黒ずんだ。バラストの機能が不安定であったので、新しいバラストに取り替えた。

3) ラジオの雑音

167 人の利用者が、点灯した蛍光灯の近くでラジオに雑音が出ることを訴えた。JICA 調査団は、各蛍光灯にフィルターを取り付け雑音の除去をするよう、オペレーターに指示を出した。

4) 蓄電池の水

当初 2 ヶ月に一度の巡回検査を予定したが、先に述べたように巡回のインターバルが長くなってしまった。水の補給が遅れることで懸念された蓄電池は、特に問題もなく良好に作動していることが報告された。

5) ラジオカセット および 6) テレビ

負荷の使用状況を調査したところ、全利用者の 92%がラジオまたはラジオカセットの使用をしていた。テレビに関しては、価格が高いこともあるが、電波の範囲が限られているので、5 世帯が使用していたに過ぎない。

上記のような若干の問題はあったものの、総じて太陽光発電システムの稼働状況は良好で、利用者も満足しており、オペレーターの維持管理の結果も満足すべきものであった。

(2) 料金支払いに関するモニタリング

太陽光発電システムの設置が完了し、2000 年 4 月からモニタリングが実施された。設置直後の料金回収状況は、ラパスで Initial Payment が 8.0%、Monthly Fee が 5.5%に過

ぎなかった。オルロでも Initial Payment が 11.0%、Monthly Fee が 8.6% という結果であった。

これらの状況をふまえ、支払い遅延の理由、支払い促進について協議し以下のような対策を講じた。

1) 利用者へのオリエンテーションの再実施

第4次現地調査において、JICA 調査団はオペレーターとともに3つの村落を訪れ、利用者にパイロットテストの内容、維持管理、料金制度等について再度説明を行い、誤解を取り除くことで、支払いの促進を図った。

2) 支払額の削減

前節で説明したように Monthly Fee、Initial Payment とともに減額した。

3) 維持管理システムの変更

オペレーターを補佐するために、各コミュニティーごとにテクニカル・アシスタントを選任し、次の業務を任せることとした。

- オペレーターへの協力
- 配線の接続具合を検査し、必要に応じ増し締め、再接続をする。
- 村落内の全利用者の蓄電池の水補給
- オペレーターへの定期報告

オリエンテーションの再実施、料金改定により支払状況は以下の通り少しずつ好転した。

**料金回収率 (回収額/規定の回収額)**

(単位: %)

Month	La Paz		Oruro	
	Initial Payment	Monthly Fee	Initial Payment	Monthly Fee
May 2000	8.0	5.5	11.0	8.6
July 2000	16.9	28.5	19.6	25.9
Dec. 2000	38.7	56.2	47.7	46.3
Apr. 2001	42.4	67.2	51.1	41.4

出典: JICA 調査団

## 5.5.2 利用者のモニタリング

### (1) 利用者に関する調査

太陽光発電パイロット事業の設置後、モニタリング調査を実施した。調査の主な目的は、本パイロット事業を通じて太陽光発電システムによる地方電化の持続可能な実施計画を形成することに以下の点を監視することであった。

- 太陽光発電システム導入後の利用者の生活変化
- 初期投資と月支払料金の支払状況
- 維持管理の状況

キー・インフォーマント調査と戸別調査を用いた。簡易農村調査手法を用いたインタビュー調査をラパスとオルコの太陽光発電パイロット事業の利用者に対して実施した。

#### 1) 家庭におけるエネルギー利用状況の変化

蛍光灯を利用した平均時間は、第3次調査時点で Calteca の2.5時間から Paria Pampita の3.2時間であった。利用時間は、第1次調査から第3次調査までほとんど変化がなかった。太陽光発電設置後も、ケロシン・ランプが月1-2リットル分利用されていた。

ラジオ聴取平均時間は、第3次調査時点では Calteca の1.6時間から Paria Pampita の2.5時間であった。この平均時間は、第1次・2次調査時とほとんど変化はなかった。しかしながら、利用者は騒音問題解決後、ラジオの利用が高まった。カセット・テープレコーダーの使用は稀である。Paria Pampita のテレビを所有している3人のテレビ視聴平均時間は、1日当たり2.4時間であった。

#### 2) 利用者負担料金の財源の変化

初期投資と月支払料金の主な財源は、初期に実施した農村社会調査で示した結果通り農産物および家畜の販売であった。Muruchapi の約42%の利用者、Paria Pampita の25%、Calteca の16%がじゃがいも、チューニヨ、人参、タマネギといった農産物を販売した。Paria Pampita の約58%の利用者、Muruchapi の42%、Calteca の33%が羊、リヤマ、牛といった家畜を販売した。

小農である利用者の幾人かは、農産物や家畜を販売する余裕がなかった。支払いのために、Paria Pampita の25%、Calteca の16%、Muruchapi の14%が近隣の村落や都市にてインフォーマル・セクターで臨時雇用をした。

### 3) 生活の変化

総利用者のうち、Paria Pamita の 91%の利用者、Muruchapi の 87%、Laguna Ancocota の 85%、Calteca の 83%は、太陽光発電システムを使い始めて日常生活が改善されたと認識していた。生活が良くなったと考える主な理由は、夜間の環境が改善されたことである。総利用者のうち 18%は変化がないと考えていた。

太陽光発電システムの能力は、十分ではない。利用者の意見によると、より大きな電力システムの導入が総合的農村開発を実施する為に必要だと考えられている。

### 4) 利用者による維持管理

蓄電池の水レベルは、すべての利用者によって維持されていた。太陽光発電システムが問題を起こした時には、通常、利用者は地方電化委員会の代表者に連絡していた。代表者は、オペレーターに連絡し、修理を要請する。しかしながら、利用者とオペレーターの連絡は、以下の理由により十分でなかった。

- オペレーターが管理や料金徴収のために利用者の家を訪問した時、利用者は日中、屋外にいて、働きに出かけていた。
- 地方電化委員会の数人の代表者は、必ずしも村落に滞在しているわけではなく、都市に住む血縁のところに滞在している。

## (2) 太陽光発電システムの利用状況

エネルギー炭化水素庁の事務所屋上、ラパスのカルテッカ、そしてオル口のパリア・パンピータに設置されたデータ・ロガーによって、発電量と消費電力等についてのデータを観測し、太陽光発電システムの利用状況を定量的に把握した。

最適利用者 ( optimum user )、軽度利用者 ( light user )、重度利用者 ( heavy user ) の三つの使用タイプの事例を、回収データから拾い出しそれぞれのデータを分析した結果を以下に示した。

### 1) 最適利用者

15W の蛍光灯 3 本の使用を 1 日 7 時間以内と定め、利用者に 1 日の総消費電力量を 105kWh として指導した。これは 1 日当り 8.75Ah に相当するもので、これらをパイロット試験の目標値とした。

3本の蛍光灯の使用時間を以下のように設定した。

- Lamp 1: 3 時間
- Lamp 2: 2.5 時間
- Lamp 3: 1.5 時間      合計 7 時間

消費電力は発電量より内輪に納まっており、蓄電池の充電量が安定しているので蓄電池の寿命に良い。

## 2) 軽度利用者

負荷の1日当たり平均使用時間は以下の通り。

- Lamp 1: 0.76 時間
- Lamp 2: 1.02 時間
- Lamp 3: 1.74 時間
- Radio: 0.84 時間

1日当たりの負荷使用時間は1ヶ月平均で4.36時間である。これは、設定された目標値7時間の62%に相当する。

## 3) 重度利用者

負荷の1日当たり平均使用時間は以下の通り。

- Lamp 1: 4.47 時間
- Lamp 2: 2.81 時間
- Lamp 3: 3.41 時間

1日当たりの負荷使用時間は1ヶ月平均で10.69時間である。これは、設定された目標値7時間の152%に相当する。重度の負荷使用は蓄電池の寿命によくない。

## 5.6 太陽光発電システムの技術評価

JICA 調査団は設置した太陽光発電システムの稼働状況について、15 ヶ月から 18 ヶ月に渡り調査を行った。その結果、システムの稼働は以下のように満足すべきものであった。

- 55Wの太陽光発電パネルは100Ahの蓄電池を充電するのに十分な発電を行う。
- コントローラーは過充電防止、過放電防止の機能を十分に発揮した。
- 100Ahの蓄電池は設置された負荷の標準的な仕様に十分な容量であった。

おおきなトラブルもなく、また予想された山岳地における雷の被害もなかった。したがって技術的には、設置されたシステムは適正なものであったとみなされる。

当調査で経験した結果のうち、将来の事業実施に役立つと思われる事項について以下に説明する。

### 5.6.1 技術的な問題点と解決策

維持管理のモニタリングを通じての問題点は以下の通りである。

- 黒ずんだ蛍光管
- バラストの欠陥
- ラジオの雑音

#### (1) 黒ずんだ蛍光管

ラパス、オルコ両県でこの問題が発生した。JICA 調査団は両県のオペレーターに、黒ずんだ蛍光管を回収し供給業者に交換を求めよう指示をした。交換は 2001 年 4 月に完了した。

#### (2) バラストの欠陥

ラパス、オルコ両県で点灯しない蛍光灯が散見されたので、JICA 調査団はオペレーターと協議をし、バラストを取り替えることとした。取替えは 2001 年 4 月に完了した。

#### (3) ラジオの雑音

点灯した蛍光灯の近くのラジオから出る雑音について、利用者から苦情が出た。JICA 調査団は関係者と協議の末、雑音防止用のフィルターを取り付けることとし、2001 年

4月にフィルターの取り付けを完了した。フィルターの取り付けにより雑音は概ねなくなった。

## 5.6.2 システムの規模

いくつかの村落で、当パイロット試験で取り扱わなかった太陽光発電システム設置の要望が出された。内容は以下の通りである。

- 家畜の安全確認のための屋外灯
- 学校用のテレビ、コンピューター、ビデオデッキを使用できるような規模のシステム
- 飲料水、灌漑のための太陽光発電ポンプシステム

これらのシステムは、収入および生産性の増大を意図するものでこれらの設置を望むのは向上心の旺盛な積極的な人々である。一方では、月額 US\$3 の支払さえ出来ないようなぎりぎりの生活を余儀なくされている人々が多いというのも現実である。

このような状況において、システムの規模に利用者の選択幅を設けることができれば、利用者は支払能力と自分の要望するシステムの用途を考慮して選択できるので、利用者の満足度が高まり、結果として料金支払も促進されるはずである。

システムの規模の選択幅とは、たとえば以下のようなものである。

- 小規模システム      太陽光発電: 30Wp   蓄電池: 40Ah
- 中規模システム      太陽光発電: 50Wp      蓄電池: 100Ah
- 大規模システム      太陽光発電: 100Wp      蓄電池: 200Ah

## 5.7 維持管理の評価

### 5.7.1 オペレーターの実績評価

当初パイロット試験で提案された維持管理システムは、利用者/REC、オペレーターと県により構成された組織によるものとされたが、これは次のようなパイロット試験サイトの状況を考慮したからである。

## (1) 利用者の技術レベル

多くの途上国では無電化地域で蓄電池が使用されるケースが多いが、ラパス、オルコ両県の場合は、蓄電池の利用は極めてまれであった。これは村落が町中とのアクセスの悪いところに立地することが多いためであろう。このような状況を考慮し利用者の技術的レベルが低いものと判断した結果、維持管理はオペレーター中心で実施することとし、利用者の関与はできる限り少なくした。

## (2) 収入のレベル

5年から7年ごとにやってくる蓄電池、コントローラーの取り替えが確実に行われなければ、太陽光発電システムは維持されない。住民の収入が多くないことを考慮し、料金システムには、蓄電池、コントローラーの取替えコストも織り込み、毎月積み立てる方式をとったが、このことが毎月の料金を押し上げる結果となった。

維持管理に関するモニタリングの結果、オペレーターによる維持管理は概ね満足すべきものであったが、次のような問題点も確認された。

- 1) オペレーターの巡回検査の回数が当初の計画を下回った。これは既に説明した村落の住民運動、長雨という特殊事情に加え、パイロット試験サイトの立地がアクセス困難な地域であったことと、巡回したときに住民が不在であることが多かったことにもよる。
- 2) 県、エネルギー炭化水素庁に期待された維持管理に関する調整業務は、充分には実施されなかったが、これは、スタッフの不足と関係者間の日常の接触が充分でなかったことによる。
- 3) 利用者の料金支払は遅れ気味で回収率は50%程度であるが、制度の改定による効果が現れ改善された結果である。支払遅延の理由は次の通りであった。
  - 住民の間に、太陽光発電システムがJICAの寄付であるとの誤解が広まった。
  - 収入が定期的でなく、その額も低い。
  - 設置された太陽光発電システムのパワーに対する過剰な期待があった。

月額 Bs.22 は利用者にとって高いとの受け止め方が一般的であった。



## 5.7.2 改善策の提案

前項で述べたような維持管理に関する一連の問題点の解決を目的とし、次の様な改善策が協議されたが、これらのうちの一部は既に実施された。

### (1) 利用者/REC による維持管理

オペレーターは村落電化委員会（REC）にテクニカル・アシスタントを選任し、技術的な訓練をしたうえで、オペレーターの維持管理業務を利用者/REC に委譲する。大きなトラブルが生じた場合、あるいは機材の取り替え等に関しては、利用者/REC との契約に従ってオペレーターの技術サービスが提供される。

### (2) 維持管理への市町村の参画

市町村の代表者を、太陽光発電システムの維持管理の調整役に加え、県、エネルギー炭化水素庁の足りないところを補うこととする。市町村は対象村落に近いという地理的かつ地縁的な有利さから、維持管理への参画により適した存在となりうる。さらに、PRSP の実施に伴い、地方開発、地方電化を担う窓口が市町村とされたことから、効果を期待してよいだろう。ただし、そのためには市町村の組織拡充とスタッフ増員が不可欠である。

### (3) 料金システムの改善

支払を促進するために Monthly Fee の低減は有効である。Monthly Fee の賄う範囲を蓄電池の蒸留水の代金とテクニカル・アシスタントの person 費に限定すればかなり低額の料金体系にできる。しかしながら、故障の修理、5年から7年ごとに行う蓄電池、コントローラーの取り替え等に伴う費用に関して、発生の都度利用者に一時払いの義務が生じることとなり、その支払が出来る利用者は多くはいないはずである。

これには、Initial Payment の活用を含め、地方電化のためのマイクロ・クレジットの創設が必要とされよう。維持管理あるいは Initial Payment の一時払いのためのファンドの存在は、貧困層の厳しい財務状況を救済するのに有効な手段となるはずである。

## 5.8 使用済み蓄電池の回収

ボリヴィアの蓄電池消費量は、国産品、輸入品、そして使用済み蓄電池の再生品を含めて、年間で 250,000 ~ 300,000 個といわれている。ボリヴィアには BATEBOL という民間企業が唯一の国産メーカーとして蓄電池の生産を行っている。同社のシェアは国内の 30% を占

めるもので、2000年には1,700個の太陽光発電用の蓄電池を生産したが、これは同社の全生産量の2%程度である。

使用済みの蓄電池の再生処理はCOMMETALという別の民間企業が請け負っているが、同社はBATEBOLのグループ会社で経営者は同一人物である。COMMETALはボリヴィアの蓄電池の40%を回収し、ボリヴィア唯一の使用済み蓄電池のリサイクルセンターとして無くてはならない存在である。同社は、現在年間400,000個の使用済み蓄電池を再生処理するだけの設備能力を持っている。

当調査でとりまとめられた太陽光発電システムによる地方電化計画が実施された場合、Phase (2002~2006年)で2,895基、Phase (2007~2011年)で7,998基のSHSの設置が行われることになるが、これらに2001年現在の既設システムに伴うものを加えても、COMMETALの設備は、全ボリヴィアの蓄電池の再生処理に必要なだけの能力を十分に保有している。

上記の状況を考慮し、太陽光発電システムに伴う蓄電池の再生処理の仕組みについて以下の提案を行うものである。

- 1) RECのテクニカル・アシスタントが使用済みの蓄電池を集める。
- 2) BATEBOLの代理店が集配業者としてRECの蓄電池を集め、COMMETALに運び込む。

集配業者は、以下のように再生処理するものとし、しないものを選別する。

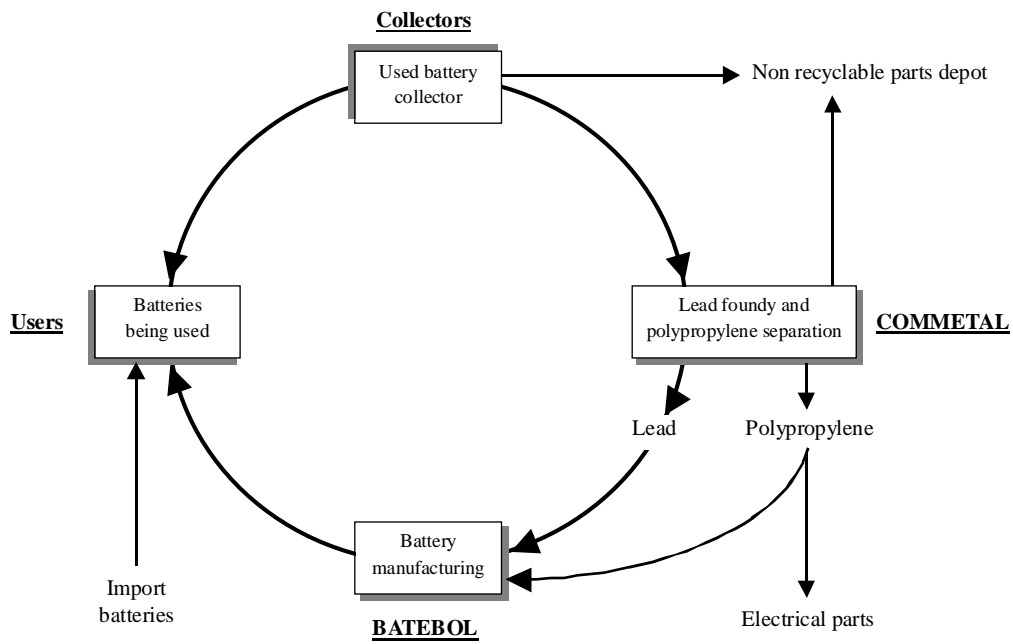
- 非再生処理対象資機材：電解液、電極端子金属類等
- 再生処理対象資機材：電極、セパレーター、プラスチック容器

非再生処理対象資機材は業者を通じ集配業者の手で処理され、再生処理対象資機材は集配業者がCOMMETALに届ける。

- 3) 再生処理システムでは、COMMETALは鉛とポリプロピレンを回収し、廃棄物を同社で処分する。また白色プロピレンは電気製品の材料として売却する。
- 4) 回収品の再利用
  - 精製された鉛はCOMMETALからBATEBOLに供給され再利用される

- 回収されたプロピレンは COMMETAL から BATEBOL に供給され再利用される。

使用済み蓄電池の再生処理のフローを下の図に示した。



出典: JICA 調査団

## 第 6 章 小水力発電計画妥当性予備調査の概要

### 6.1 調査の概要

小水力発電にかかわる現地調査は、1999年8月から2001年9月まで数回に分けて実施した。小水力発電調査の目的は以下の通りである。

- 1) 小水力発電インベントリー・リストのレビューと小水力開発可能地点の確認
- 2) 小水力発電の優先開発地点の選定とその建設費の経済性評価（選定された小水力プロジェクトは「地方電化実施計画」に含む）
- 3) 優先順位の高い2地点をプレ F/S 調査地点として選定およびその妥当性予備調査（プレ F/S）の実施

上記期間に実施した調査内容は以下の通りである。

- 流量観測地点の選定
- 量水標の設置（ラパス県2箇所、オルロ県2箇所）
- 上記地点における日水位観測
- 小水力優先プロジェクトの選定（ラパス県1箇所、オルロ県2箇所）およびその技術的調査
- 選定した優先プロジェクト・サイト（2地点）における地形測量および図化
- 選定した2地点におけるプレ F/S 調査と初期環境調査(IEE)

### 6.2 妥当性予備調査プロジェクトの選定

8.3 節でも示すように、ラパス県で30箇所、オルロ県で3箇所の小水力発電プロジェクトが優先開発プロジェクトとして選定した。

本調査で実施した小水力発電計画の妥当性予備調査（プレ・フィージビリティ調査）の対象プロジェクトの選定は、この優先順位検討結果を基にするとともに、VMEH およびラパス・オルロ両県との協議により決定した。

選定した妥当性予備調査実施小水力プロジェクトは、以下の2プロジェクトである。

- 1) ラパス県： アポロ小水力発電計画 (マチャリアブ川、フランツ・タマヨ州アポロ郡)
- 2) オルコ県： タンボ・ケマード小水力発電計画 (サハマ州トゥルコ郡)

### 6.3 ラパス県アポロ小水力発電計画妥当性予備調査(プレ F/S)

#### 6.3.1 位置、地形・地質および水文

##### (1) 位置および地形

小水力発電プロジェクトとして提案するアポロは、ラパス市の北 382 km に位置し、陸路(車)で約 14 時間の距離にある。アポロ郡はラパス県フランツ・タマヨ州に位置する。

アポロ町周辺の地形は、なだらかな波状起伏のある丘陵地形であり、一帯は森林の伐採のため草原地帯となっている。小水力開発候補地点は、南緯 14 度 36 分、西経 68 度 23 分に位置する。計画取水地点および発電所は、マチャリアブ川の深い峡谷状をなす中にある。計画取水地点と放流口地点の間には、急峻な薄い尾根がある。



計画地点の全景 (ラパス県フランツ・タマヨ州アポロ)

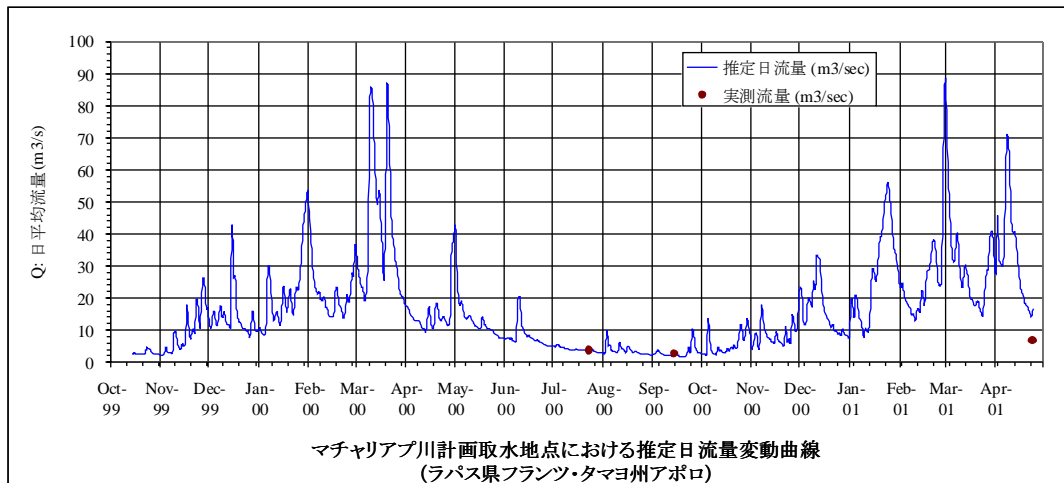
アポロ小水力発電プロジェクトの計画地点を図 6.1 に示す。

## (2) 気象・水文

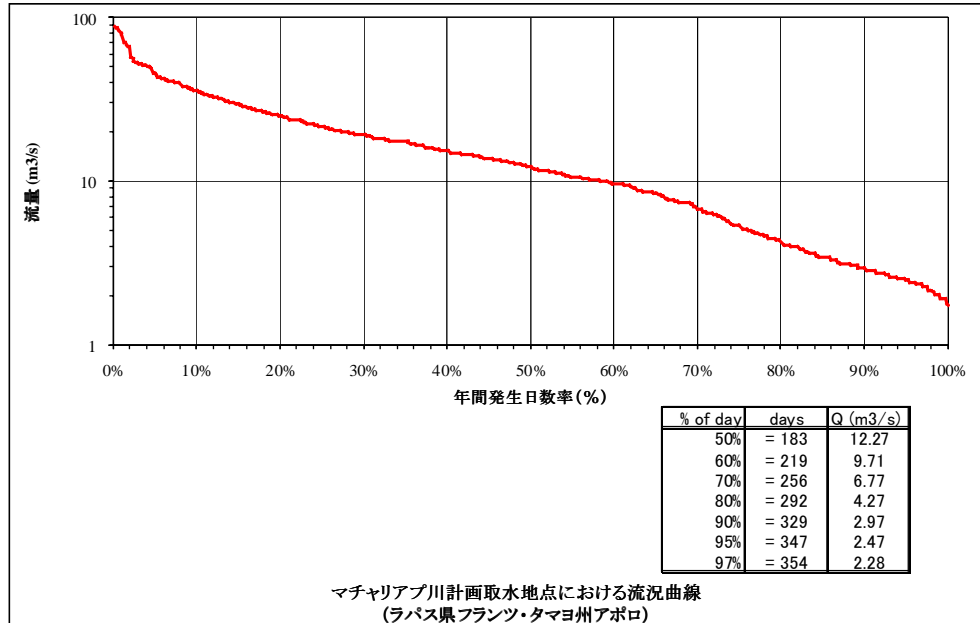
アポロの降水パターンは雨季と乾季の 2 シーズンに明確に区分される。ボリヴィア国立気象・水文局 (SENAMHI) による観測データによると、アポロの平均年間降水量は 1,618 mm/年 である。年降水量の約 76% が 10 月から 3 月までの雨季に降る。最大月間雨量は 1 月の 242mm/月 であり、最低は 6 月の 33mm/月 である。

アポロ小水力発電プロジェクトの計画取水地点における流域面積は 371.15 km<sup>2</sup> である。

マチャリアプ川の計画取水地点における日流量は、トゥリアプ川水位観測所で 1999 年 10 月から 2001 年 4 月まで観測された日水位データを用いて推定した。算定した計画取水地点における推定日流量曲線 (ハイドログラフ) は以下の通りである。



また、計画取水地点における流況曲線は以下の通りである。



### 6.3.2 社会経済条件と電力需要

#### (1) 社会経済条件

1992年統計調査時点におけるアポロ郡全体人口は12,857人であった。この郡全体人口の約54%の6,989人が、中心市街地を含むアポロ・カントンに集中している。

当地域の地域経済の中心は農業である。郡全体面積の約46%が牧草地として利用され、約14%が農用地として利用されている。バナナ、柑橘類、キャッサバが主要農産物である。

アポロの都市域には、協同組合によって管理されているディーゼル発電機(222 kW,中古)がある。電力供給は夜7時から10時までの3時間に限定されている。

アポロ町の一戸あたりの平均月収入は、約Bs. 500~800(ボリヴィア・イノ)程度と低いのに対し、一戸あたりの平均月電気料金は約Bs. 30~40となっている。

#### (2) 電力需要

一般に、小水力発電プロジェクトにより電化される対象地区は、水力ポテンシャルにより決定される。マチャリアブ川は流量(水力ポテンシャル)が豊富な為、電化対象地区はアポロ市街地のみならず、その周辺の村々も電化対象とすることができる。

### 1) 対象地区

現在、アポロ町の都市域のごく一部のみが電化されている。ここ以外の地区、すなわちアポロ町の他の地区を含む周辺村落は全て未電化区域である。潜在電化対象地区は、未電化村落が多いアポロおよびサンタ・クルス・デル・ヴァリエ・アメーノの2カントンとした。本小水力発電計画の電化対象地区を以下の7ブロックに区分した。

ブロック名	ブロック内の村落名	村落数	
		都市域	農村
A	アポロ中心市街地	1	0
B	アポロ中心市街地 + 空港 + サンタ・テレサ	1	7
C	サンタ・クルス・デル・ヴァリエ・アメーノ	0	15
D	サント・ドミンゴ	0	7
E	インカおよびサン・ペドロ	0	8
F	サンホセ・デ・マヨ	0	5
G	サンマルコおよびアルトゥンカマ	0	2
	合計 (ブロック B~G)	1	44

注) ブロック B はブロック A を含む

### 2) 2005 年の世帯数推計

1995 年から 2000 年までの実績人口増加率および一世帯当たりの平均人数が将来も変わらないと仮定し、将来 (2005 年) の世帯数は下表のように推定した。

ブロック	世帯数					
	1999 (実績)			2005 (推定)		
	都市域	農村	合計	都市域	農村	合計
A	580	0	580	587	0	587
B	580	251	831	587	253	840
C	0	336	336	0	338	338
D	0	229	229	0	230	230
E	0	335	335	0	337	337
F	0	214	214	0	216	216
G	0	32	32	0	32	32
合計 (B~G)	580	1,397	1,977	587	1,406	1,993

### 3) 需要予測

対象地区の将来における電力需要予測は、家庭用需要および非家庭用 (商業用・工業用・公共用) 需要に分けて推定した。需要量予測の対象年は 2005 年とした。

#### 家庭用需要



家庭用電力需要の推定のため、一世帯当たりの単位電力消費量を設定した。推定した一世帯当たりの単位電力消費量は、都市域で 267 W、農村部で 135 W となった。この一世帯当たりの単位電力消費量を用いて、対象地区における家庭用電力需要量を以下のように推定した。

(kW)

ブロック	都市域			農 村			ピーク 需要量
	夜間	深夜	昼間	夜間	深夜	昼間	
A	157.0	4.1	17.7	0	0	0	157.0
B	157.0	4.1	17.7	34.2	0	2.7	191.2
C	0	0	0	45.7	0	3.6	45.7
D	0	0	0	31.1	0	2.5	31.1
E	0	0	0	45.5	0	3.6	45.5
F	0	0	0	29.2	0	2.3	29.2
G	0	0	0	4.3	0	0.3	4.3
合計(B-G)	157.0	4.1	17.7	190.0	0	15.0	347.0

#### 非家庭用需要

非家庭用の電力需要量についても家庭用需要推定と同様の方法で推定した。推定した単位電力需要量は以下に示す通りである。都市域の単位電力需要量はアポロ町（ブロック A）に適用し、農村用の単位電力需要量はその他のブロック（B-G）に適用した。

分 類		都市域			農 村		
		夜間	深夜	昼間	夜間	深夜	昼間
商業用	kW/ブ <sup>+</sup> ック	14.00	0.81	1.33	9.57	0.44	1.00
工業用	kW/ブ <sup>+</sup> ック	35.23	0.88	47.74	13.50	0.25	29.65
公共用（公共施設）	kW/ブ <sup>+</sup> ック	37.06	0.27	28.68	1.47	0.22	7.45
小 計	kW/ブ <sup>+</sup> ック	86.29	1.96	77.75	24.54	0.91	38.10
公共用（街灯）	kW/km/世帯	0.04	0.04	0	0.06	0.06	0

#### 総需要

家庭用および非家庭用それぞれの需要量を合計し、アポロ地域の電力総需要量を推定した。推定結果の概要は下表の通り。

(kW)

ブロック	都市域			農 村			ピーク 需要量
	夜間	深夜	昼間	夜間	深夜	昼間	
A	267	30	95	0	0	0	270
B	267	30	95	75	17	41	340
C	0	0	0	92	23	42	90

D	0	0	0	70	16	41	70
E	0	0	0	92	22	42	90
F	0	0	0	68	15	40	70
G	0	0	0	31	3	38	40
合計 (B~G)	270	30	100	430	100	240	700

注) 合計およびピーク需要量の各数値は四捨五入した。

対象地区合計のピーク電力需要量は、2005年時点で約700kWと推定された。

### 6.3.3 最適開発規模の検討

#### (1) 最適開発規模の検討方法

アポロ小水力プロジェクト（マチャリアプ川）は、豊富な流量が安定して得られるため、広域な電力供給が可能である。電化対象地域を以下のように増加させるケースを検討した。プロジェクトの最適開発規模は、各ケースを比較して選定した。

ケース	電化対象地区
ケース-1:	アポロ町中心市街地（合計受益者 = 587 世帯）
ケース-2:	ケース-1 + 空港 + 所為水力発電所からアポロ町までの送電線沿いの村落（合計受益者 = 840 世帯）
ケース-3:	ケース-2 + ブロック F (サ・杵)（合計受益者 = 1,056 世帯）
ケース-4:	ケース-3 + ブロック D (サ・ト・ミゴ)（合計受益者 = 1,286 世帯）
ケース-5:	ケース-4 + ブロック C (サ・タ・カ・ス・デル・ヴァリエ・ア・メ・ノ)（合計 = 1,624 世帯）
ケース-6:	ケース-5 + ブロック E (サ・パ・ド・ロ)（合計受益者 = 1,961 世帯）
ケース-7:	ケース-6 + ブロック G (サ・マルカ)（合計受益者 = 1,993 世帯）

各ケースの電力需要量は以下のように推定された。

アポロ小水力発電プロジェクトの最適規模検討ケースの電力需要量

電化対象地区 (ブロック)	ブロック名 (主要村落名)	村落数		世帯数 (将来予測2005年)			送電線延長距離 (km)	世帯数/延長比率	優先順位	ピーク時総電力需要量 (kW)	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5	ケース6	ケース7	
		都市域	農村	都市域	農村	計					ブロックA	ブロックB	B+F	ケース3	ケース4	ケース5	ケース6	ケース7
											(kW)	(kW)	(kW)	(kW)	(kW)	(kW)	(kW)	(kW)
A	アポロ中心市街地のみ	1	0	587	0	587	15.0	39.13	-	270								
B	ブロックA + 空港 + 送電線沿の村落 (サンタ・マリア村等)	1	7	587	253	840	27.5	30.55	1	340	340	340	340	340	340	340	340	
C	サンタ・クルス・デル・ウエリア・アメーノ地区	0	15	0	338	338	35.3	9.58	4					90	90	90	90	
D	サンタ・ドミンゴ地区	0	7	0	230	230	17.0	13.53	3				70	70	70	70	70	
E	インカ村およびサン・ペドロ地区	0	8	0	337	337	35.4	9.52	5						90	90	90	
F	サン・ホセ地区 - ウノ・デ・マヨ地区	0	5	0	216	216	13.5	16.00	2			70	70	70	70	70	70	
G	サン・マルコス村およびアルトカマ地区	0	2	0	32	32	8.9	3.60	6								40	
	合計 (ブロックB~G)	1	44	587	1,406	1,993	137.6	14.48	-	700	270	340	410	480	570	660	700	

出典: JICA調査団

(2) 概算事業費および便益の算定

1) 費用 (概算事業費)

工事費 (土木工事、発電・機器、送配電施設) は、工事単価を用いて概算した。運営・維持管理費は工事費に基づき概算した。算定した工事費および運営・維持管理費を含む総事業費は下表に要約する通りである。

アポロ小水力発電計画の最適規模検討ケースと概算事業費

(US\$)

	ケース 1	ケース 2	ケース 3	ケース 4	ケース 5	ケース 6	ケース 7
工事費 (土木費および発電・機器設備費)	1,630,700	1,763,000	2,047,300	2,175,800	2,378,400	2,562,400	2,657,300
工事費 (送配電線施設)	142,000	311,900	431,500	574,900	848,900	1,123,300	1,183,300
総工事費	1,772,700	2,074,900	2,478,800	2,750,700	3,227,300	3,685,700	3,840,600
運営・維持管理費	12,002	17,218	23,227	27,923	36,049	44,371	46,409

2) 便益

便益は、代替ディーゼル発電の費用削減額として算定し、以下のように算定された。

### アポロ小水力発電計画の最適規模検討ケースと便益費 (代替火力: ディーゼル)

(US\$)

	ケース 1	ケース 2	ケース 3	ケース 4	ケース 5	ケース 6	ケース 7
工事費 (土木費および 発電・機器設備費)	206,827	259,327	311,827	364,327	431,827	499,327	529,327
工事費 (送配電線施設)	50,157	281,313	400,900	544,317	818,271	1,092,667	1,164,896
総工事費	256,984	540,640	712,727	908,644	1,250,098	1,591,994	1,694,223
運営・維持管理費	242,392	288,547	322,572	373,517	425,309	475,029	501,628

#### 3) 最適開発規模の選定

算定した概算事業費および便益を基に、本事業の最適開発規模選定のため、経済評価を行った。経済評価の結果は下表の通りである。

ケース番号	1	2	3	4	5	6	7
設備容量 (kW)	270	340	410	480	570	660	<b>700</b>
内部収益率 EIRR (%)	12.4%	14.2%	13.6%	14.9%	15.3%	15.7%	<b>16.1%</b>
純現在価値 NPV (純便益 B-C) (US\$)	257,164	496,836	485,726	718,560	878,442	1,040,111	<b>1,154,299</b>
便益費用比率 B/C	1.17	1.27	1.22	1.29	1.3	1.31	<b>1.33</b>

上述の経済評価の結果から、ケース 7 をアポロ小水力発電計画の最適開発規模として選定した。

#### 6.3.4 予備設計および工事費算定

##### (1) 予備設計

アポロ小水力発電所の施設配置計画および予備設計図を図 6.2 に示す。

##### (2) 工事費算定

算定したアポロ小水力発電計画の工事費 (財務価格) は下表に要約される通りであり、総工事費は約 400 万 USドルと算定された。土木工事費、水力・電気機器工事費の詳細は表 6.1 に示す通りである。

### アポロ小水力発電計画の工事費総括表 (予備設計)

財務費用 (税含む)		Unit : US\$.
項 目	予費設計 (700kW)	摘 要
<b>1. 準備工事</b>	<b>625,300</b>	
1.1 建設所設備	294,200	(2.+3.)*10%
1.2 取付道路	325,500	砂利簡易舗装、道路幅=4m (サンタ・テレサ村～計画サイト間新設)
1.3 環境対策費	5,600	2.*0.01
<b>2. 土木工事</b>	<b>562,500</b>	
2.1 取水堰	19,300	
2.2 取水口	19,600	
2.3 沈砂池	0	
2.4 導水路	195,200	
2.5 ヘッドタンク(調整水槽)	112,600	
2.6 水圧管路	35,300	
2.7 余水路	12,600	
2.8 発電所	153,700	
2.9 放水路	14,200	
2.10 放水口	0	
<b>3. 水力・電気機器</b>	<b>2,379,600</b>	
3.1 水車・発電器類	740,000	350kW x 2台、税金、運搬費、据付費を含む
3.2 送配電線施設	1,419,900	
3.3 水力機器	219,700	ゲート、スクリーン、鉄管
<b>4. 運搬費</b>	<b>110,100</b>	(2.+3.2+3.3)*5% (La Paz - Apolo - Site)
<b>5. 直接工事費</b>	<b>3,677,500</b>	1.+2.+3.+4.
<b>6. 管理費及び技術費</b>	<b>323,000</b>	{管理費:(1.+2.+3.)*6% + 詳細設計費:US\$20,000}*138%
<b>総 工 事 費</b>	<b>4,000,500</b>	4. + 5.

注) 取付道路建設費=山岳道路部分(岩盤掘削):9.1km x 30,000 US\$/km + 平坦部分(通常掘削): 3.5km x 15,000US\$/km

#### 6.3.5 工事計画

アポロの現在の電化状況および必要資金を考慮し、本計画を 2 期に分割して開発することを提案する。すなわち、第 1 期の建設工事は、水力発電所に関わる全土木工事、水車・発電器 1 台(350kW)およびブロック A と B 地区の送配電線工事を含む。第 2 期は、2 台目の水車・発電器(350kW)の追加およびブロック C~G 地区の送配電線工事である。

基本設計および詳細設計に要する期間は 6 ヶ月間を予定し、プロジェクト全体の実施期間は、図 6.3 のスケジュール案に示すように約 4 年間と想定される。

#### 6.3.6 経済・財務評価

##### (1) 経済評価

アポロ小水力発電事業の経済的実施可能性については、以下の前提条件において算定する経済的内部収益率 (EIRR) をもって検討した。

##### 1) 経済費用

財務費用より補助金、国内諸課税等を控除し経済費用を求めた。

### 経済的事業費用

本事業の経済費用を下表に要約する。

#### アポロ小水力発電事業の経済費用 (税抜き、US ドル)

準備工事、取付道路工事費等	539,000
土木工事費	484,900
水力・電気機器費	633,600
送配電施設費	1,183,300
水力機器	189,400
運搬費	94,900
管理費及び技術費	278,400
合 計	3,403,500

出典: JICA 調査団

### 経済的維持管理費用

年間の事業施設維持管理費用は次のとおりとした。

タービン/発電機	:	投資費用の 2%
土木工事部分	:	費用の 0.5%
送配電設備	:	投資費用の 2.5%

#### 2) 経済便益

経済便益も、経済費用同様に、財務価格より補助金、構内諸課税等を控除して求めた。

本小水力発電システムにとっての最小費用代替システム、すなわち提案されている小水力発電システムと同じ電力発電容量を持つディーゼル発電システム開発、運営に係るコストを経済便益と考えた。

#### ディーゼル発電システムに対する投資費用

代替システムであるディーゼル発電システムに対する投資費用は以下のとおりである。

### ディーゼル発電システムに対する投資費用

	単位	単価 (US\$)	数量	金額 (US\$)
ディーゼル発電機の設備容量	kW	750	700	525,000
自動移転スイッチ	-	1,910	1	1,910
保護用ボックス	-	917	1	917
発電所建物	-	1,500	1	1,500
送電線	km	5,833	141	822,425
配電線	km	3,417	100	340,471
合計				1,694,223

出典: JICA 調査団

### 維持管理費用

ディーゼル発電システムに係る年間の事業施設維持管理費用は次のとおりである。

ディーゼル発電システム	:	投資費用の 5%
送配電設備	:	投資費用の 2.5%

### ディーゼル・オイルに係る費用

アポロ地域におけるディーゼル・オイルの経済費用はリッター当たり 3.88Bs である。年間のディーゼル・オイルに係る経済費用は年間発電量を基に求められる。

#### 年間発電量とディーゼル・オイル費用

発電量 (kWh / 年)	2,680,925
燃料消費量 (リットル / 年)	750,805
ディーゼル・オイル費用 (US ドル / 年)	446,114

### 3) 経済評価の結果

#### a) 経済的内部収益率 (EIRR)

上述した前提条件等に基づいて算定したアポロ小水力発電事業の EIRR は 19.2% である (表 6.2 参照)。従って提案事業は十分な経済的実施可能性を有するものと判断される。

#### b) 感度分析

諸条件の変化に対する提案事業の経済性の頑健性を検討するため、以下のとおり主要事業要素、条件の悪化を想定し感度分析を行った。以下想定した範囲での条件悪化に対しても、本事業は強い経済性を有するものと判断される。

ケースⅠ（投資費用が10%増加並びにディーゼル燃料費用が10%低下）	16.6%
ケースⅡ（投資費用が20%増加並びにディーゼル燃料費用が20%低下）	14.5%

## (2) 財務評価

アポロ小水力発電事業の財務評価においては、本事業において投下される資本投資費用並びに O&M 費用を回収するに必要な最低の適用電力料金を算定した。

### 1) 前提及び仮定条件

財務評価は、以下の与件データ、手順により分析検討した。なお、事業対象期間、価格基準、物価上昇、外国為替レート、設備耐用年数及び O&M 費用に係る条件は、経済評価の場合と同様である。

### 2) 財務的事業費用

本事業の財務費用は以下のとおりである。

#### アポロ小水力発電事業の財務費用（税込み、US ドル）

準備工事、取付道路工事費等	625,300
土木工事費	562,500
水力・電気機器費	740,000
送配電施設費	1,419,900
水力機器	219,700
運搬費	110,100
管理費及び技術費	323,000
合 計	4,000,500

出典: JICA 調査団

財務費用においては課税部分を含んで見積りを行ったが、目的別諸税率は以下のとおりである。

#### 国内財・サービスに係る課税

付加価値税（VAT）	： 全財・サービス価格に対して 13%
取引税	： 全財・サービス価格に対して 3%

#### 輸入財・サービスに係る課税

実効付加価値税率	： 全財・サービス価格に対して 14.94%
輸入関税	： 5%（対タービン/発電機） 20%*（送配電設備）



\* 送配電設備を構成する各種製品を考慮した調整税率

3) 投下資本投資費用及び維持管理費用を回収する電力料金の算定

投下資本投資費用及び維持管理費用を回収する一般家庭需要家向け最低電力料金は以下のとおり算定された。なお、非一般家庭の電力料金は一般家庭向け電力料金の 1.5 倍とした。

**投下資本投資費用及び O&M 費用を回収する最低電力料金 (US ドル)**

割引率 (資本回収係数)	10%	20%
一般家庭向け料金/kWh	0.05	0.08
月当り電力料金	1.27	2.12

一般家庭需要家のディーゼル発電システム利用者は、電力供給サービスに対し月当り 30 Bs または 4.59 US ドルを支払っているのが現状である。一方、本小水力発電事業の各家庭需要家は年間 322 kWh の電力を消費すると予測されており、割引率を 20% として求めた最低料金を適用する場合でも本小水力発電事業における月当たり電力料金支払い額は 2.12 US ドル (0.08 US ドル/kWh × 322 kWh ÷ 12 ヶ月) と推定される。これは現在ディーゼル発電システムにて支払っている額の 50% 以下であり、上記最低料金を適用する場合、受益者の支払い能力から見ても本小水力発電事業は財務的にも実施可能であると判断される。

**6.3.7 初期環境評価**

初期環境評価に関する調査は、2001 年 5 月、第 5 次現地調査時に行われた。調査結果によると、本小水力発電事業の実施において重大な影響は予期されない。予期される環境への影響は下表の通りである。

ラパス県アボソ小水力事業に関する初期環境評価

	評価項目	評価	備考
社会環境	1 住民舞芸	-	
	2 経済活動	○	ポンプ汲み上げ式灌漑農業および家内工業の促進
	3 交通生活施設	○	公共施設(学校診療所)の電化
	4 地域分断	-	
	5 遺跡・文化財	-	
	6 水利権入会権	-	
	7 保健衛生	○	ポンプ汲み上げシステムによる衛生的な水の供給
	8 廃棄物	-	
	9 災害	○	電灯による農性生活での夜間安全性の向上
自然環境	10 地形地質	△	事業地域周辺の地形変化
	11 土壌侵食	-	
	12 地下水	-	
	13 湖沼河川流況	□	河川水量の減少
	14 海岸・海域	-	
	15 動植物	△	川辺の植生への限定的な影響
	16 気象	-	
	17 景観	-	
汚染	18 大気汚染	-	
	19 水質汚濁	-	
	20 土壌汚染	-	
	21 騒音・振動	△	工事期間中における騒音発生の可能性
	22 地盤沈下	-	
	23 悪臭	-	

注 ○= 正の影響 - = 無見できる影響 △= 小さな影響 □= 中庸な影響 ×= 重大な影響 ?= 不明  
本環境影響評価は、持続開発計画省で登録されている環境コンサルタントによって2011年5月に実施された。  
本環境影響評価の報告書は、エネルギー・炭化水素を通じて持続開発計画省に提出された。

出典: JICA調査団

## 6.4 オルロ県タンボ・ケマード小水力発電計画妥当性予備調査(プレ F/S)

### 6.4.1 位置、地形および気象・水文

#### (1) 位置および地形

タンボ・ケマード小水力発電プロジェクトサイトは、オルロ市の西約 200km に位置し、陸路（車）で約 5 時間の距離にある。タンボ・ケマードは、トゥルコ、コサパタ、チャチャコマニという 3 つのカントンをもちトゥルコ郡に位置する。トゥルコ、コサパタ、チャチャコマニという 3 つのカントンに分けらる。タンボ・ケマード町が、本調査で提案する小水力発電計画により電化される予定地区である。

計画地点は、図 6.4 に示すように、南緯 18 度 17 分、西経 69 度 2 分に位置し、サハマ国立公園内に含まれる。サハマ国立公園は、万年雪に覆われたサハマ山(標高 6,542m)を含む。計画取水地点の標高は約 4,500m である。



タンボ・ケマード小水力発電計画の取水地点候補地

(2) 気象・水文

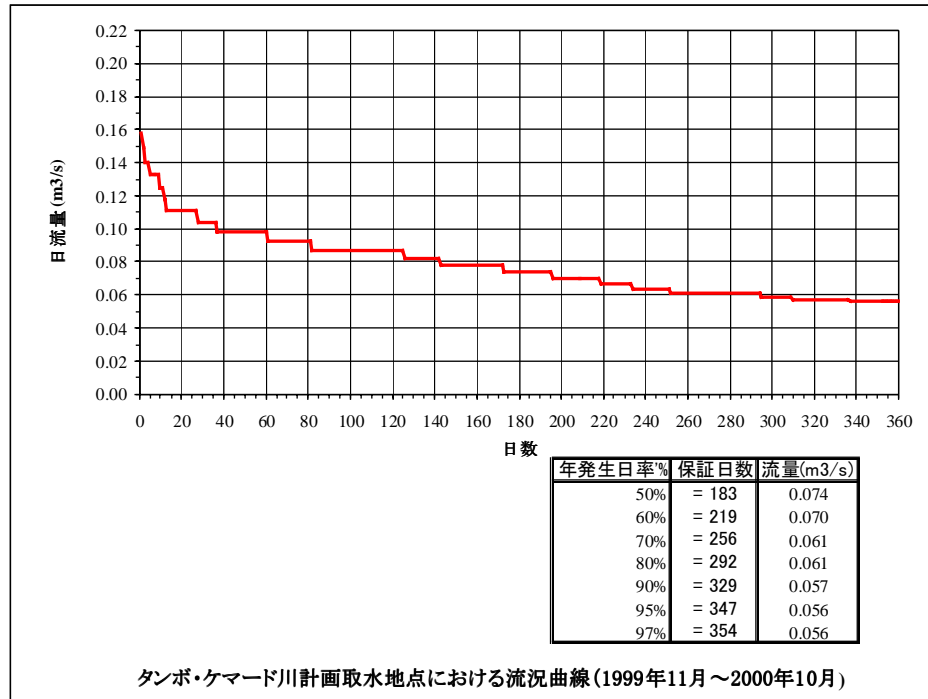
計画地域の年平均降水量は 327mm/年である。このうち 97%が 10 月から 3 月までの雨季に降り、4 月から 9 月までは年降水量の 3%しか降らない。月降水量の最大は 1 月の 108mm/月であり、6 月から 8 月までは降水が全くないこともある。

第 1 次現地調査後の 1999 年 11 月にハルマ川に量水標を設置した。ハルマ川における日水位観測は 2000 年 10 月まで 1 年間実施された。観測したデータを基に、ハルマ川の水位 - 流量関係曲線を作成した。

タンボ・ケマード川における日水位観測は実施していなかったため、タンボ・ケマード川の河川流量は、ハルマ川での観測データを基に、両河川で測定した流量の相関関係から日流量を下図の通り推定した。



また、日流量から作成したタンボ・ケマード川の流況曲線は以下の通りである。



## 6.4.2 社会・経済条件と電力需要

### (1) 社会・経済条件

タンボ・ケマードはトゥルコ郡に位置する小さな町である。タンボ・ケマード町の2000年現在の世帯数は55世帯(一般家庭45世帯+事務所関連10世帯)である。トゥルコ郡の平均世帯人口3.3人/世帯を用いて、タンボ・ケマードの人口を推定すると約235人(一般家庭150人+事務所関連90人)となる。

タンボ・ケマード町はチリ国との国境に位置し、主要幹線道路沿いの町であるため、主要経済活動は、税関業務に関連するものである。他の主要経済活動としては、広大な草原における牧畜(リヤマ・アルパカ)である。一般家庭の一世帯当たりの平均年間収入は600ボリビア・アース(約100USドル)程度である。

現在、タンボ・ケマード町は、設備容量112kWのディーゼル発電機による電力供給がなされている。「フロンテラ」という通関業務請負業者が、1997年より電気の供給を行っている。主要需要家は、税関関連業務取扱業者と国の事務所(出入国管理事務所、

軍・警察、通関、検疫などの事務所)である。一般家庭の一世帯当たりの平均電気料金は25ボリヴィアノス/月程度となっている。

## (2) 電力需要

### 1) 対象地区および需要量推定方法

タンボ・ケマード川の水力ポテンシャルは極めて限られているため、電化対象地区は、タンボ・ケマード町のみ限定される。電力需要量の推定手順は以下の通りである。

- タンボ・ケマードにおける現状の電力需要の推定
- 将来(対象年:2005年)の人口・世帯数および産業の推定
- 将来(2005年)における電力需要量の推定

### 2) 需要予測

需要予測は、需要家を家庭用および非家庭用の2つの需要区分に分類して推定した。家庭用需要とは、世帯当たりの需要量である。また、非家庭用需要はさらに、商・工業用および公共用に分けて推定した。

世帯数および商工業・事務所数から推定した現在の電力需要量は135kWh/日であり、ピーク需要は42kWと推定した。将来電力需要算定のため、世帯数および商工業・公共施設の将来数を、これまでのタンボ・ケマード町における経年変化より推定した。2005年時点において、世帯数は現状の55世帯から69世帯になると予測され、商・工業、公共施設数は現状21から37に増加すると予測された。

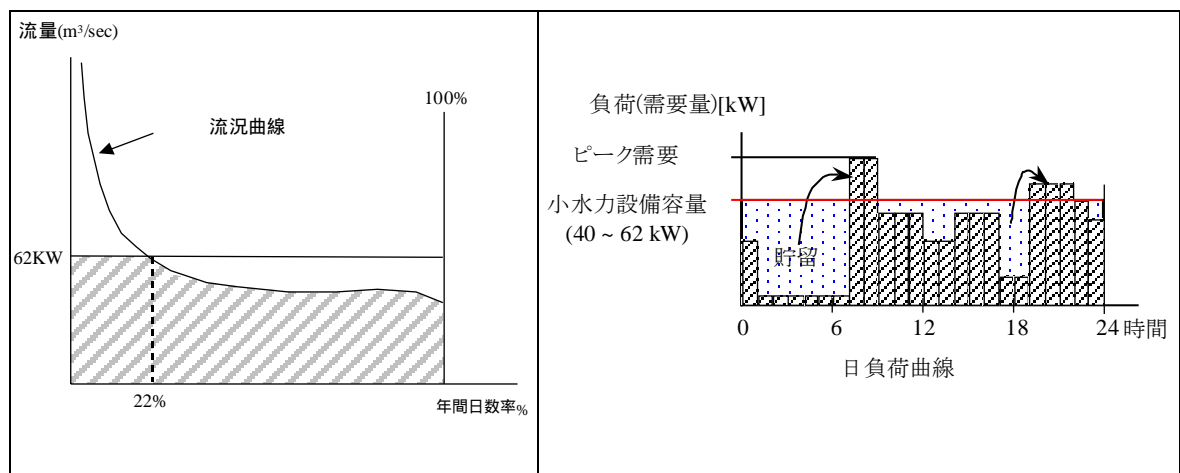
これらの予測結果を基に、2005年時における電力需要量を、下表に要約されるように276kWh/日、ピーク需要62kWになると予測した。

分 類	現況 (2001年)		将来 (2005年)	
	世帯数・施設数	ピーク需要量 (kW)	世帯数・施設数	ピーク需要量 (kW)
家庭用	55	40.2	69	58.8
商業用	20	1.6	34	2.8
工業用	0	0.0	2	0.0
公共用	2	0.0	1	0.0
合 計	77	41.8	106	61.6

### 6.4.3 最適開発規模の検討

#### (1) 最適開発規模の検討方法

前述のように、タンボ・ケマード川の流量は限られている。水文解析の結果から、将来ピーク需要 62kW を発電可能な日数は、下図に示すように年間の 22% しかない。残りの年間 78% の期間におけるピーク需要に対応するためには、電力の不足分をディーゼル発電によるか、または、小水力発電に貯水池等を建設し（夜間に河川水を貯留）することが必要となる。



本調査では、利用可能な河川流量の制約を受け、どのように方法で需要に対応するかという概念の下で、代替開発案を検討した。

上記を勘案し、以下の 3 ケースの代替開発計画案を作成し比較した。

ケース A: 小水力 40kW ( $Q_{100\%}$ ) + ディーゼル (22kW)

ケース B: 小水力 50kW ( $Q_{54\%}$ ) (調整池付き) + ディーゼル(12kW)

ケース C: 小水力 62kW ( $Q_{22\%}$ ) (調整池付き) のみ (ディーゼルなし)

#### (2) 最適開発規模の選定

最適開発規模の選定のため、上記 3 ケースについて概算事業費とその便益を算定し比較した。

##### 1) 費用（概算事業費）

税金を含まない経済的事業費（発電施設・送配電施設工事費、運営・維持管理費を含む）は下表の通りである。

タンボ・ケマード小水力発電計画の最適規模検討ケースと概算事業費

(US\$)

	ケース A	ケース B	ケース C
工事費 (土木費および発電・機器設備費) (小水力発電施設)	142,900	158,700	185,600
工事費 (土木費および発電・機器設備費) (ディーゼル発電施設)	20,827	13,327	0
工事費 (送電線施設)	21,800	21,800	21,800
総工事費	<b>185,527</b>	<b>193,827</b>	<b>207,400</b>
運営・維持管理費	<b>18,583</b>	<b>17,523</b>	<b>1,703</b>

2) 便益

便益は、代替ディーゼル発電の費用として算定し、以下の通りとなった。

タンボ・ケマード小水力発電計画の最適規模検討ケースと事業便益 (代替ディーゼル)

(US\$)

	ケース A	ケース B	ケース C
工事費 (土木費および発電・機器設備費) (ディーゼル発電施設)	50,827	50,827	50,827
総工事費 (ディーゼル)	<b>50,827</b>	<b>50,827</b>	<b>50,827</b>
運営・維持管理費 (ディーゼル)	<b>35,185</b>	<b>35,185</b>	<b>35,185</b>

3) 最適開発規模の選定

タンボ・ケマード小水力発電計画の経済評価結果は以下の通りである。

ケース番号	ケース A	ケース B (調整池付き)	ケース C (調整池付き)
設備容量 (小水力)	40 kW	50 kW	62 kW
設備容量 (ディーゼル)	22 kW	12 kW	0 kW
経済的内部収益率(EIRR) (%)	9.0%	8.7%	<b>16.2%</b>
純現在価値 NPV (純便益 B-C)(US\$)	-10,721	-14,250	<b>88,408</b>
便益費用比率 B/C	0.964	0.953	<b>1.438</b>

各ケースの経済性の比較検討の結果から、ケース C の調整池機能を持つ小水力発電設備容量 62kW ケースが最適な開発規模であると判断される。本調査では、ディーゼル発電の排気ガスによる環境への悪影響と、予測される将来需要量の増大への対応等も勘案し、ケース C を最適開発規模として選定した。

#### 6.4.4 予備設計および工事費算定

タンボ・ケマード小水力発電計画の施設配置計画および予備設計図を図 6.5 に示す。算定したアポロ小水力発電計画の工事費は下表に要約される通りであり、総工事費は 239,700USドルと算定された。

#### タンボ・ケマード小水力発電計画の工事費総括表 (予備設計)

財務費用 (税含む)

(小水力設備容量=62kW)

Unit : US\$.

Item	Cost	Note
<b>1. 準備工事</b>	<b>2,224</b>	
1.1 建設所設備	1,112	2.*0.01
1.2 取付道路	0	
1.3 環境対策費	1,112	2.*0.01
<b>2. 土木工事</b>	<b>111,195</b>	
2.1 取水堰	133	
2.2 取水口	113	
2.3 沈砂池	0	
2.4 導水路	77,873	
2.5 ヘッドタンク(調整水槽)	29,717	
2.6 水圧管路	943	
2.7 余水路	450	
2.8 発電所	1,904	
2.9 放水路	62	
2.10 放水口	0	
<b>3. 水力・電気機器</b>	<b>94,626</b>	
3.1 水車・発電器類	38,700	
3.2 送配電線施設	26,056	
3.3 水力機器	29,870	
<b>4. 運搬費</b>	<b>10,291</b>	(2.+3.)*5%
<b>5. 直接工事費</b>	<b>218,336</b>	1.+2.+3.+4.
<b>6. 管理費及び技術費</b>	<b>21,366</b>	6.*9.8%
<b>総工事費</b>	<b>239,700</b>	4.+5.

土木工事費、水力・電気機器工事費の詳細は表 6.3 に示す通りである。

#### 6.4.5 工事計画

基本設計および詳細設計に 4 ヶ月間を予定し、プロジェクト全体の実施期間は、図 6.6 のスケジュール案に示すように約 10 ヶ月間を予定する。

#### 6.4.6 経済・財務評価

##### (1) 経済評価

タンボ・ケマード小水力発電事業の経済的実施可能性については、以下の前提条件において算定する経済的内部収益率 (EIRR) をもって検討した。

##### 1) 経済費用



財務費用より補助金、国内諸課税等を控除し経済費用を求めた。

### 経済的事業費用

本事業の経済費用を下表に要約する。

#### タンボ・ケマード小水力発電事業の経済費用（税抜き、USドル）

準備工事、取付道路工事費等	2,000
土木工事費	95,800
水力・電気機器費	33,100
送配電施設費	21,700
水力機器	25,800
運搬費	8,900
管理費及び技術費	18,400
合 計	205,700

出典: JICA 調査団

### 経済的維持管理費用

年間の事業施設維持管理費用は次のとおりとした。

タービン/発電機	:	投資費用の 2%
土木工事部分	:	費用の 0.5%
送配電設備	:	投資費用の 2.5%

## 2) 経済便益

経済便益も、経済費用同様に、財務価格より補助金、構内諸課税等を控除して求めた。

本小水力発電システムにとっての最小費用代替システム、すなわち提案されている小水力発電システムと同じ電力発電容量を持つディーゼル発電システム開発、運営に係るコストを経済便益と考えた。

### ディーゼル発電システムに対する投資費用

代替システムであるディーゼル発電システムに対する投資費用は以下のとおりである。

#### ディーゼル発電システムに対する投資費用\*

	単位	単価 (US\$)	数量	金額 (US\$)
ディーゼル発電機の設備容量	kW	750	62	46,500
自動移転スイッチ	-	1,910	1	1,910
保護用ボックス	-	917	1	917

発電所建物	-	1,500	1	1,500
送電線	km	5,833	0	0
配電線	km	3,417	0	0
合計				50,827

出典: JICA 調査団

- \* 2000年に新規ディーゼル発電システム、送配電線が据え付けられており、これら設備に係る当初資本投資費用は便益計算より除外した。従ってこれら設備の取り替え費用のみ考慮に入れている。

### 維持管理費用

ディーゼル発電システムに係る年間の事業施設維持管理費用は次のとおりである。

ディーゼル発電システム	:	投資費用の5%
送配電設備	:	投資費用の2.5%

### ディーゼル・オイルに係る費用

タンボ・ケマード地域におけるディーゼル・オイルの経済費用はリッター当り 3.28Bs である。年間のディーゼル・オイルに係る経済費用は年間発電量を基に求められる。

#### 年間発電量とディーゼル・オイル費用

発電量 (kWh/年)	181,147
燃料消費量 Consumption (リットル/年)	65,137
ディーゼル・オイル費用 (US ドル/年)	32,718

### 3) 経済評価の結果

#### a) 経済的内部収益率 (EIRR)

上述した前提条件等に基づいて算定したタンボ・ケマード小水力発電事業の EIRR は 16.4% である (表 6.4 参照)。従って提案事業は十分な経済的実施可能性を有するものと判断される。

#### b) 感度分析

諸条件の変化に対する提案事業の経済性の頑健性を検討するため、以下のとおり主要事業要素、条件の悪化を想定し感度分析を行った。以下想定した範囲での条件悪化に対しても、本事業は強い経済性を有するものと判断される。

ケース I (投資費用が 10% 増加並びにディーゼル燃料費用が 10% 低下) 14.6%

ケースⅡ （投資費用が20%増加並びにディーゼル燃料費用が20%低下） 13.1%

## (2) 財務分析

タンボ・ケマード小水力発電事業の財務評価においては、本事業において投下される本事業費用を回収するに必要な最低の適用電力料金を算定した。

### 1) 財務的事業費用

本事業の財務費用は以下のとおりである。

#### タンボ・ケマード小水力発電事業の財務費用（税込み、USドル）

準備工事、取付道路工事費等	2,224
土木工事費	111,194
水力・電気機器費	38,700
送配電施設費	26,056
水力機器	29,870
運搬費	10,291
管理費及び技術費	21,366
合 計	239,700

出典: JICA 調査団

財務費用においては課税部分を含んで見積りを行ったが、目的別諸税率は以下のとおりである。

#### 国内財・サービスに係る課税

付加価値税（VAT） : 全財・サービス価格に対して13%  
取引税 : 全財・サービス価格に対して3%

#### 輸入財・サービスに係る課税

実効付加価値税率 : 全財・サービス価格に対して14.94%  
輸入関税 : 5%（対タービン/発電機）  
20%\*（送配電設備）

\* 送配電設備を構成する各種製品を考慮した調整税率

### 2) 投下事業費用を回収する電力料金の算定

投下事業費用を回収する一般家庭需要家向け最低電力料金は以下のとおり算定された。なお、非一般家庭の電力料金は一般家庭及び事業所向け電力料金の1.5倍とした。

投下資本投資費用及び O&M 費用を回収する一般家庭需要家向け最低電力料金は次のとおり算定した。最低電力料金は、資本投資費用を以下のそれぞれの割引率で求めた資本回収係数 (CRF) にて年経費化したものに、O&M 費用を加え、年間電力需要量で除して算出した。

**投下資本投資費用及び O&M 費用を回収する最低電力料金 (US ドル)**

割引率	10%
一般家庭向け料金/kWh	0.13
月当り電力料金	3.2

3) 財務評価の結果

事業対象地域の一般家庭需要家のディーゼル発電システム利用者は、電力供給サービスに対し月当り平均で 25 Bs (3.83 US ドル) を支払っているのが現状である。一方、本小水力発電事業の各家庭需要家は年間 300kWh の電力を消費すると予測されており、割引率を 10% として、本小水力発電事業の総投下資本及び O&M 費用を回収するに必要な最低料金を適用する場合であれば、月当たり電力料金支払い額は 3.2 US ドル (0.13 US ドル/kWh × 300 kWh ÷ 12 ヶ月) と推定される。これは現在ディーゼル発電システムにて支払っている額以下であり、上記条件で料金を設定、適用する場合、受益者の支払い能力から見ても本小水力発電事業は財務的にも実施可能であると判断される。

**6.4.7 初期環境評価**

2001 年 5 月の第 5 次現地調査時において、初期環境評価に関する調査が行われた。調査結果によると、本小水力発電事業の実施は、事業周辺地域に重大な影響を与えないと予想される。予想される環境への影響は下表の通りである。

オルロ県タンボ・ケマード小水力事業に関する初期環境評価

評価項目		評価	備考	
社会環境	1	住民移転	-	
	2	経済活動	○	商業および家内工業の促進
	3	交通・生活施設	○	公共施設(学校・診療所)の電化
	4	地域分断	-	
	5	遺跡・文化財	-	
	6	水利権・入会権	-	
	7	保健衛生	○	ポンプ汲み上げシステムによる衛生的な水の供給
	8	廃棄物	-	
	9	災害	○	電灯による農村生活での夜間安全性の向上
自然環境	10	地形・地質	-	
	11	土壌浸食	-	
	12	地下水	-	
	13	湖沼・河川流量	□	河川水量の減少
	14	海岸・海域	-	
	15	動植物	△	川辺のロケ植物への限定的な影響
	16	気象	-	
汚染	17	景観	△	送配電線によるサハマ山眺望の障害
	18	大気汚染	-	
	19	水質汚濁	-	
	20	土壌汚染	-	
	21	騒音・振動	△	工事期間中における騒音発生の可能性
	22	地盤沈下	-	
	23	悪臭	-	

注: ○= 正の影響、- = 無視できる影響、△= 小さな影響、□ = 中程度の影響、× = 重大な影響、? = 不明  
 本環境影響評価は、持続開発計画省に登録されている環境コンサルタントによって2001年5月に実施された。  
 本環境影響評価の報告書は、エネルギー炭化水素庁を通じて持続開発計画省に提出された。

出典: JICA調査団

## 第7章 風力発電プロジェクトの要約

### 7.1 調査と調査結果

現地調査は1999年8月7日に開始し2001年9月7日まで継続した。

風力発電利用の地方電化に関する調査は、以下の目的のもとに行なわれた。

- (1) 風況観測に適した地点を選定し、ラパス県5地点とオルロ県5地点の合計10地点において風況観測装置を実施する。
- (2) 風力開発の優先地点を選定するためコストの評価を行なう。
- (3) 最優先プロジェクトをラパス県から1地点およびオルロ県から2地点の選出し、計画妥当性予備調査を行なう。

実施された調査内容は以下の通りである。

- 既存の風況データと情報の収集
- 風況観測地点の選定
- 資材調達と再委託および据付工事の監督
- 風況観測装置のモニタリング、データ収集および分析
- 風力開発のプロジェクト計画
- プロジェクトの優先順位、および経済・財務分析

### 7.2 風況観測装置の据付地点選定と据付工事

ラパス県とオルロ県において、各県5地点に風況観測装置の据付けを行なうために据付け地点の選定を行なった。風況観測装置の設置は、2000年1月と2月に実施した。

#### 7.2.1 選定基準

風況観測の候補地点を選定するために、以下の項目についての比較および検討を行なった。

1. SENAMHI による気象観測の記録が入手可能な地点
2. 系統連携を除く他のエネルギー資源が入手可能な地点
3. 人口規模
4. 今後の5～10年間の間に系統電化されない村落
5. 地域的分散およびデータ回収のための交通手段

### 7.2.2 選定地点

上記に述べた選定基準を用いて、風況観測地点の据付に適している地点をラパス県から5地点、オルロ県から5地点選定した。選出した地点の概要を以下に示す。また、図7.1と図7.2に、それぞれの位置を示す。

#### (1) ラパス県

- |                          |                           |
|--------------------------|---------------------------|
| 1) Achiri                | Municipality: Caquiaviri  |
| 2) チャラーニヤ                | Municipality: チャラーニヤ      |
| 3) Ramon Gonzales        | Municipality: G.J.J.Perez |
| 4) Isla Taquiri          | Municipality: Manco Kapac |
| 5) Santiago de Llallagua | Municipality: Colquencha  |

#### (2) オルロ県

- |                             |                               |
|-----------------------------|-------------------------------|
| 1) Comujo / Coipasa         | Municipality: Coipasa         |
| 2) カリペ                      | Municipality: C.de Carangas   |
| 3) チャチャコマニ                  | Municipality: Turco           |
| 4) Salinas de Garci Mendoza | Municipality: S.Garci Mendoza |
| 5) Sevaruyo                 | Municipality: S.de.Quillacas  |

### 7.2.3 据付工事と風況観測

風況観測装置の据付工事は2000年1月に始まり2月に終了した。据付工事は予定時期より、通関の時間が長引いたため遅く始まった。

風況観測装置の据付後、JICA 調査団は風力発電開発事業の計画化のためにモニタリングとデータ収集を開始した。風況分析のために回収されたデータは、2000年2月から2001年1月のものである。下の表は、一年間の風況観測におけるデータ回収率を示している。データ回収は、成功裡に終了した。しかしながら、SIM カードの問題から4ヶ月間にわたる気圧データの欠測、また日射計に生じた何らかの問題からデータにエラーがみられた。

風況データの回収率

ID No.	Site	Collection rate / annual hours
1	Achiri	99.1%
2	チャラーニャ	99.1%
3	Gonzales	97.2%
4	Is. Taquiri	97.3%
5	Llallagua	90.6%
6	Comjo	100%
7	カリペ	99.6%
8	チャチャコマニ	99.6%
9	Salinas	90.5%
10	Sevaruyo	91.8%

出典：JICA Study Team

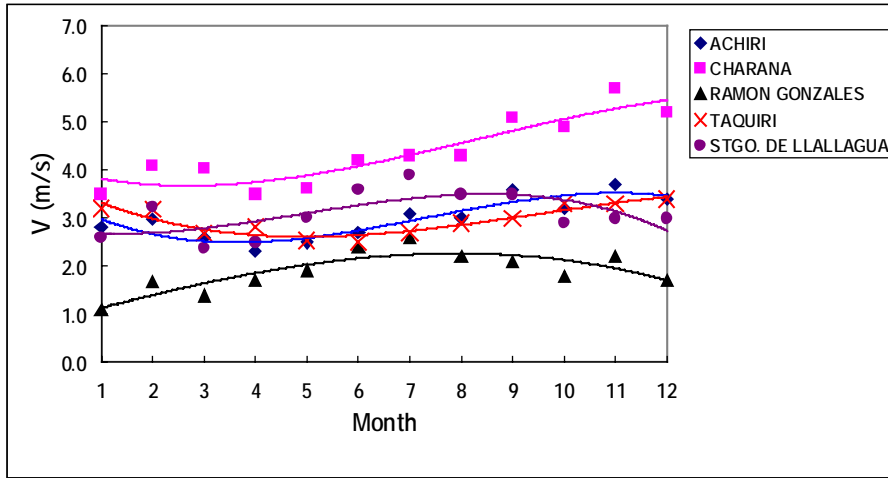
### 7.3 回収データの分析

回収した風況データの分析を、風力開発の優先順位を作成するために行なった。風力発電の開発地点を決定するためには、年間平均風速と日間平均風速は最も重要である。ここでは、月別平均風速と時系列平均風速について述べる。風況分析の詳細は付属書 に示す。

#### 7.3.1 月別平均風速

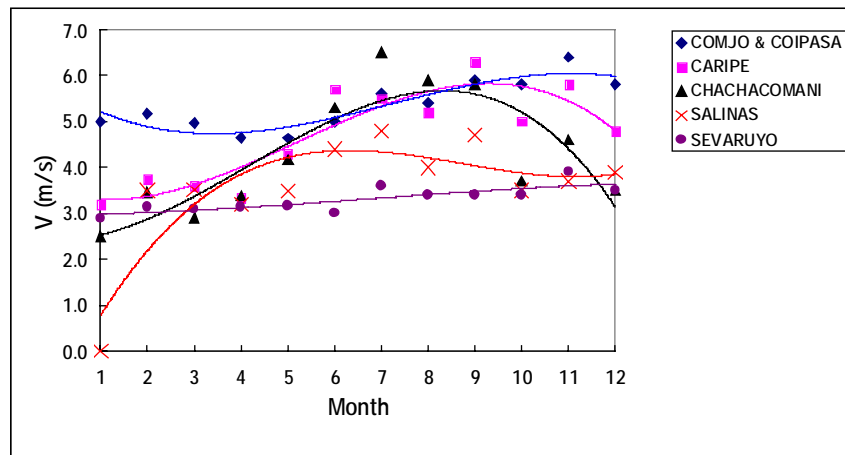
本調査では、地上高 10メートルと 20メートルにおいて、1年間の風況観測を行なった。下の表は、ラパス県の各観測所における地上高 20メートルの、月別平均風速を示している。この表から、チャラーニャの月別平均風速が年間を通じて最も大きいことがわかる。また、Ramon Gonzales で、観測期間内の平均風速が最も小さいことがわかる。他の場所、Achiri, Taquiri および Santiago de Llallagua における平均風速は、ほとんど同じレベルである。チャラーニャは、ラパス県の最大月間風速を記録している。





ラパス県における月別平均風速

オルコ県では、一年間の風況観測の結果、Comjo と Coipasa の中間地点で最大の平均風速を記録した。高い平均風速がカリペ とチャチャコマニにおいても記録された。この3地点は全て、オルコ県の西部に位置しており、山脈に隣接している。下表に示すように、強い風力がオルコ県の西部で記録されていることがわかる。

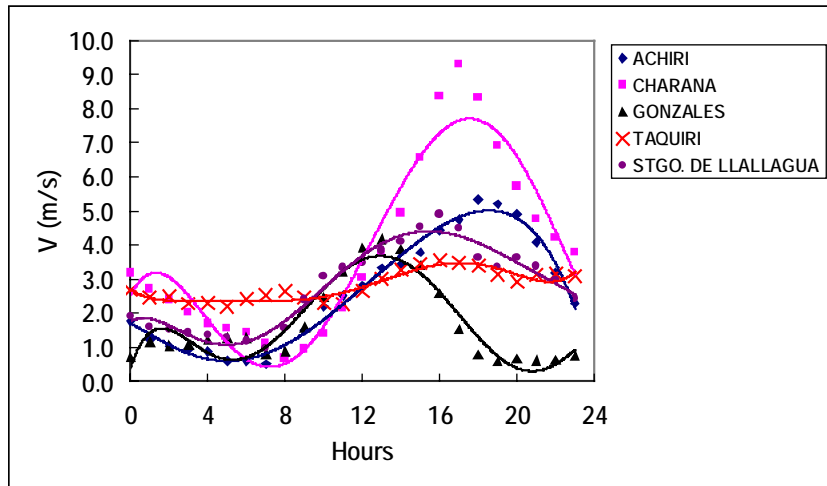


オルコ県における月別平均風速

### 7.3.2 風速の時系列変化

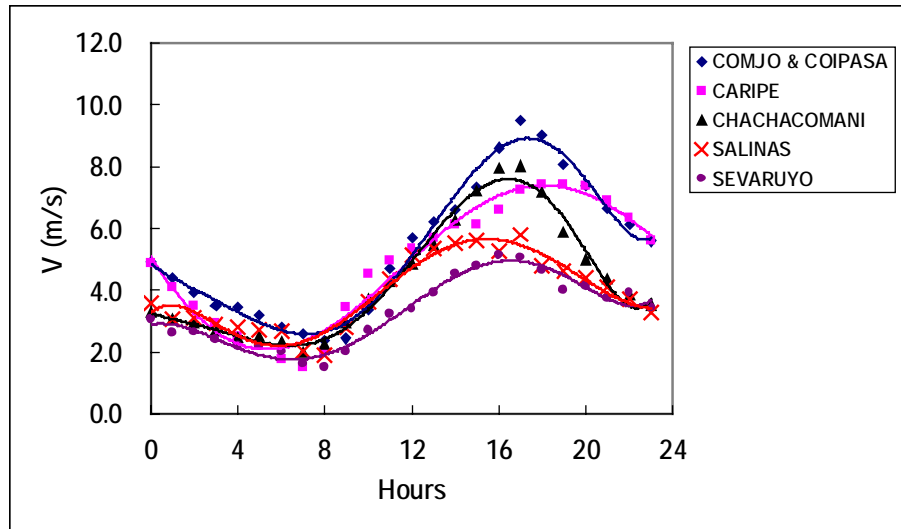
ラパス県の風況観測地点における風速の時系列変化を下表に示す。図に示された風速は、2000年2月から2001年1月までの平均値である。チャラーニャのデータは、特徴のある風速の日変化をしている。年間平均風速は4.4 m/s であるが、13時から23時までの平均風速

は 7.0 m/s と高い値を示している。チャラーニャにおける電力需要のピークが 19 時から 21 時 30 分までであることから、風速の日変化と電力需要のパターンが一致していることがわかる。Achiri と Santiago de Llallagua では、風速が、午後から夕方にかけて強くなることがわかる。Ramon Gonzales では、昼間に最大平均風速を示している。Taquiri では、日的平均風速は安定して低くなっている。



時系列平均風速 (ラパス県)

オルコ県の風況観測地点における風速の時系列変化を下表に示す。図に示された風速は、2000年2月から2001年1月までの平均値である。Comjo と Coipasa の中間地点における年間平均風速は 5.3m/s である。しかしながら、13時から23時における年間平均風速は 7.4 m/s と高いことがわかる。チャチャコマニの年間平均風速は 4.5 m/s であるが、13時から23時にかけての年間平均風速は 6.2 m/s と高い。カリペにおいても、年間平均風速は 4.8 m/s であるものの、13時から23時にかけての平均風速は 6.6m/s と高いことがわかる。Salinas と Sevaruyo では、風速が低く安定していることがわかる。



時系列平均風速 (オルロ県)

#### 7.4 計画妥当性予備調査の優先プロジェクトの選定

ラパス県とオルロ県について、それぞれ 3 つの開発優先地域が、これまでに行なわれた一年間の風況観測と社会経済のデータから選出された。選択の基準として、風力ポテンシャル、カントン人口および県の開発優先地域が考慮された。

以上の結果をもとに、以下の 3 つのカントン、ラパス県から 1 つオルロ県から 2 つ、が計画妥当性予備調査の候補地点として選出された。

ラパス県	1	チャラーニャ
オルロ県	1	チャチャコマニ
	2	カリペ

#### 7.5 計画妥当性予備調査風力発電プロジェクト

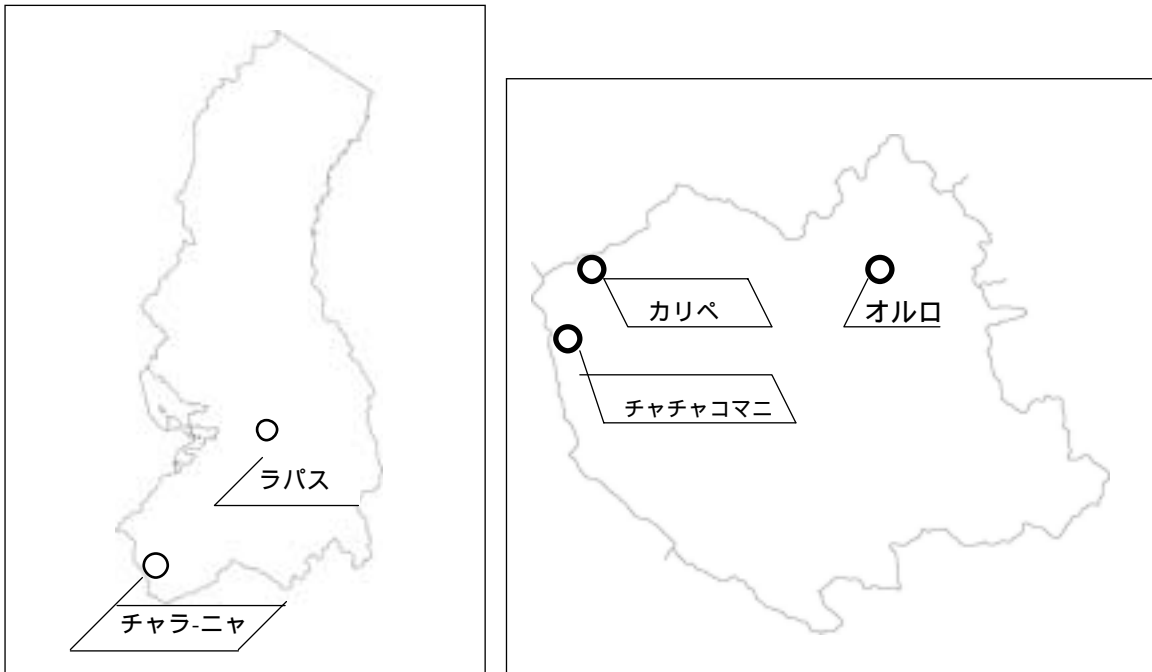
##### 7.5.1 位置と社会経済状況

チャラーニャは、ボリヴィアとチリの国境に位置する町である。チャラーニャは海拔 4,054 メートルに位置しており、6,000 メートル級の山脈の近傍にあるため、気温が低い。人口は統計によると、1992 年に 1,037 人で 2000 年には 1,016 人に減少している。チャラーニャの

主要な経済活動は、税関とそれに関する活動である。畜産もまた主要な経済活動である。チャラーニャでは、電力はディーゼル発電で供給されている。ディーゼル発電機の設備容量は 135kVA で、80 の世帯に対し毎日 19:00 から 21:30 の間の電力供給を行なっている。このディーゼル発電機はカントンにより、運営されている。一世帯あたりの電力料金は 30Bs/月である。その一方で、電力供給がされていない世帯はガスランプに 25Bs / 月を払っている。

カリペはオルロ県北部に位置している。カリペは標高 4,149 メートルに位置しており、標高 6,542 メートルのサハマ山の近くに位置しているため気温が低い。人口は統計によると、1992 年に 208 人で 2000 年には 206 人に減少している。カリペの主要な経済活動は畜産である。一世帯あたり約 300 頭の牛を所有しており、住民は比較的裕福である。カリペは、人口規模が小さいため電力需要は小さくなっている。カリペには電力供給のサービスがない。

チャチャコマニはオルロ県北部に位置している。チャチャコマニは標高 4,220 メートルに位置しているため気温が低く、チリ国境の近くに位置している。人口は統計によると、1992 年に 476 人で 2000 年には 470 人に減少している。主要な経済活動は畜産である。多くに住民が、チャチャコマニから 15km 離れた、チリ国境の町である Tambo Quemado で仕事をしている。チャチャコマニには、電力供給のサービスがない。住民は、ローソク、灯油ランプおよびガスランプを電気の変わりに用いている。これらのエネルギー源に要するコストは一ヶ月あたり約 10 から 30Bs である。



プロジェクト位置図

### 7.5.2 電力需要

電力需要はコミュニティ・インタビュー調査結果をもとに行なった。一般世帯に加えて産業および公共施設があるため、電力需要は産業活動および公共施設の電力需要を別々に推定した。電力需要の推定は2005年を基準に行なった。

電力需要の推定をするために、各電力需要対象（一般世帯、様々な産業活動および公共施設）について電力消費量の推定を行った。さらに、プロジェクト対象年における一般世帯数、産業および公共施設数の予測をした。

これらの結果をもとに、総電力需要が推定された。推定したピーク需要は、チャラーニヤで26 kW、カリペで4.9 kWそしてチャチャコマニで9.7 kWである。

月別電力需要も下表に示すとおりに算出された。総電力需要は、チャラーニヤで65,678 kWh、カリペで9,951 kWh、チャチャコマニで20,440 kWhと推定された。

#### 月別電力需要

	Power Demand (kWh/Mo.)		
	Charana	Caripe	Chachacomani
Jan.	5,328	845	1,736
Feb	4,812	763	1,568
Mar	5,626	845	1,736
Apr	5,445	818	1,680
May	5,626	845	1,736
Jun	5,445	818	1,680
Jul	5,626	845	1,736
Aug	5,626	845	1,736
Sep	5,445	818	1,680
Oct	5,626	845	1,736
Nov	5,445	818	1,680
Dec	5,626	845	1,736
Total	65,678	9,951	20,440

出典: JICA 調査団

### 7.5.3 風況分析

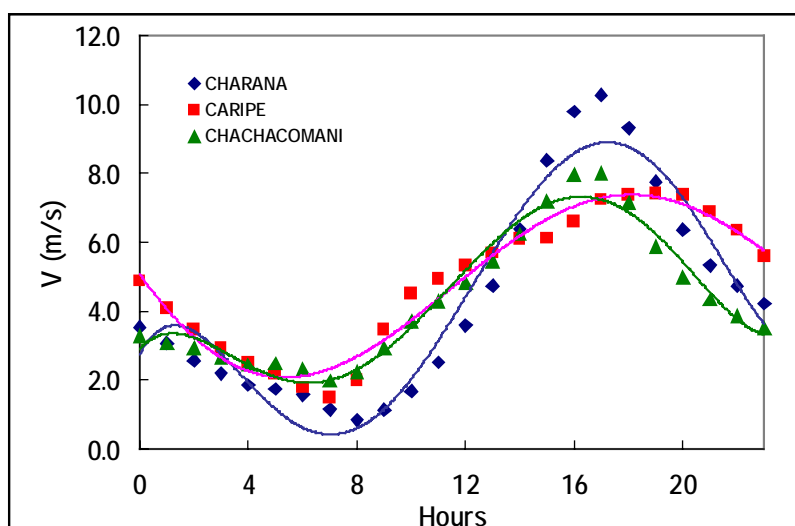
下表に示されるように、月別平均風速は選択された3地点で高いことがわかる。年間平均風速はチャラーニヤで4.4 m/s、カリペで4.7 m/sそしてチャチャコマニで4.3 m/sである。これは、提案された3地点が大きな風力ポテンシャルを有していることを示している。

### 計画妥当性予備調査 3地点の月別平均風速 (m/s)

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
Charana	3.5	4.1	4.0	3.5	3.6	4.2	4.3	4.3	5.1	4.9	5.7	5.2	4.4
Caripe	3.2	3.8	3.6	3.3	4.3	5.7	5.5	5.2	6.3	5.0	5.8	4.8	4.7
Chachacomani	2.5	3.5	2.9	3.4	4.2	5.3	6.5	5.9	5.8	3.7	4.6	3.5	4.3

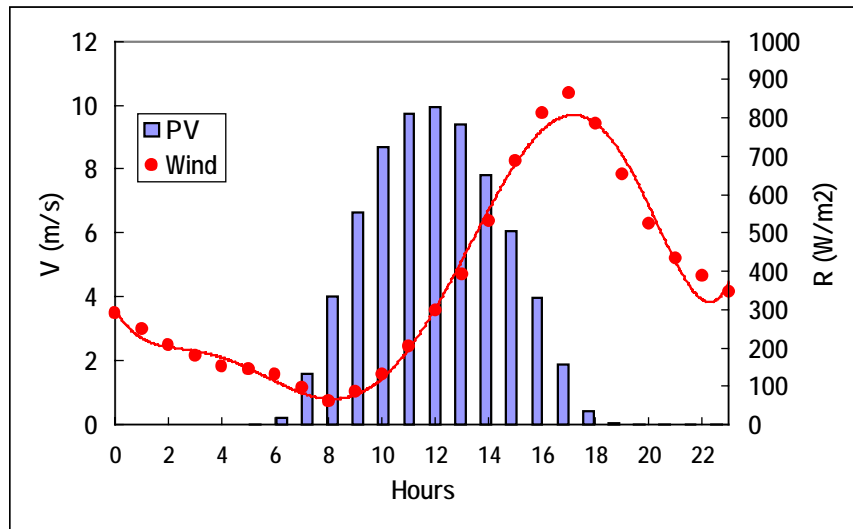
出典: JICA 調査団

選択された 3 地点の時系列平均風速を次の図に示す。この図に示されているように、風力は、電力需要の大きい時間帯である、午後から夜にかけて強くなる。その一方で、夜中から早朝にかけて風力は弱くなる。



計画妥当性予備調査サイトの時系列平均風速

風力と太陽光の相互補完作用が明らかとなった。下図に、チャラーニャにおける風速と日射量の時系列変化を示す。風速は、日射量の弱くなる午後 2 時から 8 時にかけて強い。一方で、日射量は、風速がまだ弱い朝 9 時から午後 3 時にかけてつよい。この 2 つのエネルギーの相互補完作用は、風力と太陽光のハイブリッド発電は、安定した電力を供給できることを示している。



チャラーニャにおける時系列の平均風速と日射量の関係

#### 7.5.4 最適開発計画の形成

チャラーニャでは、独立型風力発電システムは、日中に事務所と学校の電力需要が高いにもかかわらず、日中に十分な発電能力を持っていない。より安定した発電を行なうために、風力発電は他のエネルギーによる発電設備と組合せるべきである。

組合せの選択肢として以下のものがあげられる：

1. 風力・ディーゼル ハイブリッド発電
2. 風力・PV ハイブリッド発電
3. 風力・小水力 ハイブリッド発電

しかしながら、運転コストの高さと環境へ影響からディーゼル発電機による地方電化は考慮されない。

#### チャラーニャ

チャラーニャにおける最適発電計画作成のため、風力分析の結果から5つの計画が形成された。チャラーニャの近くには小水力発電の利用に適している地域がない。それゆえに、チャラーニャでは、風力とPVのハイブリッド発電システムを計画した。各組合せの、投資額を推定し比較を行った。

比較の結果、風力発電 80kW と太陽光発電 16kWp の組合せが最小投資額の最適計画として選択された。

### チャラーニャ における風力太陽光ハイブリッド発電システムの計画

No.	1	2	3	4	5
Wind (kW)	100	90	80	70	60
PV (kWp)	4	9	16	21	24
Investment Cost (USD)	288,000	297,000	320,000	329,000	324,000

出典: JICA 調査団

### カリペ

カリペにおける最適発電計画作成のため、風力分析の結果から 2 つの計画が形成された。カリペ の近くには小水力発電の利用に適している地域がない。それゆえに、カリペでは、風力と PV のハイブリッド発電システムを計画した。各計画の、投資額を推定し比較を行った。比較の結果、風力発電 10kW と太陽光発電 4kWp の組合せが最小投資額の最適計画として選択された。

### カリペにおける風力太陽光ハイブリッド発電システムの計画

No.	1	2
Wind (kW)	20	10
PV (kWp)	0	4
Investment cost (USD)	54,000	55,000

出典: JICA 調査団

### チャチャコマニ

チャチャコマニでは、水力ポテンシャルがあるため、風力・PV ハイブリッド発電と風力・小水力 ハイブリッド発電の 2 つのハイブリッドシステムが計画された。

風力・PV ハイブリッド発電と風力・小水力 ハイブリッド発電の比較をするために、最適な組合せの検討がそれぞれの発電システムについて行った。風力・小水力ハイブリッド発電システムでは、2 つの発電方式の組合せは水力発電計画の流量分析と組合せたシステムのコスト比較をもとに行われた。風力・PV ハイブリッド発電システムの組合せは、チャラーニャ と チャチャコマニに適用したのと同じ方法を用いた。



2つのハイブリッド発電システムの最適組合せは：

- 1) 風力・小水力 ハイブリッド発電: 風力 20 kW、小水力 3 kW
- 2) 風力・PV ハイブリッド発電: 風力 40 kW、PV 9kWp

推定コストは、風力・小水力 ハイブリッド発電が US\$ 252,969、風力・PV ハイブリッド発電が US\$347,066 であり、風力・小水力 ハイブリッド発電が適していることを示している。さらに、風力と小水力を組合せることによりバッテリーの容量を風力とPVの組合せと比較して、小さくできるため、メンテナンス費用を低く抑えることが出来る。

以上の分析から、風力・小水力 ハイブリッド発電システムが最終的にチャチャコマニ 風力発電プロジェクトの最適電化計画に選択された。

#### 7.5.5 風力発電の初期設計と費用見積り

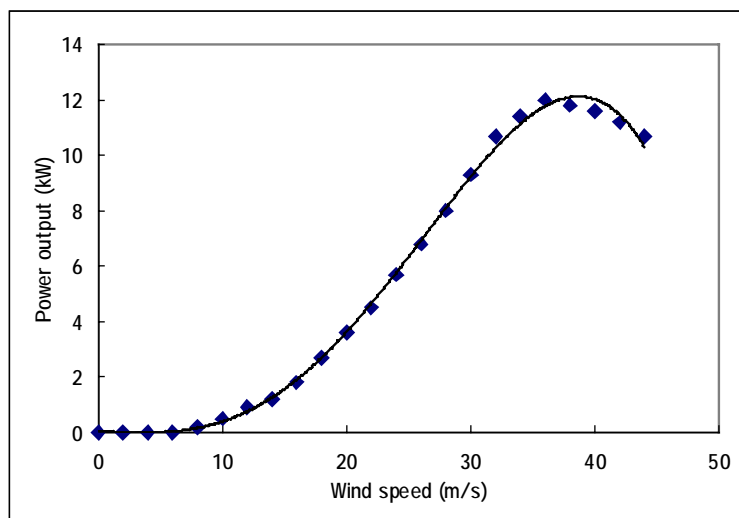
##### (1) 風力発電の初期設計

多くの種類の風力発電が世界中で流通している。風力発電機の選択は以下条件を考慮に入れて行われた。

- 道路状況やメンテナンスの容易さを考慮に入れて、重機を用いずウィンチによる風力タワーの起塔工事が可能であること。
- 開発途上国における利用に十分な経験を有していること。
- 風力・太陽光ハイブリッド発電システムに、十分な経験を有していること。
- ボリヴィアまたは南米・北米にある会社により販売されていること。

本計画における発電量の推定は、上記条件を満たす BWC10kW の利用を仮定して行った。

BWC10kW の性能曲線と写真を下図に示す。



BWC 10kW の性能曲線

## (2) 風力発電計画

上記において説明されたように、チャラーニャ と カリペのシステムは風力発電と太陽光発電から構成されている。チャチャコマニのシステムは、風力発電と小水力発電で構成される。チャラーニャでは、既存するディーゼル発電機は、バックアップ用発電機として利用することが計画されている。VMEH の開発方針によれば、ディーゼル発電による電化計画は推薦されていない。しかしながら、チャラーニャのような電力需要の大きい町では、バックアップの発電機が定期点検の間、もしくは予測していない急激な電力需要の増大に備えるために必要である。チャチャコマニでは、ハイブリッド発電システムの投資額を減らすためには、小水力発電は年間を通じて安定した発電量が得られるように設計した。最適計画として、小水力発電の設備容量は3kW と設計された。チャラーニャ、カリペ およびチャチャコマニの発電システムをまとめると、下表のようになる。

各発電システムの仕様

		Charana	Caripe	Chachacomani
Wind Turbine	(kW)	80	10	20
PV	(kWp)	16	4	-
MHP	(kW)	-	-	3
Inverter	(kVA)	64	8	14
Converter	(kVA)	20	-	10
Battery	(kAh)	44	8	4

出典：JICA 調査団

提案される各風力発電プロジェクトの発電システムとレイアウト・プランは、図 7.3 から図 7.8 に示す。

合計した風力発電プロジェクトの年間電力発電量はチャラーニャ 122,560 kWh、カリペ 22,643 kWh そしてチャチャコマニ で 42,671 kWh となる。

#### Monthly Power Generation

	Power Generation (kWh/Mo.)		
	Charana	Caripe	Chachacomani
Jan.	8,328	1,750	3,417
Feb	7,765	1,239	2,648
Mar	10,034	1,508	3,087
Apr	8,687	1,341	2,965
May	8,684	1,673	3,270
Jun	9,131	2,157	3,609
Jul	9,840	2,164	3,812
Aug	10,340	2,057	4,695
Sep	11,582	2,551	3,787
Oct	11,575	1,971	4,256
Nov	13,977	2,332	3,236
Dec	12,616	1,899	3,888
Total	122,560	22,643	42,671

出典：JICA 調査団

### (3) 積算コスト

コストの推定は、小水力発電の仮定および条件を適用して行った。

風力発電開発計画の推定コストは、チャラーニャで US\$ 817,798、カリペで US\$ 147,296、およびチャチャコマニで US\$ 294,674 となっている。

## 積算プロジェクト・コスト

(unit: US dollar)

Item	Charana	Caripe	Chachacomani
1. Wind generator, PV system, etc.	478,822	88,405	209,242
2. Distribution Line	35,885	11,040	15,000
3. Installation Works	144,000	21,000	30,000
4. Transportation	92,946	14,938	16,598
5. Direct Cost Total	751,653	135,382	270,840
6. Administration and Engineering Service.	66,145	11,914	23,834
<b>Total Construction Cost</b>	<b>817,798</b>	<b>147,296</b>	<b>294,674</b>

出典：JICA 調査団

### 7.5.6 経済・財務評価

#### (1) 経済評価

3つの風力発電事業の経済的実施可能性については、以下の前提条件において算定する経済的内部収益率（EIRR）をもって検討した。

##### 1) 経済費用

財務費用より補助金、国内諸課税等を控除し経済費用を求めた。

本事業の経済費用を下表に要約する。

#### 風力発電事業の経済費用（USドル）

	Unit	Unit Cost	Charana		Caripe		Chachacomani (W-M)	
			Units	Cost	Units	Cost	Units	Cost
Wind Turbine	kW	2,700	80	216,000	10	27,000	20	54,000
PV System	kW	7,000	16	112,000	4	28,000	0	0
MHP	kW	34,250	0	0	0	0	3	102,749
Inverter	kVA	500	64	32,000	8	4,000	14	7,000
Converter	kVA	180	20	3,600	0	0	10	1,800
Battery	kAh	500	44	22,000	8	4,000	4	2,000
Control House	(1/village)	10,000	1	10,000	1	10,000	1	10,000
Installation Materials	kW	690	96	66,207	14	9,655	20	13,793
Installation Work	kW	603	96	57,931	14	8,448	20	12,069
Transportation	kg	8	11,200	92,946	1,800	14,938	2,000	16,598
Secondary Distribution Line	km	3,409	-	29,904	-	9,200	-	12,500
Administration (8.8%)	-	-	-	56,548	-	10,141	-	20,461
Total Investment Cost	-	-	-	699,136	-	125,382	-	252,969

Source：JICA 調査団

年間の事業施設維持管理費用は次のとおりとした。

風力 PV/小水力： 投資費用の 2%  
送配電設備： 投資費用の 2.5%

## 2) 経済便益

経済便益も、経済費用同様に、財務価格より補助金、構内諸課税等を控除して求めた。本風力発電システムにとっての最小費用代替システム、すなわち提案されている風力発電システムと同じ電力発電容量を持つディーゼル発電システム開発、運営に係るコストを経済便益と考えた。

代替システムであるディーゼル発電システムに対する投資費用は以下のとおりである。

### ディーゼル発電システムに対する投資費用\*

	Unit	Unit Cost	Charana		Caripe		Chachacomani	
			Units	Cost	Units	Cost	Units	Cost
Capacity of the Diesel Generator	kW	750	65	48,750	10	7,500	20	15,000
Automatic Transfer Switch	-	1,910	1	1,910	1	1,910	1	1,910
Protection Box	-	917	1	917	1	917	1	917
Building	-	1,500	1	1,500	1	1,500	1	1,500
Secondary Distribution Lines	km	-	-	29,904	-	9,200	-	12,500
Total	-	-	-	82,981	-	21,027	-	31,827

### 維持管理費用

ディーゼル発電システムに係る年間の事業施設維持管理費用は次のとおりである。

ディーゼル発電システム： 投資費用の 5%  
送配電設備： 投資費用の 2.5%

### ディーゼル・オイルに係る費用

風力発電サイトであるチャラーニヤ、カリペ and チャチャコマニ地域におけるディーゼル・オイルの単価は次のとおり。

### ディーゼル・オイルの経済費用 (Bs/リッター)

チャラーニヤ	カリペ	チャチャコマニ
3.19	3.28	3.28

上記3風力発電サイト毎の年間ディーゼル・オイルに係る経済費用は年間発電量を基に求められる。

### 年間発電量とディーゼル・オイル費用

	チャラーニャ	カリペ	チャチャコマニ
発電量 (kWh/年)	122,560	22,643	42,671
燃料消費量 (リットル/年)	53,420	13,032	20,405
ディーゼル・オイル費用 (USドル/年)	26,096	6,546	10,250

### 3) 経済評価の結果

上述した前提条件、費用及び便益に基づいて算定した3風力発電事業のEIRRは下表及び表7.1から表7.3に示すとおりである。

### 風力発電事業のEIRR

チャラーニャ	カリペ	チャチャコマニ
-2.6%	1.0%	-0.9%

チャラーニャとチャチャコマニの風力発電事業のEIRRは負の値である。一方、カリペの風力発電事業のEIRRは正の値である。しかしながら、ウィンド・タービン、インバータ、コンバータ及びPVシステムの価格は将来に亘り低下することが期待されている。仮に風力発電システムに対する需要が将来的に拡大するのであれば、これら設備の価格はかなり低下するものと考えられる。チャラーニャとチャチャコマニの風力発電事業の投資費用は、EIRR値をゼロにするために機会費用等をそれぞれ22%と8%、下げなければならない。

風力発電システムの将来的な投資価格の低下並びにディーゼル発電システムが及ぼす環境面への負荷を考慮すれば、提案された3つの風力発電事業も妥当な選択肢となり得ると考える。

## 7.5.7 財務評価

3つの風力発電事業の財務評価においては、本事業における維持管理費用を回収するに必要な最低の適用電力料金を算定した。

### (1) 財務的事業費用

本事業の財務費用は以下のとおりである。

### 風力発電事業の財務費用

	Unit	Unit Cost	Charana		Caripe		Chachacomani (W-M)	
			Units	Cost	Units	Cost	Units	Cost
Wind Turbine	kW	3,238	80	259,070	10	32,384	20	64,768
PV System	kW	8,746	16	139,933	4	34,983	0	0
MHP	kW	40,000	0	0	0	0	3	120,000
Inverter	kVA	600	64	38,381	8	4,798	14	8,396
Converter	kVA	216	20	4,318	0	0	10	2,159
Battery	kAh	580	44	25,520	8	4,640	4	2,320
Control House	(1/village)	11,600	1	11,600	1	11,600	1	11,600
Installation Materials	kW	800	96	76,800	14	11,200	20	16,000
Installation Work	kW	700	96	67,200	14	9,800	20	14,000
Transportation	kg	8	11,200	92,946	1,800	14,938	2,000	16,598
Secondary Distribution Line	km	4,091	-	35,885	-	11,040	-	15,000
Administration (8.8%)	-	-	-	66,145	-	11,914	-	23,834
Total Investment Cost	-	-	-	817,798	-	147,296	-	294,674

Source : JICA 調査団

財務費用においては課税部分を含んで見積りを行ったが、目的別諸税率は以下のとおりである。

#### 国内財・サービスに係る課税

付加価値税 (VAT) : 全財・サービス価格に対して 13%  
取引税 : 全財・サービス価格に対して 3%

#### 輸入財・サービスに係る課税

実効付加価値税率 : 全財・サービス価格に対して 14.94%  
輸入関税 : 5% (対タービン/発電機)  
20%\* (送配電設備)

\* 送配電設備を構成する各種製品を考慮した調整税率

#### 1) 維持管理費用を回収する電力料金の算定

維持管理費用を回収する一般家庭需要家向け最低電力料金は以下のとおり算定された。  
なお、工業部門の電力料金は一般家庭向け電力料金の 1.5 倍とした。

財務価格での維持管理費用はチャラーニヤで年間 9,731US ドル、カリペで 1,719US ドル、チャチャコマニで 4,708US ドルである。下表に維持管理費用を回収する一般家庭需要家向け最低電力料金をサイト毎に示す。

### 維持管理費用を回収する電力料金 (US ドル)

	チャラーニャ	カリペ	チャチャコマニ
一般家庭向け料金/kWh	0.12	0.15	0.22
月当り電力料金	2.65	3.15	4.73

## 2) 財務評価の結果

### a) チャラーニャ

チャラーニャ地域の一般家庭需要家のディーゼル発電システム利用者は、1 日当り 3 時間稼働の電力供給サービスに対し月当り平均で 30Bs または 4.59US ドルを支払っているのが現状である。一方、チャラーニャサイトにおける風力発電事業の各家庭需要家は年間 265kWh の電力を消費すると予測されており、本風力発電事業の維持管理費用を回収するに必要な最低料金を適用する場合であれば、月当たり電力料金支払い額は 2.65US ドル ( $0.12\text{US ドル/kWh} \times 265\text{kWh} \div 12 \text{ヶ月}$ ) と推定される。これは既存のディーゼル発電システムにて支払う額以下であり、上記条件で料金を設定、適用する場合、受益者の支払い能力から見ても本風力発電事業は財務的にも実施可能であると判断される。チャラーニャ風力発電事業では、O&M 費用 100%と投資費用の一部は電気料金徴収によって回収できるであろう。このような状況下、チャラーニャ風力発電事業は財務的に持続可能である。

### b) カリペ

カリペ地域の一般家庭需要家のディーゼル発電システム利用者は、月当り平均で 34.1Bs またはケロシン・オイルもしくは蠟燭に月当り 5.22US ドルを支払っているのが現状である。一方、カリペサイトにおける風力発電事業の各家庭需要家は年間 252kWh の電力を消費すると予測されており、本風力発電事業の維持管理費用を回収するに必要な最低料金を適用する場合であれば、月当たり電力料金支払い額は 3.15US ドル ( $0.15\text{US ドル/kWh} \times 252\text{kWh} \div 12 \text{ヶ月}$ ) と推定される。これは既存のディーゼル発電システムにて支払う額以下であり、上記条件で料金を設定、適用する場合、受益者の支払い能力から見ても本風力発電事業は財務的にも実施可能であると判断される。カリペ風力発電事業では、O&M 費用 100%と投資費用の一部は電気料金徴収によって回収できるであろう。このような状況下、カリペ風力発電事業は財務的に持続可能である。

### 3) チャチャコマニ

チャチャコマニ地域の一般家庭需要家のディーゼル発電システム利用者は、ケロシン・オイルに月当り平均で 30Bs または 4.59US ドルを支払っているのが現状である。一方、



チャチャコマニサイトにおける風力発電事業の各家庭需要家は年間 258kWh の電力を消費すると予測されており、本風力発電事業の維持管理費用を回収するに必要な最低料金を適用する場合であれば、月当たり電力料金支払い額は 4.73US ドル(0.22US ドル/kWh×258kWh÷12 ヶ月) と推定される。これは既存のディーゼル発電システムにて支払う額より僅かに多い額である。しかしながら、1 日 24 時間稼働の風力発電システムより受けるサービス内容と便益は、ケロシン・ランプの利用とは比較にならないと考える。従って、上記条件で料金を設定、適用する場合なら、受益者の支払い能力から見ても本風力発電事業は財務的にも十分実施可能であると判断される。

#### 7.5.8 初期環境評価

初期環境評価に関する調査は、2001 年 5 月、第 5 次現地調査時に行われた。調査結果は、チャラーニヤ、カリペ、チャチャコマニの各風力発電事業実施において社会環境、自然環境に対する負の影響は予期されないことを示した。下表は、事業周辺地域において予期される環境への影響を示している。予期される正の影響は以下の通りである。

- 天水農業に代わってポンプ水汲み上げ式灌漑農業を地域農民に提供
- 雇用機会をもたらす家内工業の開発
- 公共施設における教育や公衆衛生といった公共サービスの向上
- 夜間の治安と安全の向上

予期される騒音問題と景観の障害は、発電所が町の郊外に設置されることから社会環境にほとんど影響を及ぼさないであろう。

チャレニヤ、カリペ、チャチャコマニ風力事業に関する初期環境評価

	評価項目	評価			備考
		チャレニヤ	カリペ	チャチャコマニ	
社会環境	1 住民移転	-	-	-	
	2 経済活動	○	○	○	ポンプ水汲み上げ式灌漑農業および家内工業の促進
	3 交通・生活施設	○	○	○	公共施設(学校・診療所)の電化
	4 地域分断	-	-	-	
	5 遺跡・文化財	-	-	-	
	6 水利権・入会権	-	-	-	
	7 保健衛生	○	○	○	ポンプ汲み上げシステムによる衛生的な水の供給
	8 廃棄物	-	-	-	
	9 災害	○	○	○	電灯による農村生活での夜間安全性の向上
自然環境	10 地形・地質	-	-	-	
	11 土壌侵食	-	-	-	
	12 地下水	-	-	-	
	13 湖沼・河川流況	-	-	-	
	14 海岸・海域	-	-	-	
	15 動植物	-	-	-	
	16 気象	-	-	-	
汚染	17 景観	-	-	-	
	18 大気汚染	-	-	-	
	19 水質汚濁	-	-	-	
	20 土壌汚染	-	-	-	
	21 騒音・振動	-	-	-	
	22 地盤沈下	-	-	-	
	23 悪臭	-	-	-	

注 ○=正の影響 - =無視できる影響 △=軽微な影響 □=中庸な影響 ×=重大な影響 ?=不明  
 本環境影響評価は、持続開発計画省に登録されている環境コンサルタントによって2011年5月に実施された。  
 本環境影響評価の報告書は、エネルギー・炭水素庁を通じて持続開発計画省に提出された。

出典: JICA調査団

## 第 8 章 ラパス県・オルコ県の再生可能エネルギー利用地方電化計画 (2002～2011)

### 8.1 再生可能エネルギーとポテンシャルの評価

#### 8.1.1 対象となる再生可能エネルギー

ラパス及びオルコ県の地方電化計画の対象となる再生可能エネルギーは次の 3 つとし、各エネルギーについては第 5 及び 7 章において詳細を説明済みである。

- 1) 小水力エネルギー (MHP)
- 2) 風力エネルギー
- 3) 太陽光エネルギー (PV)

バイオマス・エネルギーは本計画では対象としないこととした。これはバイオマス・エネルギーはディーゼル発電システムと比較すれば量的には少ないが、やはり大気中炭酸ガス濃度を増大させ、上記 3 つの再生可能エネルギーに比べ環境負荷が大きいと判断されるためである。エネルギー炭化水素庁 (VMEH) では、バイオマス・エネルギーの位置づけを、環境面から上記 3 つの再生可能エネルギー利用並びに送配電線の延長による電化手法の次に取り組むべき選択肢の 1 つであるとしている。しかしながら、ディーゼル燃料の調達が困難な地域においては、既にバイオマス・エネルギー利用が検討されてきている。<sup>1</sup> オルコ県では、バイオマス・エネルギー利用が適した潜在地域はあまり見込めないようであるが、ラパス県北部のユンガス中東部のような温暖な森林地域では、バイオマス・エネルギーのポテンシャルは高いと考えられる。但し、資源の利用可能性は未だ確認されておらず、バイオマス発電による電化事業の可能性は今後検討される必要がある。

原則的に、エネルギー炭化水素庁は、主に環境面の理由から再生可能エネルギーの代替手段として、ディーゼル発電システムを考えてはいない。エネルギー炭化水素庁は 2000 年より 2011 年にかけて、既設ディーゼル発電システムの 80% に対して、グリッド延長または再生可能エネルギー利用発電へ代替えを計画しており、2011 年までには、ディーゼル燃料への補助交付を徐々に廃止する方針としている。

<sup>1</sup> 現在 3 つのバイオマス発電事業が進行している。これら事業では、地元で開発可能な資源が利用されている。一つはベニ県の NRECA パイロット事業であり、ココナッツ殻をエネルギー源とした 1MW 容量を持つ施設が運営されている。パンド県では、ディーゼル及びバイオマスを組合わせた 50kW の発電事業、リベラルタ (Liberalta) でもバイオマスの計画が検討されている。

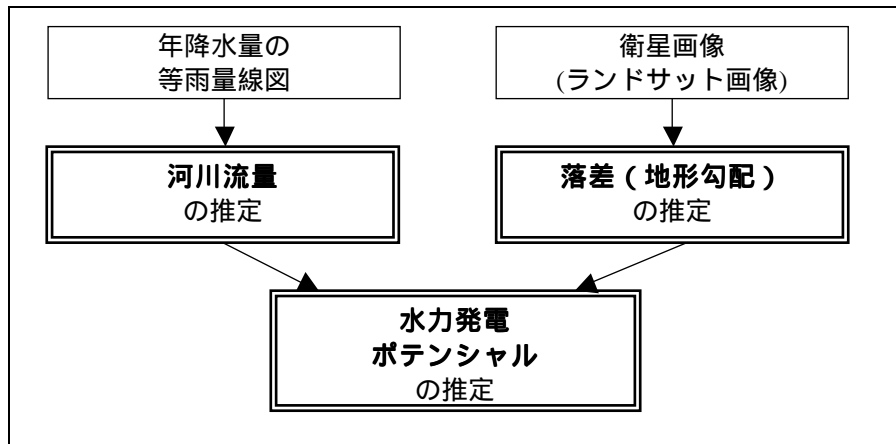
2002年から2011年にかけての地方電化計画では、小水力、風力、太陽光による再生可能エネルギーの利用とグリッド延長と組合せた計画が策定される見込みである。

### 8.1.2 潜在エネルギー源

ラパス・オルコ両県における再生可能エネルギー利用による地方電化計画を策定するため、ここではまず、両県の小水力、風力、太陽光発電の潜在エネルギー（ポテンシャル）について評価した。

#### (1) 水力発電ポテンシャル

水力発電プロジェクトの確認のため、ラパス・オルコ両県の水力発電ポテンシャルを調査した。水力発電ポテンシャルの評価は、以下の手順で行った。



水力発電ポテンシャルは河川流量および落差より求められる。河川流量の評価は年降水量の等雨量線図を用いて行い、落差については衛星画像より判断した。

作成したラパス・オルコ両県の水力発電ポテンシャル図を、図 8.1 および図 8.2 に示す。

同図に示すように、水力発電ポテンシャルの高い地域は、ラパス県では、北西から南東へ連なるオリエンタル・ロス・アンデス山脈沿いの地域であり、一方、オルコ県では、全体に水力ポテンシャルは低く、水力ポテンシャルのある地域はごく一部に限定されている。

#### (2) 風力発電ポテンシャル

ボリヴィア国水文気象局(SENAMHI)により観測収集されている風況データは、水文気象局の観測員が手動作にて1日当たり3回の観測（瞬間値）で収集したに過ぎないもの

で、日平均代表性の信頼性の点で劣る。また、ラパス及びオルコ全体の風況地図を作成するためには、一般に数百地点以上のデータが必要になるが、対象地域には信頼に足る風況データの数が非常に限定されているのが現状である。

このため本調査では、収集した風況データや利用可能な地形データを最大限に活用せざるを得ず、結果として現段階では予備的な概略風力ポテンシャル地図を作成した(図 5.3 及び 5.4)。

この風力ポテンシャル地図では、風速が年間平均で 4.0m/s を越える地域をポテンシャルの高い地域として示し、丸内の数値は地上 20m の地点における年間平均風速を表示している。全体的にラパス県よりもオルコ県において、ポテンシャルが高く、特にオルコ県西部、ラパス県南西部において風力ポテンシャルが高い。一方、風力ポテンシャルが高く、かつ未電化村である地域の人口はオルコ県よりラパス県の方が多い。

### (3) 太陽光発電 (PV) ポテンシャル

本調査で実施した太陽光発電(PV)パイロット調査サイトに据え付けたデータ・ロガーにより日射量データを収集した。これに加え、風況観測地点に取付けた合計 9 つの観測システムでもラパス及びオルコ両県の日射量データを収集した。両県における PV ポテンシャルの確認のため、各観測地点毎に平均日射量を測定し、以下の基準に従い、PV ポテンシャルのクラス分けを行った。

- 第 1 バンド： 日平均日射量が 6.5kWh/m<sup>2</sup> 以上
- 第 2 バンド： " が 6.0 より 6.5 の間
- 第 3 バンド： " が 5.5 より 6.0 の間
- 第 4 バンド： " が 5.5 以下

利用可能な日射量データは非常に限られているが、北東部から南西部にまたがる地域で、日射量が高いことが確認されている。ラパス及びオルコ両県の日射量は、低い地域で 3.5 kWh/m<sup>2</sup>、高い地域では 7.5kWh/m<sup>2</sup> を記録している。

PV 及び風況観測サイトで収集したデータに基づき、かつ GTZ の日射量データを補足しながら、PV ポテンシャル地図を作成した。これを図 5.5 及び 5.6 に示す。

地図に示すとおり、ラパスよりオルコ県の方が高い PV ポテンシャルを有している。オルコ県の約 90% の地域は第 2 バンドに属し、ラパス県北部に位置する約 3 分の 1 の地

域は第4バンドに属する。しかしながら、ラパス県南部に位置する主な居住地域は第1から第3バンドに属しており、ラパスも高いPVポテンシャルを有していると考えられる。

### 8.1.3 再生可能エネルギー源別のコスト比較

小水力、風力、太陽光の3つの再生可能エネルギーを利用する際の発電コストと、グリッド延長及びディーゼル発電によるコストを、経済及び財務価格にて比較する。比較検討に用いるコストは以下の仮定条件に基づいて行った一般的なものであり、特定の実際事業に係るコストに基づいた検討ではない。

- 1) 電力は100戸に供給されるものとする
- 2) 各エネルギー資源毎の設備容量、年間発電量、年間消費量は以下のとおり

設備容量、年間発電量、年間消費量

	グリッド 延長	太陽光	小水力	風力	ディーゼル
設備容量(kW)	-	55W × 100HH = 5.5 kW	30kW	50kW (40kW 風力 / 10W PV)	30kW
年間発電量/消費量(kWh/年)	87,600	70 kWh × 100HH = 7,000	87,600	87,600	87,600

出典：JICA 調査団

- 3) 配電線の延長については次のとおり仮定した。グリッドの延長においては、高圧配電線で20km、低圧配電線は3kmとし、小水力及び風力においては、高圧配電線で3km、低圧配電線で3kmとした。ディーゼル発電では、3kmの低圧配電線のみを延長するものとした。
- 4) 国内諸課税、補助金を控除した価格を経済費用に用いた。
- 5) 外国為替レートは以下を適用した。  
1USドル = 120.5円 = 6.53ボリヴィアーノス(Bs)

上記仮定に基づき、5つの代替エネルギー資源利用に伴う経済電力コストを算定し、その結果を表8.1～8.5に示し、下表に要約する。

## エネルギー源別電力コスト

(米国ドル/kWh)

	グリッド延長		太陽光	小水力	風力	ディーゼル
	小規模	大規模				
経済価格	0.15	0.17	1.60	0.16	0.58	0.18
財務価格	0.16	0.18	1.90	0.18	0.70	0.21

出典：JICA 調査団

再生可能エネルギーのなかでは、一般的に小水力が最も経済的であり、風力、PV がそれに続く。なお、全選択肢のなかでは、グリッド延長が現時点での分析において一般的に最も経済的かつ低価な手段であるとの結果が得られた。

## 8.2 地方電化計画策定に係る方法論

### 8.2.1 エネルギー炭化水素庁の政策

エネルギー炭化水素庁は、ポテンシャルを有する地域での再生可能エネルギー利用による発電事業を推進しているが、8.1.3 節にて述べたとおり、グリッド延長のコスト優位性により、地方電化のほとんどはグリッド延長により進められているのが現状である。エネルギー炭化水素庁によると、グリッド延長によるコストの実績は一家庭戸当たり平均 700US ドル程度であり、最大でも 1,200US ドル程度である。なお、グリッド延長費用が 700US ドル/世帯を超える場合は、エネルギー炭化水素庁は県に仕様を変更することで価格を低くするよう通達している。仮に 1,200US ドル/世帯を超える場合は、エネルギー炭化水素庁より他のエネルギー源、つまり太陽光を利用するよう指導している。小水力及び風力による電化事業は、原則として一戸当たり 1,200US ドル/世帯未満で供給が可能な場合に、これらのポテンシャルがある地域にて進めるものとしているが、運営・維持管理費が安いため、それを上回る場合でも認可している。

既に 8.1.1 節にて述べたとおり、エネルギー炭化水素庁は、主に環境面の理由から再生可能エネルギーの代替手段としては、ディーゼル発電システムを考えてはいない。事実、ディーゼル燃料への補助交付を徐々に廃止することとしており、2000 年より 2011 年にかけて、エネルギー炭化水素庁は既設ディーゼル発電システムの 80% に対して、グリッドの延長または再生可能エネルギー利用による発電システムへ順次移行してゆく計画である。

上記のエネルギー炭化水素庁の政策および 8.1.3 節に示したコスト分析結果より、今後のラパス及びオルコ両県の地方電化計画策定においては、予算との兼ね合いを計りながら、グリッド延長を最大限に適用し、補完的に再生可能エネルギーを活用する方針とする。なお次項では、各エネルギー毎の発電事業の配分について説明する。

3.1 項で示したように、エネルギー炭化水素庁は、地方電化事業におけるより活発な住民参加を期待している。すなわち、地方部の住民による機器据え付け工事への参加及び設備費用の共同負担、発電システムの維持管理への責任を持った従事が特に期待されている。

## 8.2.2 地方電化事業への投資

### (1) 地方電化事業に対する総投資額

ラパス及びオルコ両県における地方電化の進展は、年間予算の配分額に大きく依存している。地方電化計画策定の枠組みを設定するうえで、まず、過去 4 年間の平均年間投資実績額より計画開始年である 2002 年における年間投資所用額を予測した。本計画では、これが 2011 年までの間、年平均 3.6% 増加<sup>2</sup>するものと仮定した。

#### 2002 年における地方電化事業に対する年間投資額の予測

ラパス： 270 万 US ドル

オルコ： 160 万 US ドル

### (2) エネルギー源別投資額

両県とも将来に亘り、地方電化事業に対する投資額の大部分はグリッド延長に向けられると考えられる。本計画では、ラパス県では、2002 年から 2006 年にかけて地方電化事業に対する総投資額の 65% がグリッド延長に充当され、2007 年から 2011 年にかけては総投資額の 60% が充当され、それぞれ残りの投資額が再生可能エネルギー利用発電事業に向けられるものと仮定した。一方、オルコ県では、2002 年から 2006 年にかけて総投資額の 70% がグリッド延長に充当され、2007 年から 2011 年にかけては総投資額の 60% が充当されるものと仮定した。この仮定は、両県における過去の実績から推定したものである。

仮定した 2002 年から 2011 年にかけての、エネルギー源別、地方電化事業に対する一戸当たり平均投資額は下表のとおりである。

#### エネルギー源別、一戸当たり平均投資額 (米国ドル/世帯)

	ラパス県	オルコ県
グリッド延長	1,000	1,000
太陽光発電(PV)	800	800
小水力発電	900	1,800*
風力発電	4,200	3,000

\*産業需要を含む

出典：エネルギー炭化水素庁、JICA 調査団

<sup>2</sup> 貧困削減戦略報告書 (PRSP) によるボリヴィア国の 1 人当たり GDP 成長率予測値



### 8.2.3 再生可能エネルギー利用及びグリッド延長計画の策定

#### (1) 小水力発電及び風力発電

小水力及び風力発電は資源志向型のエネルギー・システムである。従って、これらエネルギーの開発については、それぞれの発電ポテンシャルが存在する地域においてのみ計画が進められることとなる。水力及び風力エネルギーの発電事業は以下の手順にて計画案を策定した。

- 1) ポテンシャルの評価
- 2) 候補地の抽出
- 3) 電力需要を考慮した事業計画の策定/既存計画のレビュー
- 4) 将来グリッド延長が予定/予測される事業地域の除外
- 5) 事業費の予備見積り（小水力/風力およびグリッド延長の場合のコスト）
- 6) グリッド延長との経済性比較による優良事業の選定
- 7) 選定された優良事業の優先順位付け

小水力及び風力発電に係る事業計画案策定の詳細は次章にて説明する。

なお、選定された小水力及び風力発電事業計画は、再生可能エネルギー開発向けに配分される毎年の総投資予定額の範囲内となるように、地方電化実施計画（2002-2011）の各年次に組み込んだ。

#### (2) 太陽光（PV）

太陽光エネルギーによる発電コストは、一般的に最も高価であるため、PVシステムの取付けは、他に経済的なエネルギー源が利用困難で、かつ将来的にもグリッド延長計画の対象外と予測される遠隔地域においてのみ計画することとした。太陽光発電事業候補地の選定は、観測データ、グリッド延長事業の優先度に係る分析に始まり、以下の手順にて行った。

- 1) PV ポテンシャル地域の評価
- 2) 将来グリッド延長計画の対象外である遠隔地域からのPV事業候補地を選定

ボリヴィア国の政策では、小水力及び風力は再生可能エネルギーの中でも高い優先度が付いている。このため、太陽光(PV)による発電事業計画は、地方電化向け総投資額の内、グリッドと小水力及び風力発電に配分される投資予定額を控除した残りの投資額の範囲で決定されるものとした。

なお、PV 発電事業の計画策定に係る詳細は第 5 章にて説明している。

### (3) グリッドの延長

既に述べたとおり、ボリヴィア国においてグリッド延長による地方電化事業は依然主要な戦略手段である。現時点では、2003/4 年度より先のグリッド延長計画は、ラパス、オルコ両県共に未策定であるため、本調査では、将来のグリッド拡張に係る予測を以下の手順にて行った。

- 1) 2001 年現在の既存グリッド配置図の作成
- 2) エネルギー炭化水素庁及び両県の配分予算と計画に基づいた、2002 年から 2006 年にかけてのグリッド延長予測
- 3) 2006 年時点のグリッド配置予測図と、各未電化カントンまでの送電線延長をした場合の延長距離による優先度付けに基づいた、2007 年から 2011 年にかけてのグリッドの延長予測

なお、地方電化事業の総投資額におけるグリッド延長への投資配分予定額は、既に 8.2.2 節で示したように仮定されているため、この配分額の範囲内にグリッド延長事業費が収るように対象事業を地方電化実施計画 (2002-2011) の各年次に組み込んだ。

## 8.3 実施計画作成

### 8.3.1 小水力発電開発計画

#### (1) 候補プロジェクトの選定

小水力発電プロジェクトの優先開発候補地の選定は、作成した水力発電ポテンシャルと得られた小水力インベントリー・リストを基に行った。この小水力発電プロジェクトのインベントリー・リストは、収集した資料や現地調査・流量観測結果などを基に、調査団が確認・修正した。

地方電化における小水力発電は、一般的に分散型電源として用いられるため、送電線の延長計画のある地域、あるいは近い将来に送電線が延長されることが予測される地域の小水力プロジェクトは候補リストから除いた。

インベントリー・リストに示された小水力プロジェクトの各数値（設備容量，受益世帯数等）の大部分は、既存調査レポート等の数値と同一であるが、現地調査の結果等を基に一部変更・修正した。

## (2) 優先プロジェクトの選定

選定した小水力発電プロジェクトの優先開発順位の判定に当たっては、各プロジェクトについて、小水力による電化を行った場合と、送電線による電化を行った場合の両者のコスト比較を行い評価した。前述の代替エネルギーの費用比較でも示したように、一般的に、送電線延長は最も経済的であることが分かっている。

ここでは、送電線延長よりも経済的に優位な小水力プロジェクトのみを優先開発プロジェクトとして選定し、2011年までの地方電化実施計画に含めた。これは、経済的であれば、地方電化に地域固有の再生可能エネルギー利用の可能性を調査したいというエネルギー炭化水素庁の意向とも一致している。

小水力の候補プロジェクトと送電線とのコスト比較は、それぞれの発電原価（US\$/kWh）により評価した。

算定した各小水力発電プロジェクトの発電原価と、代替送電線延長の発電原価を比較し、送電線よりも経済的に安価な小水力プロジェクトを優先開発候補として選定した。

上記により、最終的にラパス県で30箇所、オルコ県で3箇所の優先開発小水力発電プロジェクトを選定した。選定した優先プロジェクトの概要は表 8.6 に示す通りであり、その合計設備容量は、ラパス県で2,316 kW、オルコ県で102 kWとなった。選定した優先開発小水力プロジェクトの位置図を図 8.7 および図 8.8 に示す。

## (3) 選定プロジェクトの段階的実施計画

選定した優先開発小水力プロジェクトの優先順位判定のため、以下の基準を適用した。

- 既設送電線端からの距離
- 事業費の相対的経済性（送電線事業費÷小水力事業費）
- 小水力発電による受益世帯数
- プロジェクト成熟度（調査段階）

上記の基準を適用し、選定した優先プロジェクトの点数化を行った。

上述の優先順位検討結果に基づき、選定した小水力プロジェクトを、下表のように第1段階（2002年～2006年実施予定）と第2段階（2007年～2011年実施予定）に分配した。詳細は表8.6に示す通りである。

#### 小水力発電プロジェクト案（ラパス県）

段階 (フェーズ)	実施予定年	受益世帯数 (世帯)	設備容量 (kW)	投資額 (US\$)
第1段階	2002 - 2006	4,240	1,096	3,496,000
第2段階	2007 - 2011	3,490	1,220	3,541,000
合計	(2002 - 2011)	7,730	2,316	7,037,000

#### 小水力発電プロジェクト案（オルロ県）

段階 (フェーズ)	実施予定年	受益世帯数 (世帯)	設備容量 (kW)	投資額 (US\$)
第1段階	2002 - 2006	45	62	240,000
第2段階	2007 - 2011	140	40	128,000
合計	(2002 - 2011)	185	102	368,000

表8.6に示したように、ラパス県では選定された合計30の小水力プロジェクトのうち、13プロジェクトが第1段階に、17プロジェクトが第2段階に、また、オルロ県では、合計3つの小水力プロジェクトを実施することを提案する。

計画設備容量はラパス県で合計2,316 kW、計画受益者数は合計7,730世帯となった。一方、オルロ県では、計画設備容量は合計102 kWと少なく、計画受益者数も209世帯となった。

### 8.3.2 風力発電開発プロジェクト

#### (1) 候補地の選定

本調査では、風力発電は原則的に風力ポテンシャルが高い遠隔地における独立電源として計画した。プロジェクト候補地域を決定するために、先の章で述べた風力ポテンシャル地図（風況マップ）と風況データの再検討を行った。

この際検討の後、以下の選択基準を用いて風力発電のためのポテンシャル地域を選定した。

- 1) 風力ポテンシャルの高い地域にあるコミュニティおよびカントン  
(風況マップ参照)
- 2) 人口が 100 人を超えるコミュニティおよびカントン
- 3) 現在および近い将来にグリッド(系統)に連携されないコミュニティおよびカントン

上記の選択基準をもとに、ラパス県から 12 地点、オルロ県から 5 地点を選択した。各地点の風力発電開発計画を作成するため、一般世帯、産業および公共施設をふくめた電力需要を推定した。次に、各サイトにおける開発計画の形成後に太陽光あるいは小水力と組合せた最適のハイブリッド方式を、決定した。ほとんどの風力発電開発プロジェクトは、バッテリー容量を削減するため、小水力発電との組合せ利用が可能な 1 地点を除いて、太陽光とのハイブリッド方式とした。

選択された風力発電プロジェクトについては、さらに系統延長プロジェクトとのコスト比較をおこなった。グリッド(系統)延長よりも経済性のあるプロジェクトのみを、2011 年までの地方電化実施計画に含む風力発電の優先プロジェクトとして最終的に選出した。ラパス県では、10 の風力発電プロジェクトが選択され設備容量は 386kW である。また、オルロ県では、4 つの風力発電プロジェクトが選択され、総設備容量は 135kW となった。表 8.7 に選択の詳細を示す。選択された優先プロジェクトの概要を下表に示す。

### 風力発電開発プロジェクト案

Department	NO.	Canton	Capacity of System (kW)	Objective HHs	Distance from nearest grid (km)	Economic Cost (USD)	Financial Cost (USD)	Selected Plan
La Paz	1	OKORURO	36	48	100	259,000	305,000	Wind/PV
	2	CHARANA	96	150	80	699,000	811,000	Wind/PV
	3	CHINOCABI	26	44	96	204,000	241,000	Wind/PV
	4	EABAROA	22	32	60	155,000	182,000	Wind/PV
	5	GREAL PEREZ	22	30	44	154,000	181,000	Wind/PV
	6	LADISLAO CABRERA	22	34	74	155,000	182,000	Wind/PV
	7	RIO BLANCO	24	36	94	178,000	209,000	Wind/PV
	8	CATACORA	56	74	46	375,000	440,000	Wind/PV
	9	PAIRUMANI GRANDE	36	46	50	258,000	304,000	Wind/PV
	10	POJO PAJCHIRI	46	60	46	313,000	367,000	Wind/PV
Oruro	1	CARIPE	14	30	64	125,000	145,000	Wind/PV
	2	LAGUNAS	38	62	88	282,000	332,000	Wind/PV
	3	COSAPA	60	146	72	446,000	525,000	Wind/PV
	4	CHACHACOMANI	23	70	100	272,000	292,000	Wind/MPH

出典：JICA 調査団

## (2) プロジェクト実施の優先順位

風力発電プロジェクトの実施優先順位は、以下の選択基準を用いて決定した。

- 1) 既設グリッド(系統)までの距離  
系統からの距離が遠い計画を優先する。
- 2) 世帯数  
受益世帯数が多い計画を優先する。
- 3) 一世帯あたりの投資額  
一世帯あたりの投資額が小さい計画を優先する。
- 4) プロジェクト成熟度 (調査段階)  
F/S および設計が行われている計画を優先する。

上記のスコアをもちいて、プロジェクト実施の優先順位を下表のように決定した。

### 優先順位選定結果

県	No.	カントン	既設グリッドからの距離	受益世帯数のサイズ	一世帯あたりの投資額 (US\$/世帯)	プロジェクト成熟度 (調査段階)	合計スコア	順位 (ランク)
ラパス県	1	オコルロー	1	2	2	3	8	3
	2	チャラーニヤ	1	1	1	1	4	1
	3	チノカビ	1	2	1	3	7	2
	4	アンボ	2	3	1	3	9	5
	5	グレアル・ベレス	3	3	2	3	11	9
	6	ラデイスオ・カブレラ	2	3	1	3	9	5
	7	リホ・グランコ	1	3	1	3	8	3
	8	カタコヤ	3	2	1	3	9	5
	9	パイルマニ・グランダ	3	2	2	3	10	9
	10	ホホ・バシユ判	3	2	2	3	10	5
オルロ県	1	カリベ	2	3	1	1	7	2
	2	ラグナス	1	2	1	3	7	4
	3	コバサ	2	1	1	3	7	2
	4	チャチャコマニ	1	2	1	1	5	1

出典: JICA調査団

上記のプロジェクトの優先評価にしたがって、各風力発電プロジェクトを2つの段階に分けて実施することとする。フェーズI (2002-2006)では、ラパス県4地点、オルロ県3地点の合計7地点で総設備容量279kWの風力発電プロジェクトの実施を提案する。また、フェーズII (2007-2011)では、ラパス県6地点、オルロ県1地点の合計7地点で設備容量242kWの風力発電プロジェクトの実施を提案する。風力発電プロジェクトの積算投資額は、フェーズIで2.1百万米国ドル、フェーズIIで1.6百万米国ドルである。各ステージ別の風力発電開発計画を、下表に示す。

風力発電開発計画案 (Phase I: 2002 2006)

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

出典: JICA 調査団

風力発電開発計画案 (Phase II: 2007 2011)

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

出典: JICA 調査団

### 8.3.3 PV システム実施計画

#### (1) サイト選択の基準

前述の代替エネルギー別発電コスト比較で示したように、再生可能エネルギーのうちでも PV システムは一般的に最も高いエネルギーコストと見なされる。従って、PV システムは、小水力、風力のポテンシャルが無い隔離された地域において設置されるべきである。

一方で、ボリヴィア国は高い太陽光発電ポテンシャルを有しており、地形条件や人口条件を考慮すると多くの PV システムの適正地が存在する。地方電化実施計画における PV の開発計画を形成する、以下の選定基準により PV システム候補地を選択した。

- 1) グリッド (送電網) 未接続の地域  
既設送電線より離れており、近い将来の送配電網拡張計画の対象外にあるサイト
- 2) 低人口密度のサイト  
人口密度が低いサイト (住居が散在する地域)
- 3) 低水準な基本的ニーズ (BHN) のサイト  
基本的ニーズ (BHN: ベーシック・ヒューマン・ニーズ) がより多く要求されているサイト

上記基準に従って、PV システムの優先開発候補地は、次項 8.3.4 項の送電線延長計画に示す送電線延長計画の優先地域図を用いて選定した。図 8.13、図 8.14 に示す通り、C と D のグループに属するカントンを、ラパス、オルコ県における PV システムによる電化候補地として選定した。しかしながら、A または B に属するグループのカントンであっても、グリッド延長による電化がカントンの一部分のみである場合は、これらの孤立地域も PV システムによる電化対象地域として考慮されるべきである。

## (2) PV 実施計画

前述の代替エネルギー別経済性比較の結果によると、電化計画における高い優先権は、再生可能エネルギー内では小水力や風力に与えられるべきである。従って、本計画では、PV を用いた電化実施計画は、地方電化総投資額からグリッド延長分を除いた再生エネルギーのための割当投資額から、小水力と風力の投資額を引いた額を、PV システムによる電化の投資額とし、一戸当たり 800 米ドルという PV 投資額を設定して毎年の設置戸数を試算した。

ラパス県、オルコ県の PV システム実施計画は、以下の通りである。

### PV 実施計画案

(単位: 世帯数)

県	段階(フェーズ)	フェーズ (2002-2006 年)	フェーズ (2007-2011 年)	計 (2002-2011 年)
ラパス県		177	3,361	3,538
オルコ県		2,235	4,637	6,872
	計	2,412	7,998	10,410

出典: JICA 調査団

### 8.3.4 グリッド延長計画

エネルギー炭化水素庁、両県共に、2006 年以降のグリッド延長計画を策定していない。従って、調査団はこれら機関との協議を通じて、今後のグリッド延長計画の予測、策定を試



みた。

#### (1) 2002年～2006年におけるグリッド延長計画

エネルギー炭化水素庁及び両県の将来に亘る電力事業を鑑み、2002年～2006年におけるグリッドの延長を、2001年のグリッド配置図を基に予測を試みた。2006年までのグリッド延長計画を表 8.9 及び 8.10 に示す。

#### (2) 2007年～2011年におけるグリッド延長計画

エネルギー炭化水素庁、両県共に、2006年以降のグリッド延長に関する計画を策定していない。従って、ラパス、オルロ両県の未電化カントンに対する優先度付けを行い、2007年から2011年にかけてのグリッドの延長計画を策定した。優先度付けは以下に説明する手順に従い実施した。

なお、2006年における未電化カントン数はラパスで184、オルロで49あると予測される。

##### 1) 優先度付け基準と点数

未電化カントンをランク付けし、グリッド延長事業を優先度付けするのに用いた3つの基準は、1)人口密度、2)既存グリッドからの距離、3)基本的ニーズの3事項である。人口密度に最高40点、既存グリッドからの距離並びに基本的ニーズに最高各30点付与する。なお、グリッド延長事業の実施は、比較的人口が集中している地域であるという要件が求められるため、人口密度に最も高い点数配分を行った。点数付けは、カントン毎に以下に示す方法に従い実施した。なお、両県では人口密度の分散度合いに相違があるため、人口密度に対する点数付け方法は県別に設定した。

人口密度 (人口/km<sup>2</sup>) (最高40点)

##### ラパス

a) 50人以上	: 40点
b) 25以上50未満	: 35点
c) 10以上25未満	: 25点
d) 5以上10未満	: 15点
e) 1以上5未満	: 10点
f) 1未満	: 5点

### オルロ

- a) 50 人以上 : 40 点
- b) 10 以上 50 未満 : 30 点
- c) 5 以上 10 未満 : 20 点
- d) 1 以上 5 未満 : 15 点
- e) 1 未満 : 10 点

### 既存グリッドからの距離<sup>3</sup> (km)(最高 30 点)

- a) 10 未満 : 30 点
- b) 10 以上 20 未満 : 20 点
- c) 20 以上 30 未満 : 15 点
- d) 30 以上 : 10 点

### 基本的ニーズ (5 段階別)(最高 30 点)

- a) BN-1 または 2 : 15 点
- b) BN-3 : 20 点
- c) BN-4 : 25 点
- d) BN-5 : 30 点

## 2) カントンに対する優先度評価

上記の基準 3 項目に基き、各未電化カントンに点数付けを行い、総点数を求めた。そして総点数に従い、カントンは A から D の 4 グループに選別した。A グループはグリッド延長に対して最も高い優先度を付与されたカントンであり、D は最も低い優先度を付与されたグループである。カントンのグループ配分を要約すると以下のとおりである。

<sup>3</sup> 2006 年時点における、カントン内最大コミュニティと最も近接のグリッド間の最短距離

<sup>4</sup> 「基本的ニーズ」とは、DUF ( Director Unico del Fond ) が、各自治体の貧困状況を 5 つのカテゴリーに識別する際に用いる貧困度合 ( Poverty Magnitude ) と一致する。これは、1) 1997 年人口、及び 2) 未充足のベーシック・ニーズに基づき検討されている。「基本的ニーズ」のカテゴリー 5 は「最貧困」に当たり、最も支援を必要とするグループである。

### ラパス

(A)	85 点以上	: 16 カントン
(B)	70 以上 85 未満	: 56 カントン
(C)	55 以上 70 未満	: 72 カントン
(D)	55 未満	: 40 カントン
		: 184 カントン

### オルロ

(A)	70 点以上	: 11 カントン
(B)	65 以上 70 未満	: 9 カントン
(C)	55 以上 65 未満	: 15 カントン
(D)	55 未満	: 14 カントン
		: 49 カントン

### 3) 2007 年～2011 年におけるグリッド延長地図

優先度が付与されたグループ A 及び B のカントンは、原則的に 2011 年までに既存グリッドに接続されるものと計画する。

上記優先付けの結果と 2011 年におけるグリッド延長計画を図 8.11 及び 8.12 に示す。

### 8.3.5 地方電化事業全体の予測

2002 年から 2011 年にかけてのラパス及びオルロ県における地方電化の将来予測を、既に述べた再生可能エネルギー開発、グリッド延長計画と以下の前提条件に基き行った。

#### (1) 前提条件

- 1) 本地方電化事業計画の対象となる総戸数(電化済み家庭を含む総地方部戸数)は、過去の趨勢と同じ割合で変動するものと想定した。既に 4.4.1 項にて述べているが、事業年次経過毎の対象総戸数は次のとおりである。

#### 事業対象総戸数

	2002 年	2006 年	2011 年
ラパス県	232,629	231,879	231,669
オルロ県	61,981	60,846	59,473

出典：エネルギー炭化水素庁及び JICA 調査団

- 2) ラパス及びオルコ県の2002年における地方電化事業向け年間投資予定額はそれぞれ、270万USドル、160万USドルであり、2011年まで年平均で3.6%の割合で増加するものとした<sup>4</sup>。
- 3) ラパス県では、2002年から2006年にかけて総投資額の65%がグリッド延長に充当され、2007年から2011年にかけては総投資額の60%が充当され、それぞれ残りの投資額が再生可能エネルギー利用発電事業に向けられるものと仮定した。オルコ県では、2002年から2006年にかけて総投資額の70%がグリッド延長に充当され、2007年から2011年にかけては総投資額の60%が充当されるものとした。
- 4) 2002年から2011年にかけての、エネルギー源別、一戸当たり平均投資額は、エネルギー炭化水素庁と協議のうえ下表のとおり推定した。

**エネルギー源別、一戸当たり平均投資額 (USドル/戸)**

	ラパス県	オルコ県
グリッド延長	1,000	1,000
太陽光(PV)	800	800
小水力	900	1,800*
風力	4,200	3,000

\*産業需要を含む

出典：エネルギー炭化水素庁、JICA 調査団

- 5) 提案された小水力、風力を利用した地方電化事業の実施による新たな受益家庭の事業年次経過毎の内訳は以下のとおりである。

**小水力及び風力発電事業による新規受益家庭の数**

		現状 (2001年)	計画 (2002～2006年)	計画 (2007～2011年)
小水力	ラパス県	779	4,240	3,490
	オルコ県	0	45	140
風力*	ラパス県	0	278	276
	オルコ県	0	246	62

\*風力発電事業はPVまたは小水力との併用となる。

出典：JICA 調査団

- 6) ディーゼル燃料への補助金支出廃止の影響により、ディーゼル発電により電力供給を受ける戸数は2000年から2011年にかけて80%削減すると想定する。

<sup>4</sup> 貧困削減戦略報告書 (PRSP) によるボリヴィア国の一人当たりGDPの成長率予測値

- 7) 電力消費量の算定には、下表に示す単位消費量を用いた。事業の開始年度における新規受益家庭の消費量は、現行の小水力及び風力発電の受益家庭消費量の 50% とした。一方、太陽光発電の新規、現行受益者の消費量は同じとした。2002 年から 2011 年の間の電力消費量の年間増加率は、全てのエネルギー・タイプにおいて、2.0% とした。

**一戸当り年間電力消費量**

グリッド延長	300 kWh/年/世帯
太陽光発電	65 kWh/年/世帯
小水力発電	300 kWh/年/世帯
風力発電	300 kWh/年/世帯
ディーゼル発電	300 kWh/年/世帯

出典：エネルギー炭化水素庁

**(2) 予測結果**

予測結果を以下に要約する。詳細は表 8.8 から 8.14 に示す。

1) 新規受益家庭戸数

下表に、エネルギー源毎に新たに電化される戸数を示す。ラパスにおける新規受益家庭の総戸数は 2002 年から 2006 年の間では 14,212 戸、2007 年から 2011 年の間では 17,611 戸であり、オルロではそれぞれ、8,610 戸、11,060 戸である。詳細は表 8.8 に示す。

**エネルギー源毎の新規電化戸数**

ラパス県

(戸数)

	Phase I (2002-2006)	Phase II (2007-2011)
Grid	9,517	10,484
PV	177	3,361
MHP	4,240	3,490
Wind	278	276
Total	14,212	17,611

## オルロ県

(戸数)

	Phase I (2002-2006)	Phase II (2007-2011)
Grid	6,084	6,221
PV	2,235	4,637
MHP	45	140
Wind	246	62
Total	8,610	11,060

出典：JICA 調査団

### 2) 地方電化率の推移予測

下表にラパス及びオルロ県の地方電化率予測を示す。ラパスにおける地方電化率は2006年には36.4% (84,321戸)に、2011年には43.9% (101,643戸)に到達する。オルロ県では、それぞれ30.8% (18,746戸) 50% (29,739戸)に到達すると予測される。表 8.9 には電化率改善の推移を示し、表 8.10 には地方電化事業向け投資支出額の推移を示す。

### 地方電化率の推移予測

#### ラパス

	2000	2002	2006	2011
Total No. of Rural Households	233,202	232,629	231,879	231,669
Existing No. of HHs with Electricity	54,906	70,673	81,436	97,916
New Beneficiary HHs with Electricity	4,323	2,724	2,969	3,771
Decrease in No. of Electrified HHs by Diesel	-190	-145	-85	-43
Total No. of Rural HHs with Electricity	59,039	73,252	84,321	101,643
Rural Electrification Rate (%)	25.3%	31.5%	36.4%	43.9%

#### オルロ

	2000	2002	2006	2011
Total No. of Rural Households	62,566	61,981	60,846	59,473
Existing No. of HHs with Electricity	7,908	10,268	16,955	27,303
New Beneficiary HHs with Electricity	1,023	1,739	1,810	2,445
Decrease in No. of Electrified HHs by Diesel	-44	-34	-20	-10
Total No. of Rural HHs with Electricity	8,887	11,973	18,746	29,739
Rural Electrification Rate (%)	14.2%	19.3%	30.8%	50.0%

出典：エネルギー炭化水素庁及び JICA 調査団

### 3) 総受益者数とエネルギー源毎の内訳

下表に総受益者数とそのエネルギー源毎の内訳を示す。詳細は 8.11 及び 8.12 に示す。

### 総受益者数とエネルギー源毎の内訳

#### ラパス

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

#### オルロ

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

出典：JICA 調査団

小水力、風力、太陽光による電化率の向上により、グリッドにより電力を供給される戸数の占める割合は、ラパス県では、2000年の95.7%より2011年には相対的に85.9%まで下がるものと予測される。主に小水力発電による電化率が向上し、その割合は同期間で0.9%から8.9%にまで拡大する。太陽光発電による受益家庭も同期間で、1.2%から4.4%にまで拡大する。なお、風力発電の占める割合は、2011年に至っても依然0.5%と低い数値に留まるものと考えられる。総電化戸数のうち、再生可能エネルギーによる電力供給を受ける割合は、2000年の2%より、2006年に8.2%、2011年には13.8%まで増加すると予測される。

オルコ県でも、グリッドにより電力を供給される戸数の占める割合が2000年の77.2%より2011年には67.9%まで低下すると予測される。一方、太陽光発電による電化戸数は2000年の15.2%より2011年には29.0%まで急激に増加する。この間、小水力発電による電化戸数は4.1%から1.8%にまで低下するが、これは総受益戸数が増加することの影響が大きい。風力発電の占める割合は、2011年には1.0%に到達する。総電化戸数のうち、再生可能エネルギーによる電力供給を受ける割合は、2000年の19.3%より、2006年に25.0%、2011年には32.0%まで増加すると予測される。

#### 4) 電力消費量の予測

2002年から2011にかけての電化率予測を基に、電力消費量の将来予測を行い、結果を以下に要約する。ラパス県では、電力消費量が2002年の21,377MWh/年より、2006年には26,608MWh/年、2011年には34,558MWh/年まで増加する。オルコ県では、2002年の2,874MWh/年より、2006年には4,835MWh/年、2011年には7,951MWh/年まで増加する。表8.13及び8.14に予測結果の詳細を示す。

### エネルギー源毎の電力消費量予測 (kWh/年)

#### ラパス県

		2002	2006	2011
PV	Total	59,508	75,195	335,277
	Share	0	0	0
Micro-hydro	Total	523,500	1,651,305	3,077,232
	Share	2.4%	6.2%	8.9%
Wind	Total	4,500	76,296	186,113
	Share	0.0%	0.3%	0.5%
Total Renewable Energy	Total	587,508	1,802,796	3,598,621
	Share	2.7%	6.8%	10.4%
Grid Extension	Total	20,464,808	24,598,222	30,842,007
	Share	95.7%	92.4%	89.2%
Diesel	Total	324,680	206,574	117,314
	Share	1.5%	0.8%	0.3%
Total	Total	21,376,995	26,607,591	34,557,943
	Share	100%	100%	100%



### オルロ県

		2002	2006	2011
PV	Total	153,091	277,961	655,583
	Share	5.3%	5.7%	8.2%
Micro-hydro	Total	109,500	133,139	197,190
	Share	3.8%	2.8%	2.5%
Wind	Total	0	67,652	110,427
	Share	0.0%	1.4%	1.4%
Total Renewable Energy	Total	262,591	478,753	963,200
	Share	9.1%	9.9%	12.1%
Grid Extension	Total	2,534,980	4,307,807	6,960,159
	Share	88.2%	89.1%	87.5%
Diesel	Total	76,117	48,429	27,503
	Share	2.6%	1.0%	0.3%
Total	Total	2,873,688	4,834,988	7,950,862
	Share	100%	100%	100%

出典：エネルギー炭化水素庁及び JICA 調査団

### 8.3.6 計画案の比較と再検討

#### (1) 潜在電力需要量予測との比較

先の4.4.2項で示した両県における地方部の潜在電力需要量の予測結果を次表に要約する。

#### 地方部の潜在電力需要量 (MWh/年)

	2002年	2006年	2011年
ラパス県	48,202	52,008	54,534
オルロ県	11,832	12,573	12,732

本調査で提案する実施可能と考えられる予算から推定した地方電化事業は、先の表、「エネルギー源毎の電力消費量の予測」に示す通り 2006年及び2011年を経過する時点で、以下の割合で潜在電力需要量に応える電力を供給することが可能となる。ラパス県では、それぞれ 51.2% 及び 63.4% の電力需要量を満たすことが可能であり、オルロ県では、38.5% 及び 62.4% の潜在電力需要量を満たすことになる。

#### 本地方電化計画で満たされる潜在電力需要量に対する割合

	2002年	2006年	2011年
ラパス県	44.3%	51.2%	63.4%
オルロ県	24.3%	38.5%	62.4%

## (2) 地方電化事業計画の代替案

本地方電化計画の実現性において、投資支出額は最も重要な要因であると考えられる。計画実現性の検証のため、投資計画の代替案を用意して、地方電化計画代替案の策定、比較を行った。

### 1) 代替案 1 (地方電化事業向け投資支出額の増加率：ゼロ%)

ボリヴィア国マクロ経済や、ドナー国の援助動向に対し、より控えめな推測を適用した場合で、両県における地方電化事業向け年間投資支出総額は事業対象期間中一定であると仮定した。結果は下表に示す。

### 代替案 1 - 地方電化率

#### ラパス県

	2000	2002	2006	2011
Total No. of Rural Households	233,202	232,629	231,879	231,669
Existing No. of HHs with Electricity	54,906	70,673	80,372	92,775
New Beneficiary HHs with Electricity	4,323	2,621	2,417	2,544
Decrease in No. of Electrified HHs by Diesel	-190	-145	-85	-43
Total No. of Rural HHs with Electricity	59,039	73,150	82,704	95,276
Rural Electrification Rate (%)	25.3%	31.4%	35.7%	41.1%

#### オルコ県

	2000	2002	2006	2011
Total No. of Rural Households	62,566	61,981	60,846	59,473
Existing No. of HHs with Electricity	7,908	10,268	16,328	24,259
New Beneficiary HHs with Electricity	1,023	1,678	1,486	1,717
Decrease in No. of Electrified HHs by Diesel	-44	-34	-20	-10
Total No. of Rural HHs with Electricity	8,887	11,912	17,793	25,966
Rural Electrification Rate (%)	14.2%	19.2%	29.2%	43.7%

2011年時点での地方電化率は、ラパスで41.1%、オルコで43.7%に上ると予測される。

代替案 1 のフェーズ における、両県向け所要投資額を下表に示す。外部資金源からの調達が必要とされる投資額は660万USドルである。これは、8.5.2項で検討される資金調達計画(Fund Arrangement Plan)において提示される740万USドル以下に収り、やや控えめな数値であると考えられる。

### 代替案 1 - 所要投資額

(千 US ドル)

	Phase I (2002-2006)	Share
Public Investment	13,168	62.8%
External Source	6,584	(50%)
Internal Source	6,584	(50%)
Private Investment	7,792	37.2%
Total	20,960	100%

#### 2) 代替案 2 (地方電化事業向け投資支出額の増加率：6%)

ボリヴィア国マクロ経済や、ドナー国の援助動向に対し、より楽観的な推測を適用した場合で、両県における地方電化事業向け年間投資支出総額は事業対象期間中、平均 6% の増加率で推移すると仮定した。結果は下表に示す。

### 代替案 2 - 地方電化率

#### ラパス

	2000	2002	2006	2011
Total No. of Rural Households	233,202	232,629	231,879	231,669
Existing No. of HHs with Electricity	54,906	70,673	82,189	101,931
New Beneficiary HHs with Electricity	4,323	2,792	3,383	4,830
Decrease in No. of Electrified HHs by Diesel	-190	-145	-85	-43
Total No. of Rural HHs with Electricity	59,039	73,320	85,487	106,718
Rural Electrification Rate (%)	25.3%	31.5%	36.9%	46.1%

#### オルロ

	2000	2002	2006	2011
Total No. of Rural Households	62,566	61,981	60,846	59,473
Existing No. of HHs with Electricity	7,908	10,268	17,397	29,682
New Beneficiary HHs with Electricity	1,023	1,779	2,053	3,075
Decrease in No. of Electrified HHs by Diesel	-44	-34	-20	-10
Total No. of Rural HHs with Electricity	8,887	12,013	19,431	32,747
Rural Electrification Rate (%)	14.2%	19.4%	31.9%	55.1%

2011 年時点での地方電化率は、ラパスで 46.1%、オルロで 55.1% に上ると予測される。

代替案 2 のフェーズ 1 における、両県向け所要投資額を下表に示す。外部資金源からの調達が必要とされる投資額は 780 万 US ドルである。これは、5.5.2 項で検討される資金調達計画 (Fund Arrangement Plan) において提示される 740 万 US ドルを超過する。

## 代替案 2 - 所要投資額

(千 US ドル)

	Phase I (2002-2006)	Share
Public Investment	15,620	62.4%
External Source	7,810	(50%)
Internal Source	7,810	(50%)
Private Investment	9,422	37.6%
Total	25,042	100%

代替案検討の結果、両県のニーズに対する充足度合い、また資金需要の観点より、代替案を最も適切な選択肢であると判断するには至らず、提案地方電化計画を採用するものとした。

### 8.4 事業実施構造

本報告書第 4 章及び付属書に記述した既存の実施組織及び太陽光パイロット試験結果を踏まえて、以下の実施構造を再生可能エネルギー利用による持続可能な地方電化開発のために提案する。

#### 8.4.1 事業実施組織

貧困削減戦略ペーパーの実施において市町村庁が実施主体として中心的な役割を担うことになる。この動向に対応する形で、海外援助機関が市町村庁の実施能力に関する人的資源を強化する予定であり、市町村庁は本計画実施においても実施主体になり得ることが期待される。但し、市町村庁の人的資源には質的にも量的にも限界があることから、少なくとも民間請負業者や NGO に業務を委託し、管理できる能力を持たなければならない。

本報告書第 3 章及び表 4.1 に挙げられているような太陽光や小水力の民間請負業者や NGO は、GTZ の支援による再生可能エネルギーに関する技術移転等の訓練を受講後、海外援助機関からの委託事業を実施し、実施機関及び支援機関として重要な役割を担っている。従って、現地民間実施業者や NGO が本計画の実施においてもその役割を担うことは可能である。風力の場合、これまでボリヴィア国において実績がなく、風力に関する知識と経験をもつ現地コンサルタント、NGO は存在しないことから、風力に詳しい海外のコンサルタント、NGO が事業初期に雇用される。

## (1) 公的主導型

公的主導型とは、市町村庁が実施主体として主に総括基金の資金源を活用し、地方電化事業を実施する事業形態である。対象地域は、政府財政支援なしには再生可能エネルギーによる地方電化が普及し難い貧困な地域である。貧困削減戦略ペーパーの下、図 8.15 に示す実施体制図が提案される。関係機関の役割を要約すると以下の通り考えられる。

### 総括基金（資金源）

- エネルギー炭化水素庁と協力して、市町村庁より申請された事業計画を評価、承認し、融資すること。

### エネルギー炭化水素庁（技術支援）

- 総括基金が市町村庁より申請された事業計画を評価する際、総括基金に対して地方電化事業に関する指導をすること。

### 市町村庁（実施主体）

- 受益者に対して事業計画や初期投資、月額徴収料金等の受益者にかかる負担の説明をすること。コンサルタント/NGO に業務委託することも可能である。
- 地方電化委員会/協同組合からの地方電化事業の要請を受けて、地方電化委員会/協同組合との間で合意文書を結ぶこと。
- 県庁やコンサルタント/NGO の技術的支援を受けながら事業計画を作成し、総括基金に融資を申請すること。
- 総括基金による事業計画の承認後、実施主体として事業実施全体を運営・管理する民間実施業者を選出すること。但し、事業実施主体と成り得る能力が十分でない市町村庁は、コンサルタント/NGO を雇い、実施業者選定、調達支援、事業全体監視等のサービスを委託すること。

### 民間請負業者/NGO（設置、維持管理訓練）

- システムを設置し、受益者と地方電化委員会/協同組合の技術補助員に対して維持管理に関する訓練を実施すること。

### 地方電化委員会/協同組合（受益者）

- 市町村庁やコンサルタント/NGO を通じて、事業計画や初期投資、月額徴収料金等の受益者にかかる負担の説明を受けた後、受益者組織としての地方電化委員会/協同組合を組織すること。
- 市町村庁に地方電化事業を要請し、市町村庁との間で合意文書を結ぶこと。
- 小水力、風力発電事業の場合、受益者は設置作業のために労働力と村落内で得られる建築資材を提供すること。

- 受益者及び地方電化委員会 / 協同組合の技術補助員は、設置業者から維持管理に関する訓練を受けること。

県庁（技術支援 / 実施主体）

- 総括基金に融資を申請するために作成する事業計画の技術的支援を市町村庁に対して行うこと。
- 総括基金の融資を受けない場合には、事業の実施主体として、従来 of 経験を活かし、エネルギー炭化水素庁と協力して事業全体を監督すること。

## (2) 民間主導型

民間主導型とは基本的に政府の財政支援を受けず、太陽光発電機器設置業者が実施主体となり、民間事業として資機材の調達、設置、利用者に対する維持管理に関する訓練、利用者の要請に基づく技術サービス等の事業を利用者に対して提供することである。従って、本ケースの対象者は、太陽光発電システム機器を購入可能な比較的裕福な人々を対象として適用される。貧困削減戦略ペーパー実施後も、太陽光発電機器設置業者等が実施主体となり、民間事業として進められると想定する。

### 8.4.2 維持管理システム

#### (1) 太陽光発電システム

太陽光発電パイロット事業の経験を踏まえて、利用者と地方電化委員会は、太陽光発電システムの日常的な維持管理を実施すべきである。利用者と地方電化委員会の技術補助員に対する初期訓練は、持続可能な維持管理のために重要である。

訓練は、事業実施中に機器設置業者あるいはオペレーターによって行われるべきである。太陽光発電に関わる維持管理システム案の要約は以下に纏めてあり、詳細については太陽光発電パイロット試験を踏まえて付属書 I の 6.1 項に提示してある。

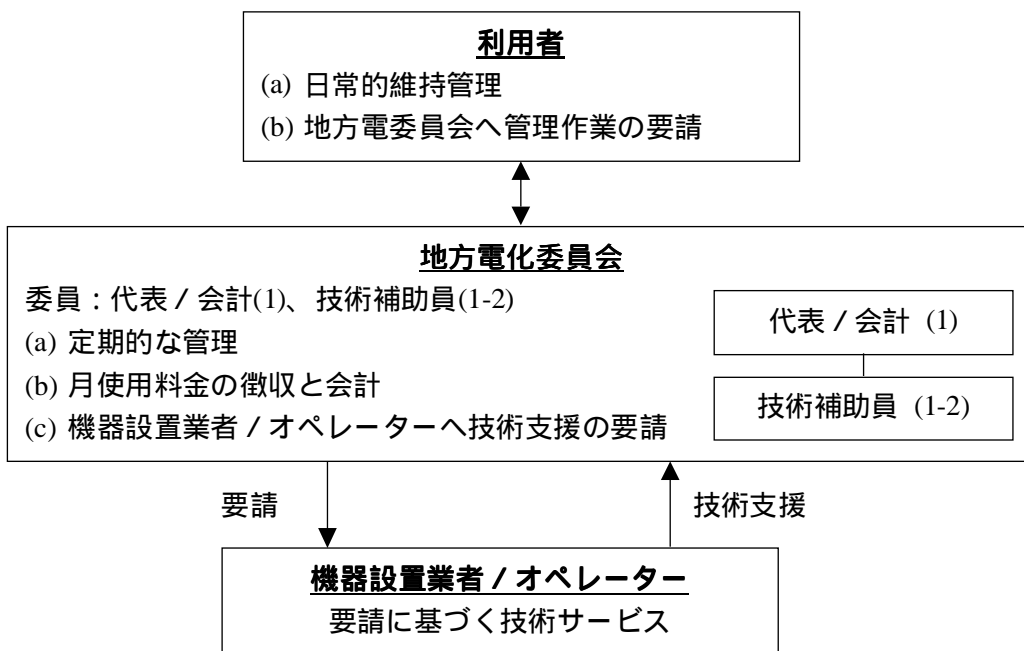
##### 1) 利用者

- 日常的な維持管理の遂行
- 地方電化委員会の技術補助員へ管理作業の要請

##### 2) 地方電化委員会：技術補助員

- 定期的な管理の実施

- 月使用料金の徴収と会計
  - 機器設置業者 / オペレーターへ重大な技術的問題の解決を要請
- 3) 機器設置業者・オペレーター
- 要請があった場合、地方電化委員会へ契約の下での技術的なサービスの提供



## (2) 小水力発電と風力発電

小水力発電事業の維持管理に関する経験豊かな NGO やコンサルタントとの協力を通じて既によく組織されたシステムが確立している。NGO・コンサルタントによって訓練された地方電化委員会・協同組合は、日常的維持管理を管理している。NGO・コンサルタントは、地方電化委員会の要請により特殊な管理サービスを行っている。

ボリヴィアには風力発電事業の経験がない。現地コンサルタント・工事業者は、事業実施段階において経験豊かな海外コンサルタントから維持管理に関する技術移転を受け、風力発電事業の継続的な維持管理に関するノウハウを蓄積しなければならない。

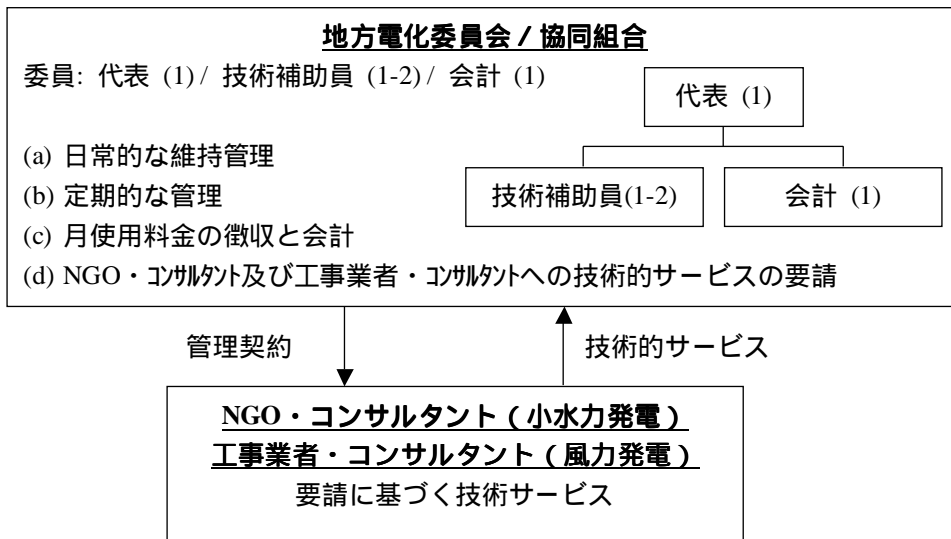
地方電化委員会・協同組合の技術補助員は、事業実施中に設置工事を担うコンサルタントや工事業者によって維持管理に関する訓練を受けるべきである。地方電化委員会・協同組合は、以下のシステムに沿って維持管理を行うべきであり、小水力発電に関する詳細内容は付属書 II の 5.6.2 項、6.6.2 項、風力発電に関しては付属書 III の 5.6 項、6.6 項、7.6 項に提示してある。

a) 地方電化委員会・協同組合

- 日常的な維持管理の遂行
- 定期的な管理の実施
- 月使用料金の徴収と会計
- NGO・コンサルタントおよび工事業者・コンサルタントへ技術サービスの要請

b) NGO・コンサルタント及び工事業者・コンサルタント

- 要請があった場合、地方電化委員会・協同組合へ管理作業契約の下での技術サービスの提供





## 8.5 地方電化事業に対する資金計画

### 8.5.1 資金需要

2002年より2011年にかけての地方電化事業投資計画の実現性を評価するため、過去5年間の実績を基に、以下の仮定条件を設定し、必要とされる公的資金額を算出した。<sup>5</sup>

- 1) グリッド延長事業については、投資額の70%を公共負担とする。
- 2) 太陽光発電事業については、投資額の40%を公共負担とする。
- 3) 小水力及び風力発電事業については、投資額の50%を公共負担とする。

下表に概略するとおり、ラパス県においては、フェーズ I 及び II にそれぞれ920万USドル、1,060万USドルの公的資金が必要とされる。オルコ県では、それぞれ540万USドル、610万USドルの公的資金が必要とされる。

#### ラパスにおける投資資金需要 (千USドル)

	Phase I (2002-2006)	Phase II (2007-2011)
PV <sup>*1</sup>	141	2,689
Public (40%)	57	1,076
Private (60%)	85	1,613
MHP	3,816	3,141
Public (50%)	1,908	1,571
Private (50%)	1,908	1,571
Wind	1,168	1,159
Public (50%)	584	580
Private (50%)	584	580
Grid	9,517	10,484
Public (70%)	6,662	7,339
Private (30%)	2,855	3,145
Total	14,642	17,473
Public	9,210	10,564
(% to total)	63%	60%
Private	5,432	6,909
(% to total)	37%	40%

#### オルコにおける投資資金需要 (千USドル)

<sup>5</sup> 投資割合は、過去の傾向を基にしたエネルギー炭化水素庁の推測値である。

	Phase I (2002-2006)	Phase II (2007-2011)
PV <sup>*1</sup>	1,788	3,710
Public (40%)	715	1,484
Private (60%)	1,073	2,226
MHP	81	252
Public (50%)	41	126
Private (50%)	41	126
Wind	738	186
Public (50%)	369	93
Private (50%)	369	93
Grid	6,084	6,221
Public (70%)	4,259	4,355
Private (30%)	1,825	1,866
Total	8,691	10,369
Public	5,384	6,058
(% to total)	62%	58%
Private	3,307	4,311
(% to total)	38%	42%

出典：JICA 調査団

### 8.5.2 資金配分

所要投資額の予測、過去の公共投資の趨勢を基に、下表に示すように、公的資金需要額を外部調達分、自己資金充当分に分けて算定した。フェーズ においてこれら必要な投資額をラパス・オルコ両県が準備・調達可能であるかを検討し、本地方電化計画の財政的な実現性を確認することとした。

#### 地方電化事業に対する所要投資額

(千 US ドル)

	フェーズ (2002-2006)	割合
公共投資分	14,594	62.5%
うち、外部調達	7,297	(50%)*
うち、自己資金	7,297	(50%)*
民間投資分	8,739	37.5%
合計	23,333	100%

\* 公共投資財務庁の過去の傾向を基にした推測値

#### (1) 外部調達による資金

上表に示すとおり、フェーズ において外部資金源より調達すべき公的資金総額は、730 万 US ドルと見積もった。

1996年から2001年のボリヴィアは、外部及び内部より合計7,000万USドルの対エネルギー部門向け資金供与を受けた。ラパス・オルコ両県への資金配分を33%<sup>7</sup>とし、エネルギー部門公共投資額のうち44%<sup>8</sup>が地方電化事業に充当されたものと仮定した場合、1,020万USドルがラパス及びオルコ県における地方電化事業に用途されたことになる。過去の資金援助動向より判断した場合、2006年までの両県の地方電化計画実施に要する外部調達資金を準備することは十分可能であると考えられる。

一方、ボリヴィアは様々な外部資金提供者と交渉を行っており、現段階でも2002年から2005年にかけて、対エネルギー部門向け資金2,300百万USドルに及ぶ外部資金調達の目途をつけている。従って、上記と同様にラパス及びオルコ県に振り向けられるものと仮定した場合、330万USドル相当は本地方電化計画に充当される可能性が強いものと期待される。

更に、国際復興開発銀行（IBRD）では、カナダ、ドイツ、ノルウェー援助機関と協調して、およそ2,000万USドルの財政支援を計画しており、うち約2/3の資金が地方電化に充当されるものと言われている。従って同様な仮定をすれば、概算で440万USドル相当は本地方電化計画に充当される可能性があるものと期待される。

上記資金とは別に、ボリヴィア国は重債務貧困国（HIPC）基金（今後15年間で13億USドル）に対する資金アクセスを有しており、このうちいくらかは地方電化事業に向けられものと想定される。

HIPC基金を除く、およそ770万USドル（330万USドル+440万USドル）相当に上る外部調達資金が本地方電化計画（フェーズ）に導入されるものと考えられる。この額は本地方電化計画の所要投資支出額である730万USドルを十分カバーするものである。

<sup>7</sup> 1998-2000年の投資総額を基にした推測値

<sup>8</sup> 1998-2000年の累積投資総額に基づく推定

## (2) 自己充当による資金

フェーズ において、公共投資のうちボリヴィア国側内部で自己調達されるべき（主に税収）資金総額は 730 万 US ドルである。3.3 項の表「ボリヴィアにおける社会資本整備投資支出」によると、過去 5 年間（1996 年より 2000 年）の地方電化事業向け投資額は 2,360 万 US ドルであった。うち、概算で 780 万 US ドルがラパス及びオルコ県の地方電化事業に充当されたものと仮定した。この額は自己資金による調達必要額 730 万 US ドルを僅かに超える額である。

## (3) 民間資金

フェーズ において、民間部門より資金調達されるべき総額は 880 万 US ドルである。

2001 年中頃には、ボリヴィア地方電化基金（BREF）も、一部民間の支援を受け 2001 年中頃設立される予定にある。一方民間企業の側は、今後も採算性の高い事業への資金投資を継続するであろう。これら与件を考慮するに、民間資金による所要投資額は、それほどの困難もなく調達されるものと判断される。再生可能エネルギー開発のなかでも、とりわけ太陽光発電事業は、民間資金の利用可能性に大きく依存する。

これまでに述べた分析結果より、提案されている地方電化計画は深刻な財政上の困難なく実施されるものと判断される。外部資金源からの調達資金の如何によっては、地方電化事業の一層の拡充可能性も期待できる。