

ブータン国  
地方電化マスタープラン調査  
ファイナルレポート

**PART-C** マスタープラン実施戦略

## 第15章 経済評価ベースのオングリッド地方電化マスタープラン

### 15.1 フェーズ別地方電化計画

#### 15.1.1 オングリッドフェーズ別電化計画

地方電化計画は、各5ヵ年計画に準じ、以下の3段階に分かれて実施することになる。

- ▶ フェーズ-1：第10次5ヵ年計画、2007-2012年
- ▶ フェーズ-2：第11次5ヵ年計画、2012-2017年
- ▶ フェーズ3：第12次5ヵ年計画、2017-2020年(100%電化計画最終年次)

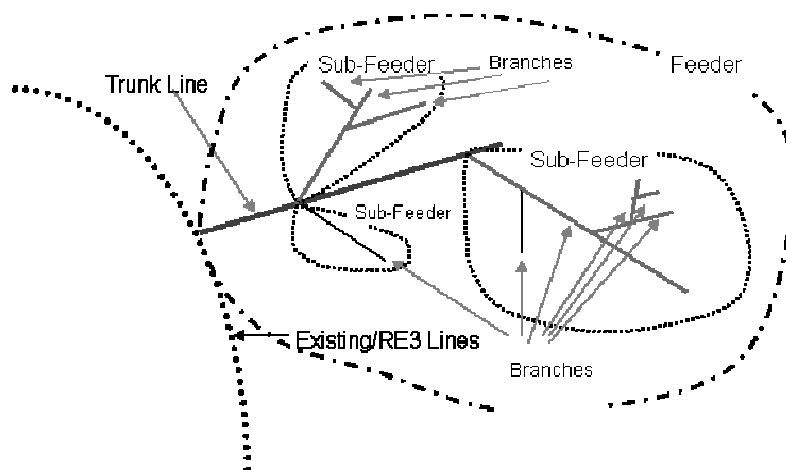
オングリッドの場合、このフェーズ別電化計画のために、各フィードをどの段階で延長していくかを決定せねばならない。第10次5ヵ年計画分に関しては、実施に向けての資金計画を、現段階から具体化しておく必要がある。このため、第10次5ヵ年計画の実施フィードに関しては、特に位置、コスト、経済性を明確する必要がある。

この章は、純粋な経済評価に基づいた、オングリッドのフェーズ別電化計画を行ったものである。この結果に基づき最適化した最終的なフェーズ別電化計画を、後の16章に記述する。本章は、16章の最終的な計画策定のための、プロセスである。

#### 15.1.2 フィード構造の定義

本マスタープランの対象は非常に広範囲にわたるため、経済評価は、プログラムを作成して行った。配電線の構造は、幹線の「トランクフィード」と枝線の「ブランチフィード」の二種類に分かれる。この幹線と、幹から伸びる枝線をあわせて、「フィード」と呼ぶ。トランクフィードは、既存あるいは計画中の配電線から引き出される、根となる線として定義される。ブランチフィードはこのトランクフィードから伸びた枝である。言い換えれば、配電線を階層分けした際、トランクフィードは配電線の第一階層、ブランチフィードは第二層、第三層以降の下層の階層であるといえる。フィードの概念を、**図-15.1.1**に図示する。

本調査の村落のオン・オフグリッドの判定は、ネットワークの終端より行い、ブランチフィードごとに階層を上にとランクフィードまで上昇しながら、村落の判定を行った。一方、フェーズ分けのための経済評価は、このフィードを単位として行う。



JICA 調査団作成

図-15.1.1 フィーダの構造

### 15.1.2 経済評価ベースのフェーズ別電化計画方法

GIS 上の設計で、全国に 209 のフィーダを設置した。それぞれのフィーダ電化を、第 10 次、第 11 次、第 12 次 5 ヵ年計画のどのフェーズに実施するかを決定するために、各フィーダについて、経済評価を行った。

各フィーダを、どのフェーズで実施するかを決定する方法としては、以下が考えられる。

- a) 各 5 ヵ年計画の予算を決定し、IRR が 12%を超えるフィーダで、予算額に達するまで IRR 順にフィーダを選択する。
- b) 各 5 ヵ年計画において、IRR が 12%を超えるフィーダを全て実施フィーダとして選択する。
- c) 各 5 ヵ年計画の目標電化世帯数を決定し、目標数に達するまで、IRR 順にフィーダを選択する。

ここでの IRR とは、EIRR(経済的内部収益率、Economic Internal Rate of Return)である。

DOE との協議の結果、上記 c)を選択し、第 10 次 5 ヵ年計画の目標オングリッド電化世帯を 20,000 世帯<sup>1</sup>として、検討を行った。

具体的な手順は、以下のとおりである。

- 1) 2007 年、2012 年、2017 年、2020 年時点の各村落の需要、便益を算出した。同様に、各村落の電化コスト、維持管理コストを算出した。
- 2) GIS の設計に基づき、オングリッドの電化村落のフィーダのデータを作成し、フィーダのリストを作成した。

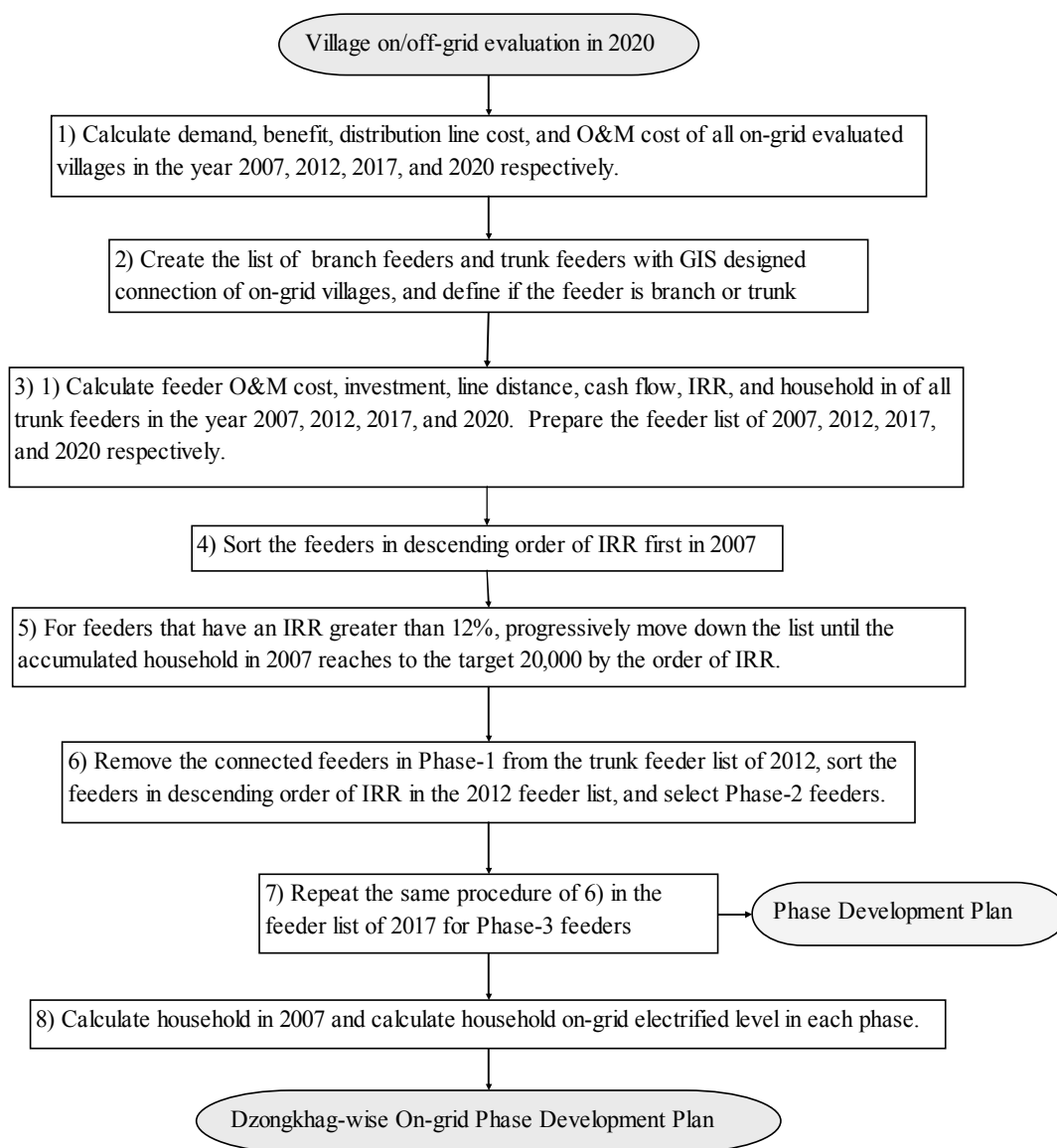
1) ここでの世帯数は、第 10 次 5 ヵ年計画開始時点である 2007 年時点の予測世帯数を用いた。世帯数は基本的に年々増加し、同じフィーダでも、それに接続する世帯数は、通常、2012 年の方が 2007 年より多くなる。従って、20,000 世帯達成のために必要なフィーダ数は、2012 年の予測世帯数を使用した場合、2007 年のそれに比較し、少なくなる。よって、経済的には、電化計画を、第 10 次 5 ヵ年計画終了時の 2012 年の世帯数を用いて策定したほうが、コストが低くなり有利である。しかし、実際の世帯数増加が予測値より低かった場合、目標電化世帯数を達成できないことになる。よって 20,000 世帯電化目標達成の確実性を優先させるために、2007 年の世帯数を用いて、目標電化世帯まで積み上げた。

- 3) 2007年、2012年、2017年、2020年それぞれの時点について、各フィーダの配電線建設コスト、フィーダ所属世帯数、距離を算出し、キャッシュフローを作成し、IRR(Internal Rate of Return)、B/C(Benefit/Cost)を求めた。(同じフィーダでも、2007年と2012年では、2012年の方が需要が増えるため、IRRが高くなる)。これらのデータを含むフィーダリストを、2007年、2012年、2017年、2020年のそれぞれについて作成した。
- 4) 2007年時点のフィーダリストを、2007年のIRR順に並べ替えた。
- 5) IRR順に上から、フェーズ-1の目標世帯(20,000世帯)に達するまで、フェーズ-1のフィーダを選択した。
- 6) フェーズ-1で電化されたフィーダを、2012年のフィーダリストから取り除いた。これを2012年のIRR順に並び替え、再度、高いIRRからフェーズ-2の目標電化世帯に達するまで、順次、フィーダを選択した。

上記のフロー図を、次頁図-15.1.1に示す。

こうしたフェーズ分けの後に、各フェーズの電化率を算出した。

なお、前頁 a)で予算の上限額を設け、それぞれ US\$30 百万、US\$40 百万としたもの、及び b)の IRR12%を超えるフィーダを選択したものについても、フェーズ分けを検討した。結果を、Appendix-C-III-3に示す。



JICA 調査団作成

図-15.1.2 経済評価ベースのフェーズ別電化計画フロー図

## 15.2 フェーズ-1 (2007-2012年)オングリッド電化計画

第 10 次 5 カ年計画をフェーズ-1 とし、合計 209 フィーダを、IRR 順に、2007 年の世帯数が 20,000 に達するまで選択した。結果、フェーズ-1 として、125 フィーダを選択した。

フェーズ-1 のフィーダ選択の結果を、表-15.2.1 に示す。

表-15.2.1 経済評価によるフェーズ-1(第 10 次 5 年計画)のフィーダリスト

Feeder Name	HH in 2007	Investment (1000 Nu.)	Distance (m)	IRR	B/C
<b>(A) Bumthang</b>					
MPA11F1-3	7	967	818	17.6%	1.58
MPA11F1-4	147	17,604	13,945	13.4%	1.23
MPA11F1-1	126	17,081	12,659	12.8%	1.18
MPA11F3-1	27	2,286	2,616	11.8%	1.11
<b>(B) Chukha</b>					
MPB11F1-1	42	2,290	609	41.2%	4.38
MPB11F5-2	10	461	145	31.3%	3.12
MPB11F5-1	7	379	128	30.8%	3.05
MPB33F4-1	18	1,781	1,159	28.4%	2.68
MPB11F3-3	13	544	117	23.2%	2.24
MPB11F4-1	14	860	470	24.2%	2.26
MPB33F4-19	9	677	418	20.1%	1.84
MPB11F4-2	15	1,018	457	16.1%	1.48
MPB11F2-1	64	6,974	9,572	18.4%	1.60
MPB11F5-3	28	2,489	2,404	17.0%	1.52
MPB11F1-2	201	14,548	12,665	15.6%	1.41
MPB33F4-6	750	65,710	44,819	14.7%	1.34
MPB11F3-1	68	4,444	2,865	14.0%	1.29
MPB33F4-3	1,797	169,798	134,880	13.7%	1.25
MPB33F2-1	38	3,060	1,595	11.4%	1.07
<b>(C) Dagana</b>					
MPC33F6-1	6	652	277	17.6%	1.63
MPC33F6-2	3	631	361	13.1%	1.21
<b>(E) Haa</b>					
MPE11F2-1	12	753	73	23.5%	2.30
<b>(F) Lhunse</b>					
MPF11F1-7	3	646	505	57.7%	6.05
MPF33F6-4	17	1,271	46	19.0%	1.82
MPF11F4-1	36	3,514	2,187	17.8%	1.62
MPF11F4-2	17	1,574	618	14.5%	1.34
MPF11F1-5	64	6,680	3,824	16.5%	1.50
MPF33F6-3	8	587	28	14.7%	1.38
MPF11F3-4	43	3,951	2,053	13.5%	1.24
MPF33F6-8	189	23,283	10,824	13.8%	1.27
MPF33F6-7	132	17,708	7,703	13.1%	1.21
MPF11F5-2	312	36,829	25,587	12.3%	1.15
<b>(G) Mongar</b>					
MPG11F12-3	4	392	81	24.8%	2.41
MPG33F5-1	85	10,263	4,144	21.2%	1.98
MPG11F2-1	8	479	46	17.7%	1.67
MPG33F3-1	228	20,938	6,548	16.5%	1.53
MPG11F12-2	15	923	403	16.2%	1.49
MPG11F12-1	9	569	167	16.2%	1.50
MPG33F7-1	31	3,416	965	16.2%	1.50
MPG33F14-1	289	35,578	17,756	15.8%	1.45
MPG11F1-1	84	10,674	8,792	15.0%	1.36
MPG11F12-5	6	427	39	15.1%	1.41
MPG33F10-1	134	13,652	4,123	13.6%	1.26
MPG33F14-3	11	872	191	13.1%	1.22
<b>(H) Paro</b>					
MPH11F2-2	16	980	126	16.7%	1.57
MPH11F4-1	2	374	440	17.8%	1.57
MPH33F3-2	17	2,428	3,073	13.4%	1.22
MPH33F3-1	13	929	731	12.4%	1.15
MPH11F1-3	9	914	1,208	13.0%	1.19
<b>(I) Pemagatshel</b>					
MPI33F2-3	96	7,641	4,007	24.3%	2.27
MPI33F2-2	7	763	539	15.6%	1.42
MPI33F3-2	520	61,289	46,576	14.8%	1.35
<b>(K) Samdrup Jongkhar</b>					
MPK33F3-1	20	1,713	808	31.5%	3.07
MPK11F7-2	274	20,073	16,375	20.7%	1.86
MPK33F7-7	66	6,028	2,588	20.6%	1.91
MPK33F1-1	950	82,024	54,389	17.9%	1.62
MPK33F3-2	103	7,362	2,937	17.1%	1.58
MPK33F6-1	11	685	174	16.1%	1.50
MPK33F3-4	438	50,263	35,827	14.4%	1.31
MPK33F3-3	20	1,387	740	13.7%	1.26
MPK11F7-9	174	15,957	16,626	13.7%	1.25
MPK33F7-1	115	14,899	12,188	13.6%	1.25
MPK33F3-6	41	3,099	1,533	12.5%	1.16
MPK11F2-3	8	570	343	13.1%	1.21
MPK11F2-4	929	143,273	79,483	12.2%	1.14
<b>(L) Samtse</b>					
MPL11F1-1	366	24,072	17,088	19.5%	1.77
MPL33F2-6	9	487	101	18.3%	1.72
MPL11F1-4	50	2,972	1,775	17.5%	1.59
MPL11F5-14	28	1,562	832	16.9%	1.55
MPL11F5-5	519	34,548	28,176	16.9%	1.52
MPL33F2-5	13	731	316	17.0%	1.57
MPL33F2-10	32	2,227	1,081	13.5%	1.25
MPL33F2-11	23	1,862	1,258	14.0%	1.28
MPL11F6-4	40	2,865	2,382	12.1%	1.13
MPL11F5-1	159	12,181	12,202	13.0%	1.20
EXL15	1,144	80,725	84,877	12.4%	1.15
MPL11F1-2	189	13,953	12,360	11.5%	1.08
<b>(M) Sarpang</b>					
MPM33F3-1	35	5,400	6,675	41.0%	3.77
MPM11F2-3	260	16,217	6,474	29.5%	2.87
MPM11F2-1	12	1,126	1,154	30.0%	2.71
MPM11F4-6	35	2,199	985	24.1%	2.27
MPM11F1-2	41	1,764	477	22.6%	2.16
MPM11F2-2	17	975	13	18.0%	1.72
MPM11F4-7	10	527	175	18.6%	1.73
MPM11F4-5	35	2,057	635	16.8%	1.56
MPM33F2-21	23	1,797	785	15.7%	1.45
MPM11F1-1	45	2,949	1,483	15.2%	1.40
MPM33F1-1	34	2,265	443	15.1%	1.41
MPM33F2-4	64	4,442	1,185	14.3%	1.33
MPM11F4-1	195	17,088	17,604	11.9%	1.11
<b>(O) Trashigang</b>					
MPO11F9-14	83	8,998	5,013	26.6%	2.50
MPO11F3-1	17	932	37	24.8%	2.47
MPO11F9-2	317	33,372	16,629	20.9%	1.93
MPO11F1-8	244	27,338	15,981	20.3%	1.85
MPO11F1-3	400	43,595	28,396	18.7%	1.69
MPO11F9-1	18	2,301	2,911	18.4%	1.61
MPO11F9-15	23	1,888	966	14.8%	1.36
MPO33F8-1	75	8,055	3,797	15.8%	1.45
MPO11F9-13	23	1,598	442	14.7%	1.36
MPO11F9-17	145	13,492	8,860	15.1%	1.38
MPO11F7-2	8	868	519	15.2%	1.39
MPO11F7-5	5	351	69	14.9%	1.38
MPO11F9-7	282	25,498	15,446	14.3%	1.31
MPO11F1-1	121	12,235	11,077	14.2%	1.29
MPO11F3-2	5	1,366	2,034	15.1%	1.34
MPO11F2-1	84	8,004	6,545	13.5%	1.23
<b>(P) TrashiYangtse</b>					
MPP33F1-13 2	35	4,485	1,858	19.2%	1.77
MPP33F1-13 1	15	941	123	16.8%	1.57
MPP33F1-14	63	7,491	3,747	15.4%	1.41
MPP33F1-8	359	36,573	13,636	15.6%	1.44
MPP33F1-18	336	35,425	15,950	15.6%	1.43
MPP33F1-9 1	66	5,856	1,379	13.7%	1.27
MPP33F1-1	346	51,063	28,448	12.3%	1.15
<b>(Q) Trongsa</b>					
MPQ33F1-13	384	56,878	37,905	15.2%	1.38
MPQ33F1-10	86	9,904	4,317	14.4%	1.33
MPQ33F1-8	229	32,522	26,229	13.9%	1.27
MPQ33F1-7	7	595	198	11.6%	1.09
<b>(R) Tsirang</b>					
MPR11F2-1	42	2,743	1,153	15.0%	1.38
MPR33F2-5	46	3,334	436	15.0%	1.40
MPR33F2-1	553	48,549	19,669	15.4%	1.42
MPR33F3-1	1,691	190,781	107,719	14.9%	1.36
MPR11F1-1	30	2,224	1,482	12.4%	1.15
MPR33F1-1	1,251	124,835	70,144	12.5%	1.16
<b>(S) Wangduephodrang</b>					
MPS11F1-1	203	40,136	53,043	14.9%	1.33
<b>(T) Zhemgang</b>					
MPT33F2-6	708	101,269	94,297	12.4%	1.15

Prepared by JICA Study Team

(注) 2つ以上の県を通過するフィーダは、根元が属する県に含めた。 JICA 調査団作成

経済評価に基づくフェーズ-1の投資額合計は US\$47.3 百万、配電線合計距離は 1,431 km、オングリッド電化世帯数は 2007 年換算で、20,654 世帯となったフィーダ中、最高の IRR はルンツェ県のフィーダ MPF11F1-7 で 57.7%、最低はシェムガン県の MPT33F2-6 で 12.4% であり、全てのフィーダが 12%を超えることとなった。

なお、表-15.2.1 のフィーダ名で、EXL15 のように、EX で始まるものは、マスタープランのフィーダ追加により、既存の配電線の容量増のための張替えが必要となったものである。コストは張替えのための費用を含んでいる。

### 15.3 フェーズ-2 (2012-2017 年)オングリッド電化計画

第 11 次 5 カ年計画をフェーズ-2 とする。209 中、残りの 84 フィーダを、フェーズ-2 で実施することになる。この場合、オングリッド電化計画は第 11 次 5 カ年計画中に終了する。フェーズ-1 と同様、IRR 順にフィーダを並べたプロジェクトリストを、表-15.3.1 に示す。

フェーズ-2 の投資額合計は US\$24.0 百万、配電線合計距離は 891 km となる。オングリッド電化世帯数は、2007 年換算の世帯数で、8,687 世帯となる。高い IRR のフィーダはフェーズ-1 で実施されているので、フェーズ-2 では低い IRR のフィーダが残ることになる。フィーダ中、最高の IRR はチュカ県の MPB33F2-7 で 21.4%、最低はサムツェ県の MPL33F2-12 で 6.8%であった。尚、48 本のフィーダの IRR が 12%を下回る。なお、フェーズ-2 の IRR は、第 11 次 5 カ年計画開始時の需要から算出したものである。

経済評価をベースとした、フェーズ分け計画の全国図を、図-15.3.1 に示す。これは、第 10 次 5 カ年計画の目標オングリッド接続世帯数を 20,000 世帯とし、残りのオングリッド世帯数を第 11 次 5 カ年計画で電化するとしたものである。

両フェーズを合わせると、2007 年度換算世帯数で合計 29,341 世帯が電化されることとなる。配電線延長コストは US\$71.4 百万、合計距離は 2,313 km となる。経済評価ベースでフェーズ分けした計画の、県別の世帯数、村落数、コスト、距離は、表-15.3.2 の通りである。

表-15.3.1 経済評価によるフェーズ-1(第 11 次 5 年計画)のフィーダリスト

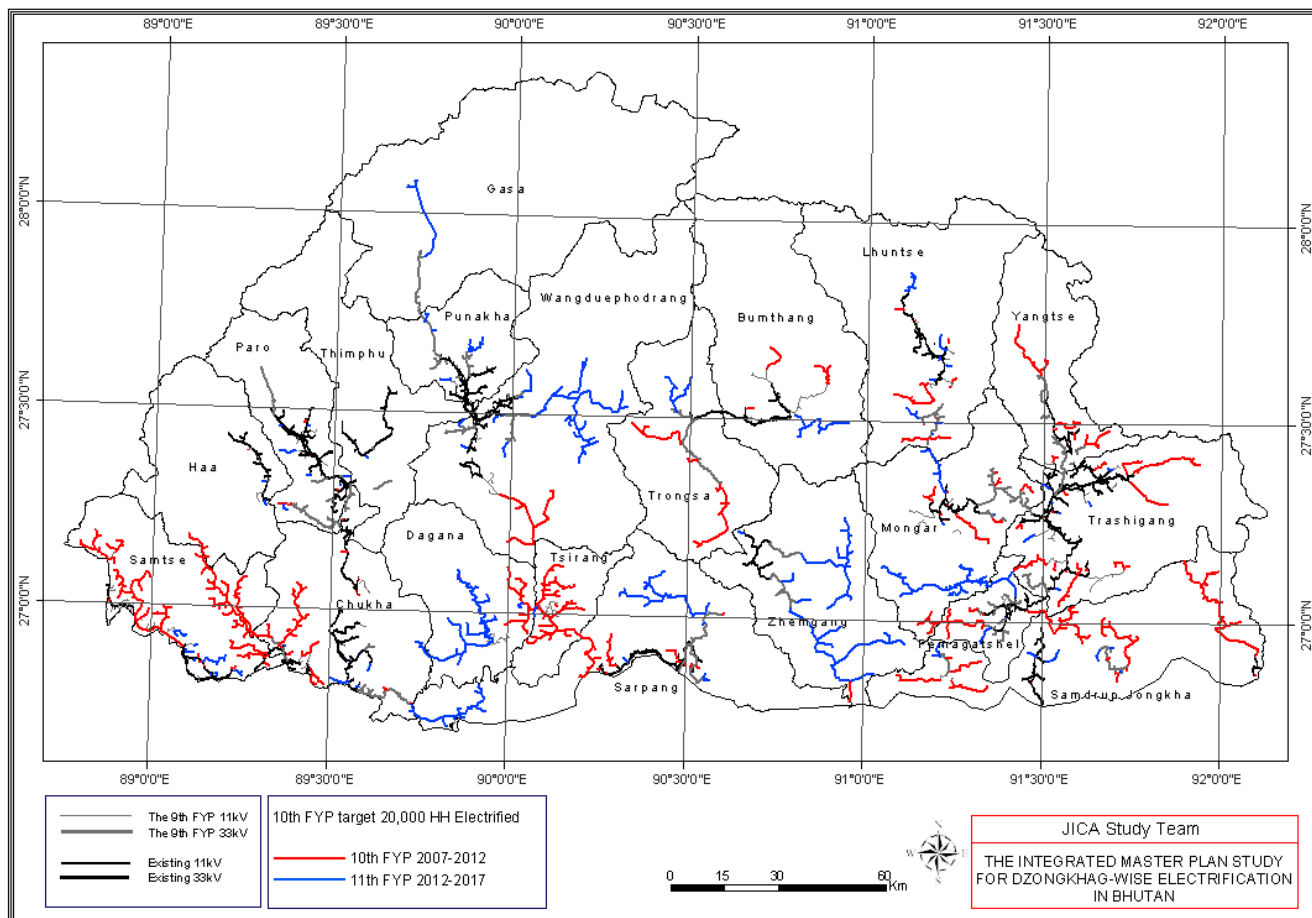
Feeder Name	HH in 2007	Investment (1,000 Nu.)	Distance (m)	IRR	B/C
<b>(A) Bumthang</b>					
MPA11F2-1	168	27,033	34,415	13.9%	1.26
<b>(B) Chukha</b>					
MPB33F2-7	111	10,144	6,929	21.4%	1.95
MPB33F2-5	20	1,494	1,014	14.1%	1.29
MPB33F3-1	4	389	41	13.8%	1.28
MPB33F5-3	18	2,825	3,523	11.8%	1.10
MPB33F2-4	4	435	139	11.6%	1.09
MPB11F3-4	5	534	619	8.6%	0.89
MPB33F2-2	24	2,573	2,663	8.1%	0.85
<b>(C) Dagana</b>					
MPC33F3-1	431	60,659	54,719	10.8%	1.03
MPC33F1-2	73	8,093	3,284	10.1%	0.96
MPC33F2-1	865	90,597	77,723	9.7%	0.94
MPC33F6-3	18	2,108	1,293	8.6%	0.86
<b>(D) Gasa</b>					
MPD33F1-1	184	30,255	32,039	9.6%	0.95
<b>(E) Haa</b>					
MPE11F1-1	16	1,963	2,029	10.2%	0.99
MPE11F1-2	10	1,276	1,436	12.0%	1.12
<b>(F) Lhuntse</b>					
MPF11F3-3	86	10,342	6,650	13.5%	1.24
MPF33F6-6	14	1,808	798	11.8%	1.10
MPF11F3-2	6	1,029	1,112	10.7%	1.03
MPF33F6-5	37	4,636	2,170	11.3%	1.06
MPF11F3-7	25	2,897	2,103	10.6%	1.02
MPF11F1-1	96	13,931	11,569	9.4%	0.93
MPF11F5-1	26	3,253	2,592	9.3%	0.92
MPF33F6-1	72	11,554	7,383	8.2%	0.84
<b>(G) Mongar</b>					
MPG11F2-3	177	25,622	24,269	14.6%	1.32
MPG33F11-1	18	1,966	642	10.6%	1.00
MPG11F12-4	16	1,593	1,233	10.4%	1.00
<b>(H) Paro</b>					
MPH33F1-5	4	694	768	13.7%	1.24
MPH33F2-3	2	566	612	11.8%	1.10
MPH33F2-2	12	1,558	1,747	9.8%	0.96
MPH33F2-1	11	1,664	1,571	8.7%	0.88
MPH11F2-3	17	4,118	6,719	7.8%	0.86
MPH11F1-4	1	540	881	8.6%	0.91
<b>(I) Pemagatshel</b>					
MPI33F1-1	1,154	150,092	101,859	13.0%	1.20
MPI33F3-5	4	407	38	10.8%	1.02
MPI33F3-1	66	9,785	6,875	10.4%	0.99
<b>(J) Punakha</b>					
MPJ33F1-5	45	5,152	4,031	12.6%	1.16
MPJ33F1-9	84	13,168	14,975	13.3%	1.21
MPJ11F1-2	15	3,211	5,426	12.6%	1.16
MPJ33F1-2	26	2,414	1,990	10.3%	0.99
MPJ33F1-6	12	1,079	1,143	8.9%	0.91
<b>(K) Samdrup Jongkhar</b>					
MPK11F5-4	56	4,563	3,933	13.6%	1.25
MPK33F7-4	148	14,085	9,435	13.2%	1.22
MPK33F3-18	10	820	699	12.3%	1.14
MPK11F5-3	43	5,810	7,547	10.5%	1.01
MPK33F3-8	39	4,874	4,234	9.9%	0.97
MPK33F3-10	5	977	1,281	9.2%	0.93
<b>(L) Samtse</b>					
MPL11F4-1	93	7,094	7,174	14.1%	1.28
MPL33F2-7	223	17,853	12,388	14.1%	1.29
MPL11F3-1	42	3,164	3,418	13.0%	1.19
MPL11F6-1	51	4,039	4,409	12.2%	1.13
MPL33F2-3	4	399	160	12.5%	1.16
MPL11F2-1	13	1,077	1,517	11.0%	1.05
MPL33F2-4	6	550	447	9.3%	0.92
MPL33F2-1	17	1,702	1,682	9.1%	0.91
MPL33F2-12	7	750	722	6.8%	0.76
<b>(M) Sarpang</b>					
MPM33F2-5	763	84,891	67,112	12.7%	1.18
MPM33F1-2	590	65,764	55,323	12.5%	1.16
MPM11F3-5	24	2,120	1,997	11.7%	1.10
MPM33F2-1	78	7,365	4,878	11.4%	1.08
MPM33F2-22	14	1,242	1,169	11.3%	1.07
<b>(N) Thimphu</b>					
MPN33F2-1	14	1,604	1,482	10.7%	1.03
<b>(O) Trashigang</b>					
MPO11F7-1	5	393	175	15.9%	1.46
MPO11F2-4	30	2,798	1,627	13.9%	1.28
MPO11F6-1	39	3,816	2,921	13.5%	1.24
MPO11F7-7	62	5,800	4,139	13.2%	1.21
MPO11F7-3	11	822	711	12.5%	1.16
MPO11F10-1	4	435	237	11.4%	1.07
MPO11F3-3	15	1,737	1,723	11.1%	1.05
MPO11F7-4	3	341	146	8.5%	0.84
MPO11F9-11	14	2,065	2,014	8.1%	0.85
<b>(P) Trashiyangtse</b>					
MPP33F1-7	7	611	124	12.5%	1.16
<b>(Q) Trongsa</b>					
MPQ33F1-3	223	36,591	26,991	13.0%	1.20
<b>(R) Tsirang</b>					
MPR11F1-2	30	3,182	3,623	8.6%	0.89
<b>(S) Wangduephodrang</b>					
MPS33F3-24	4	378	98	13.9%	1.29
MPS33F3-1	1,093	141,540	117,770	13.2%	1.22
MPS33F3-23	52	4,910	2,636	12.8%	1.19
MPS33F3-37	13	1,486	1,111	12.5%	1.16
MPS33F3-31	18	3,802	3,538	11.6%	1.09
MPS33F3-33	59	9,700	10,490	11.1%	1.05
MPS11F2-1	4	1,298	2,009	9.2%	0.94
MPS33F3-34	17	4,454	5,280	8.0%	0.85
<b>(T) Zhemgang</b>					
MPT33F3-1	628	87,217	68,784	13.8%	1.26
MPT33F2-2	116	15,625	11,475	13.8%	1.27
MPT33F1-3	40	3,584	1,938	12.1%	1.13

\* Includes 396 households connected to existing line that will be replaced.

Prepared by JICA Study Team

(注) 2つ以上の県を通過するフィーダは、根元が属する県に含めた。  
JICA 調査団作成





JICA 調査団作成

図-15.3.1 第 10 次 5 カ年計画 20,000 世帯配電線接続の経済評価ベースのフェーズ計画

表-15.3.2 各県の経済評価ベースフェーズ分け一覧

Dzongkhag	On-grid Household in 2007			On-grid Village			Line Distance (m)			Investment (x US\$1,000)		
	Phase-1	Phase-2	TOTAL	Phase-1	Phase-2	TOTAL	Phase-1	Phase-2	TOTAL	Phase-1	Phase-2	TOTAL
Bumthang	307	168	475	23	7	30	30,039	34,415	64,454	838	597	1,436
Chukha	1,422	279	1,701	63	15	78	94,186	31,376	125,562	2,717	699	3,416
Dagana	855	1,305	2,160	27	38	65	53,373	121,337	174,711	2,213	3,320	5,533
Gasa	0	184	184	0	7	7	0	32,039	32,039	0	672	672
Haa	182	26	208	8	2	10	20,925	3,465	24,389	517	72	588
Lhuntse	821	362	1,183	46	27	73	53,376	34,379	87,755	2,136	1,100	3,236
Mongar	1,057	1,310	2,367	44	82	126	62,856	111,164	174,019	2,714	3,780	6,494
Paro	57	47	104	5	6	11	5,577	12,297	17,874	120	195	315
Pemagatshel	470	125	595	16	10	26	31,521	23,752	55,273	1,074	511	1,585
Punakha	0	182	182	0	17	17	0	27,565	27,565	0	556	556
Samdrup Jongkhar	3,135	301	3,436	113	15	128	223,214	27,144	250,219	7,637	744	8,382
Samtse	4,071	439	4,510	138	22	160	269,334	31,154	299,631	7,021	791	7,813
Sarpang	1,150	1,458	2,608	50	73	123	68,727	129,716	198,443	2,173	3,561	5,735
Thimphu	0	14	14	0	1	1	0	1,482	1,482	0	36	36
Trashigang	1,867	183	2,050	70	12	82	119,504	13,693	133,197	4,457	424	4,881
Trashi Yangtse	1,220	7	1,227	50	1	51	65,141	124	65,265	3,152	14	3,165
Trongsa	706	223	929	33	11	44	68,650	26,991	95,641	2,209	809	3,018
Tsirang	2,423	30	2,453	69	1	70	117,228	3,623	120,851	5,220	71	5,291
Wangduephodrang	203	1,260	1,463	13	89	102	53,043	142,932	195,975	887	3,703	4,590
Zhemgang	708	784	1,492	34	30	64	94,297	82,196	176,493	2,249	2,364	4,613
<b>TOTAL</b>	<b>20,654</b>	<b>8,687</b>	<b>29,341</b>	<b>802</b>	<b>466</b>	<b>1,268</b>	<b>1,430,992</b>	<b>890,844</b>	<b>2,312,840</b>	<b>47,336</b>	<b>24,020</b>	<b>71,356</b>

Dagana in Phase-2 includes 396 households for the replacement of existing lines.

JICA 調査団作成

15.4 経済評価ベースのオングリッド地方電化計画の電化率

15.3 章の結果に基づき、2007 年の世帯数をベースとした、オングリッドのフェーズ毎の電化率を求めた。電化率は、以下の式で定義した。

$$E.L.P_n = \frac{HH_{p2007} + HH_{Pn}}{n \cdot HH_{p2007} + HH_{P1} + HH_{P2} + HH_{P3} + HH_{OFF}}$$

- ここで、 E.L<sub>Pn</sub>: Electrified Level at Phase-“n” (n=1,2,3)
- HH<sub>p2007</sub>: Projected household in 2007 by existing and ADB/RE-3
- HH<sub>Pn</sub>: Household number electrified by phase-n in 2007
- HH<sub>OFF</sub>: Off-grid household number in 2007

フェーズ-1、フェーズ-2 の電化率の算出の双方に、2007 年時点の予想世帯数を用いている。これは、2007 年以降の既電化地域の電化世帯の伸びを予測することが困難であるため、それぞれのフェーズの世帯数を、2007 年に換算して、電化世帯割合を算出したことによる。

第 10 次 5 カ年計画開始時、即ち ADB/RE-3 の終了時のオングリッド世帯電化率は、全国で 56.1%である。最高がパロ県の 96.0%で、ティンブー県の 93.0%がそれに次ぐ。最低はシェムガン県の 24.3%、サムドゥップジョンカ県が 31.2%で次いで低く、県によって電化率の偏りが大きい。

一方、第 10 次 5 カ年計画終了時において、全国のオングリッドの世帯電化率は 83.4%となる。最高はヤンツェ県の 98.6%、最低はガサ県の 36.4%となり、県ごとの偏りは依然として大きい。第 11 次 5 カ年計画終了時で、最高はブムタン県 99.1%、最低はガサ県の 68.7%、全国で 94.7%となる。

県ごとの電化率の不均衡の問題は、16 章において検討する。

表-15.4.2 各フェーズのオングリッド電化率

Dzongkhag	Target nos. of Electrification	At the end of 9th FYP		At the End of 10th FYP			At the End of 11th FYP		
		On Grid Electrified Households	% On-grid Electrified	On Grid Electrified Households	off + non-electrified Households	% On-grid Electrified	On Grid Household	off + non-electrified	% On-grid Electrified
Bumthang	2,012	1,518	75.4%	1,825	187	90.7%	1,993	19	99.1%
Chukha	4,550	2,565	56.4%	3,987	563	87.6%	4,266	284	93.8%
Dagana	3,379	1,019	34.2%	1,874	1,109	62.8%	3,179	200	94.1%
Gasa	569	207	36.4%	207	362	36.4%	391	178	68.7%
Haa	1,203	926	77.0%	1,108	95	92.1%	1,134	69	94.3%
Lhuntse	2,643	1,166	44.1%	1,987	656	75.2%	2,349	294	88.9%
Mongar	5,851	2,986	51.0%	4,043	1,808	69.1%	5,353	498	91.5%
Paro	4,387	4,213	96.0%	4,270	117	97.3%	4,317	70	98.4%
Pemagatshel	2,772	2,129	76.8%	2,599	173	93.8%	2,724	48	98.3%
Punakha	2,414	2,139	88.6%	2,139	275	88.6%	2,321	93	96.1%
Samdrup Jongkhar	5,574	1,737	31.2%	4,872	702	87.4%	5,173	401	92.8%
Samtse	7,879	3,114	39.5%	7,185	694	91.2%	7,624	255	96.8%
Sarpang	5,093	2,100	41.2%	3,250	1,843	63.8%	4,708	385	92.4%
Thimphu	1,933	1,798	93.0%	1,798	135	93.0%	1,812	121	93.7%
Trashigang	8,752	6,546	74.8%	8,413	339	96.1%	8,596	156	98.2%
Trashigang Yangtse	3,102	1,840	37.8%	3,060	42	98.6%	3,067	35	98.9%
Trongsa	1,729	768	45.8%	1,474	255	85.3%	1,697	32	98.1%
Tsirang	3,406	812	47.9%	3,235	171	95.0%	3,265	141	95.9%
Wangdue phodrang	4,225	2,388	50.0%	2,591	1,634	61.3%	3,851	374	91.1%
Zhemgang	2,322	565	24.3%	1,273	1,049	54.8%	2,057	265	88.6%
TOTAL	73,795	40,536	56.1%	61,190	12,209	83.4%	69,481	3,918	94.7%

All households were forecast number of the year 2007 to calculate electrified percentage, since existing electrified household in 9th FYP was only available in 2007. Dagana includes 396 households for the replacement of existing lines.

JICA 調査団作成

## 第16章 最適地方電化マスタープラン —マスタープラン調査の結果—

### 16.1 概要

13章で述べたマスタープラン策定の作業フローに基づき、まず14章で、2020年時点での経済評価を行った。次に、未電化村落それぞれについてオングリッドで電化するかオフグリッドで電化するかを判定し、最終計画年2020年での村落電化方法を確定した。そして、オングリッドによる電化が確定した村落については、15章で、フィードごとの経済評価を行った。経済性の高いフィードからフィード単位で先に計画を実施できるよう、オングリッド電化計画を、第10次と第11次5ヵ年計画の2つのフェーズに分けた。

この純粋な経済評価によるフェーズ分けの結果、計画では、第10次5ヵ年計画終了時における県ごとの電化率に、大きな偏りが生じた。たとえば、人口の多い県では、その多い人口から得られる便益でフィードのIRRが高い傾向を示す。この結果、第10次5ヵ年計画に含まれるフィードが多くなり、第10次5ヵ年計画終了時点でのそれらの県の電化率は相対的に高くなった。また、第9次5ヵ年計画終了時点で、すでに高い電化率を有する県があった一方で、第10次5ヵ年計画終了後も依然として低い電化率に留まった県もあった。ブータン政府は、地方開発については、開発の公平性を、最も重要な方針としている。地方電化においても各県の電化の進捗を同等にする、つまり、第10次5ヵ年計画終了時の電化率をできる限り同等にすることを方針としている。

したがって、本章では上記の方針にしたがい、15章で策定した第10次と第11次5ヵ年計画の実施内容に調整を行った。調整後の計画を最適オングリッド電化のフェーズ計画とし、調整過程もあわせて説明した。調整においては、他開発セクターとの整合性、フィードの既設道路からの距離もフェーズ分けの判断材料とした。さらに、完成した最適オングリッド電化システムで系統解析を行い、システム上の問題点とその対策を示した。

上記に加え、オフグリッドの電化計画についても述べ、これらオングリッドとオフグリッドの計画を合わせ、最適地方電化マスタープランとし、本調査の最終結果として説明した。

また、オングリッド計画、オフグリッド計画それぞれについて、最適計画としての経済評価を説明し、最後にこの最適計画を、県別に取りまとめて説明した。

なお、本マスタープランでは、国家開発計画である第10次5ヵ年計画（2007-2012）および第11次5ヵ年計画（2012-2017）で実施するよう策定した地方電化計画を、「フェーズ-1」および「フェーズ-2」とも呼び、同じ意味として扱う。

### 16.2 オングリッド電化計画の最適化手法と最適化のための変更内容

#### 16.2.1 最適化の手法

以下の手順により、15章で策定したオングリッド電化計画（オリジナル計画）に調整を行い、最適オングリッド電化計画を策定した。

- 1) 純粋な経済評価によるオリジナル計画の、各フェーズの県毎のオングリッド電化率を算出する。

- 2) 電力セクター内の方針を適用させ、他の開発セクターとの整合性をとり、開発の効率性を高めるために、オリジナル計画でフェーズ-2 で実施が予定されたフィーダの内、以下の条件に合致するフィーダをフェーズ-1 に移す。
  - a) 既存道路に隣接しているフィーダ
  - b) 教育セクターの開発計画地点に存在するフィーダ
  - c) ディーゼル発電により現在電力が供給されている地域のフィーダ
- 3) フェーズ-1 終了時の各県の電化率を可能な範囲で等しくするよう、以下の調整を行う。
  - a) オリジナル計画フェーズ-1 の電化率が低い県で、フェーズ-2 に含まれる IRR の比較的高いフィーダをフェーズ-1 に移す。
  - b) オリジナル計画フェーズ-1 の電化率の高い県で、フェーズ-1 に含まれる IRR の低いフィーダをフェーズ-2 に移す。
  - c) オリジナル計画フェーズ-1 の電化率の高い県で、フェーズ-1 に含まれる延長距離の長いフィーダは、2 つ以上に分割し、低い IRR のサブフィーダをフェーズ-2 に移す。
- 4) 2)~3)の修正を行うごとに、県別の電化世帯数と県別電化率を算出、県ごとの電化率のバランスを確認し、作業を続ける。

なお、上記作業において、計画がフェーズ別かつ各県ごとになるため、2 つ以上の県を通過するフィーダの取り扱いには留意する必要がある。具体的には、第一に、電源となる県の配電線を先に実施すること、第二に、県ごとの建設コストと電化率算出のため、フィーダの距離とフィーダに接続される需要家数を県ごとに分離しておくことが必要となる。

2 つ以上の県を通過するのは計 8 フィーダである。各フィーダの距離と需要家数を県別に表-16.2.1 に示す。

表-16.2.1 2 つ以上の県を通過するフィーダの県別の距離と需要家数

No.	Feeder Name	Feeder HH in 2007	Feeder Distance(m)	Source Dzongkhag			Extended Dzongkhag		
				Dzongkhag	HH in 2007	Distance(m)	Dzongkhag	HH in 2007	Distance(m)
1	MPB33F4-3	1797	134,879	Chukha	145	16,765	Ha Samtse	170 1,482	20,851 97,263
2	MPC33F3-1	431	54,720	Dagana	338	38,273	Chukha	93	16,447
3	MPI33F1-1	1154	101,859	Pemgatsel	55	16,840	Mongar	1,099	85,019
4	MPI33F3-2	520	46,577	Pemgatsel	367	26,976	Mongar	153	19,601
5	MPK11F2-4	929	80,692	Samdrup Jongkhar	912	79,910	Trashigang	17	782
6	MPM33F1-2	590	55,323	Sarpang	579	54,559	Dagana	11	764
7	MPR33F1-1	1251	70,144	Tsirang	907	39,505	Sarpang	344	30,639
8	MPR33F3-1	1691	107,719	Tsirang	845	54,983	Dagana	846	52,736

JICA 調査団作成

### 16.2.2 最適化のための変更内容

上記の方法に則って、オングリッド計画の最適化を行った。最適化のために実施フェーズを変更したフィーダを、表-16.2.2 にまとめる。

表-16.2.2 フェーズを変更したフィーダ

Feeders changed implementation period from Phase 1 to 2					Feeders changed implementation period from Phase 2 to 1				
Dzongkhag	Feeder Name	HH in 2007	Phase-1 IRR	Phase-2 IRR	Dzongkhag	Feeder Name	HH in 2007	Phase-1 IRR	Phase-2 IRR
Samdrup Jongkhar	MPK11F2-3	8	13.1%	13.8%	Bumthang	MPA11F2-1	168	11.1%	13.9%
Samdrup Jongkhar	MPK11F2-4	929	12.2%	13.8%	Dagana	MPC33F2-1	865	6.3%	9.7%
Trashigang	MPO11F1-8	244	20.3%	22.0%	Punakha	MPJ33F1-2	26	8.7%	10.3%
TrashiYangtse	MPP33F1-1	346	12.3%	13.8%	Punakha	MPJ33F1-5	45	11.2%	12.6%
					Punakha	MPJ33F1-6	12	8.3%	8.9%
					Punakha	MPJ33F1-9	84	12.0%	13.3%
					Sarpang	MPM33F1-2	590	10.3%	12.5%
					Zhemgang	MPT33F3-1	628	12.3%	13.8%
	TOTAL	1,527				TOTAL	2,418		

\* Dagana MPC33F2-1 includes 396 households for existing line replacement

JICA 調査団作成

フェーズ-1 から 2 へ変更したフィーダは 4 フィーダで、その接続世帯数は 1,539 世帯、逆に実施をフェーズ-2 からフェーズ-1 へ早めたのは、8 フィーダで、合計 2,418 世帯である。

既存道路の存在するフィーダの多くは、既に純粋な経済評価で、フェーズ-1 と判定されたものに含まれていた。表-14.1.3 で示した既存道路による優先電化地域のうち、ブムタンのフィーダ MPA11F2-1 のみ、純粋な経済評価ではフェーズ-2 となったので、これをフェーズ-1 に変更した。

また、大型のフィーダで、フィーダを分割し、実施をフェーズ分けしたフィーダは、表-16.2.3 に示す 3 フィーダである。

表-16.2.3 分割とフェーズ分けを行ったフィーダ

Original Feeder						Separated Feeder (modified)						Note
Dzongkhag	Feeder Name	Phase	IRR	HH in 2007	Distance (m)	Dzongkhag	Feeder Name	Modified Phase	IRR	HH in 2007	Distance (m)	
Wongdue Phodrang	MPS33F3-1	2	13.2%	1,093	117,770	Wangduephodrang	MPS33F3-1	1	12.6%	734	71,565	Incorporation with the education sector program
						Wangduephodrang	MPS33F3-5	2	12.3%	158	18,449	
						Wangduephodrang	MPS33F3-4-2	2	11.5%	201	27,756	
Chukha	MPB33F4-3	1	13.5%	1,797	134,880	Chukha	MPB33F4-3	1	13.7%	1,401	109,533	Equal distribution
						Samtse	MPL33F1-5	2	15.2%	396	25,347	
Tsirang	MPR33F1-1	1	14.9%	1,251	70,144	Tsirang	MPR33F1-1	1	14.1%	907	39,505	Equal distribution
						Sarpang	MPM33F4-1	2	11.0%	344	30,639	

JICA 調査団作成

ウオンデュポダン県の 1,093 世帯のフィーダ MPS33F3-1 は、既存道路、及び、教育セクターの開発計画との関連により、分割したサブフィーダの 359 世帯を、フェーズ-2 から 1 へ移した。一方、分割後フェーズ-1 から 2 へ変更したサブフィーダは、サムツェ県とサルパン県の 2 フィーダである。なお、分割後、フェーズ-2 になることにより、IRR が高くなるフィーダがある。これは、IRR の算出において、便益となる需要が、後のフェーズのほうが大きくなるためである。よって、同じフィーダでも IRR はフェーズ-1 よりフェーズ-2 で実施したほうが高くなる。

このフィーダ分割により、フィーダ数はオリジナル計画より 4 フィーダ増加し、マスタープランとしての合計フィーダ数は 213 フィーダとなった。

## 16.3 フェーズ別オングリッド電化計画

### 16.3.1 第 10 次 5 年計画のオングリッド電化計画

フェーズ-1 で建設するフィーダリストを、次頁表-16.3.1 に示す。

全 213 フィーダ中、フェーズ-1 で実施するフィーダ数は、130 フィーダとなる。これに接続される世帯数は 2007 年換算で 21,519 世帯である。この世帯数にはダガナ県の既存小水力電化地域の張替え対象 396 帯数(2007 年)を含むので、マスタープラン対象の未電化世帯のうち第 10 次 5 年計画で新たに電化されるのは 21,123 世帯となる。

配電線の総延長距離は 1,580 km で、その計画実施費用は US\$49.2 百万となる。

IRR は最高でルンツェ県の MPF11F1-7 で 57.7%である。フェーズ-1 で IRR が最低となるのが、ダガナ県の MPC33F2-1 で 6.3%である。このフィーダは、既存小水力用配電線の容量増加をコストに見込んでいるため、IRR が低く出ているが、この県の電化率向上のため、フェーズ-2 からフェーズ-1 に変更した。このほか、IRR が 12%を下回るフィーダが 5 フィーダある。これらは、全て、純粋な経済計算ではオリジナル計画でフェーズ-2 と判定されたが、最適化の調整によりフェーズ-1 とした。

表-16.3.1 フェーズ-1(第10次5ヵ年計画)の実施フィーダリスト

No.	Feeder Name	HH 2007	Investment (1,000 Nu.)	Distance (m)	IRR	B/C	Note
<b>(A) Bumthang</b>							
67	MPA11F1-3	7	967	818	17.6%	1.58	
107	MPA11F1-4	147	17,604	13,945	13.4%	1.23	
113	MPA11F1-1	126	17,081	12,659	12.8%	1.18	
122	MPA11F3-1	27	2,129	2,616	11.8%	1.11	
124	MPA11F2-1	168	26,825	34,415	11.1%	1.06	*
<b>(B) Chukha</b>							
2	MPB11F1-1	42	2,290	609	41.2%	4.38	
4	MPB11F5-2	10	461	145	31.3%	3.12	
8	MPB11F5-1	7	379	128	30.8%	3.05	
9	MPB33F4-1	18	1,781	1,159	28.4%	2.68	
12	MPB11F3-3	13	544	117	23.2%	2.24	
18	MPB11F4-1	14	860	470	24.2%	2.26	
29	MPB33F4-19	9	677	418	20.1%	1.84	
44	MPB11F2-1	64	6,974	9,572	18.4%	1.60	
52	MPB11F4-2	15	1,018	457	16.1%	1.48	
53	MPB11F5-3	28	2,489	2,404	17.0%	1.52	
62	MPB33F4-6	750	65,542	44,819	14.7%	1.34	
70	MPB11F1-2	201	14,548	12,665	15.6%	1.41	
79	MPB33F4-3	1,401	135,219	109,533	13.7%	1.25	
84	MPB11F3-1	68	4,444	2,865	14.0%	1.29	
117	MPB33F2-1	38	3,060	1,595	11.4%	1.07	*2
<b>(C) Dagana</b>							
59	MPC33F6-1	6	652	277	17.6%	1.63	
97	MPC33F6-2	3	631	361	13.1%	1.21	
129	MPC33F2-1	865	90,597	77,723	6.3%	0.72	*
<b>(E) Haa</b>							
14	MPE11F2-1	12	753	73	23.5%	2.30	
<b>(F) Lhuntse</b>							
1	MPF11F1-7	3	646	505	57.7%	6.05	
27	MPF33F6-4	17	1,271	46	19.0%	1.82	
40	MPF11F4-1	36	3,514	2,187	17.8%	1.62	
66	MPF11F1-5	64	7,019	3,824	16.5%	1.50	
78	MPF11F4-2	17	1,574	618	14.5%	1.34	
92	MPF33F6-3	8	587	28	14.7%	1.38	
100	MPF33F6-8	189	23,081	10,824	13.8%	1.27	
101	MPF11F3-4	43	3,951	2,053	13.5%	1.24	
110	MPF33F6-7	132	17,708	7,703	13.1%	1.21	
121	MPF11F5-2	312	36,829	25,587	12.3%	1.15	
<b>(G) Mongar</b>							
11	MPG11F12-3	4	392	81	24.8%	2.41	
23	MPG33F5-1	85	10,263	4,144	21.2%	1.98	
43	MPG11F12-2	15	923	403	16.2%	1.49	
47	MPG11F2-1	8	479	46	17.7%	1.67	
48	MPG11F12-1	9	569	167	16.2%	1.50	
55	MPG11F12-5	6	427	39	15.1%	1.41	
56	MPG33F3-1	228	20,938	6,548	16.5%	1.53	
65	MPG33F7-1	31	3,416	965	16.2%	1.50	
73	MPG33F14-1	289	35,578	17,756	15.8%	1.45	
83	MPG11F1-1	84	10,400	8,792	15.0%	1.36	
96	MPG33F10-1	134	13,652	4,123	13.6%	1.26	
103	MPG33F14-3	11	872	191	13.1%	1.22	
<b>(H) Paro</b>							
38	MPH11F2-2	16	973	126	16.7%	1.57	
69	MPH11F4-1	2	374	440	17.8%	1.57	
105	MPH33F3-1	13	918	731	12.4%	1.15	
106	MPH33F3-2	17	2,268	3,073	13.4%	1.22	
111	MPH11F1-3	9	914	1,208	13.0%	1.19	
<b>(I) Pemagatshel</b>							
19	MPI33F2-3	96	7,641	4,007	24.3%	2.27	
85	MPI33F2-2	7	763	539	15.6%	1.42	
93	MPI33F3-2	520	61,289	46,576	14.8%	1.35	
<b>(J) Punakha</b>							
125	MPJ33F1-9	84	13,168	14,975	12.0%	1.12	*
126	MPJ33F1-5	45	5,152	4,031	11.2%	1.06	*
128	MPJ33F1-2	26	2,414	1,990	8.7%	0.88	*
130	MPJ33F1-6	12	1,079	1,143	8.3%	0.86	*
<b>(K) Samdrup Jongkhar</b>							
6	MPK33F3-1	20	1,713	808	31.5%	3.07	
25	MPK33F7-7	66	6,028	2,588	20.6%	1.91	
28	MPK11F7-2	274	20,073	16,375	20.7%	1.86	
41	MPK33F1-1	950	82,024	54,389	17.9%	1.62	
46	MPK33F3-2	103	7,362	2,937	17.1%	1.58	
58	MPK33F6-1	11	685	174	16.1%	1.50	
64	MPK33F7-1	115	14,899	12,188	13.6%	1.25	
89	MPK33F3-3	20	1,387	740	13.7%	1.26	
91	MPK33F3-4	438	50,263	35,827	14.4%	1.31	
102	MPK11F7-9	174	15,957	16,626	13.7%	1.25	
114	MPK33F3-6	41	3,099	1,533	12.5%	1.16	
<b>(L) Samtse</b>							
20	MPL11F1-1	366	24,072	17,088	19.5%	1.77	
30	MPL33F2-6	9	487	101	18.3%	1.72	
34	MPL33F2-5	13	731	316	17.0%	1.57	
37	MPL11F1-4	50	2,972	1,775	17.5%	1.59	
42	MPL11F5-14	28	1,562	832	16.9%	1.55	
45	MPL11F5-5	519	34,548	28,176	16.9%	1.52	
86	MPL33F2-11	23	1,862	1,258	14.0%	1.28	
87	MPL33F2-10	32	2,227	1,081	13.5%	1.25	
104	MPL11F5-1	159	12,181	12,202	13.0%	1.20	
109	EXL15	1,144	87,509	93,735	12.4%	1.15	
112	MPL11F6-4	40	2,865	2,382	12.1%	1.13	
120	MPL11F1-2	189	13,953	12,360	11.5%	1.08	
<b>(M) Sarpang</b>							
3	MPM33F3-1	35	5,400	6,675	41.0%	3.77	
5	MPM33F2-4	64	4,442	1,185	14.3%	1.33	
7	MPM11F2-3	260	16,217	6,474	29.5%	2.87	
10	MPM11F2-1	12	1,126	1,154	30.0%	2.71	
16	MPM11F1-2	41	1,764	477	22.6%	2.16	
17	MPM11F4-6	35	2,199	985	24.1%	2.27	
22	MPM11F4-7	10	527	175	18.6%	1.73	
24	MPM11F2-2	17	975	13	18.0%	1.72	
36	MPM11F4-5	35	2,057	635	16.8%	1.56	
54	MPM33F2-21	23	1,780	785	15.7%	1.45	
60	MPM33F1-1	34	2,265	443	15.1%	1.41	
63	MPM11F1-1	45	2,949	1,483	15.2%	1.40	
115	MPM11F4-1	195	17,088	17,604	11.9%	1.11	
127	MPM33F1-2	590	65,764	55,323	10.3%	0.99	*
<b>(O) Trashigang</b>							
13	MPO11F3-1	17	932	37	24.8%	2.47	
15	MPO11F9-14	83	8,527	5,013	26.6%	2.50	
26	MPO11F9-2	317	33,372	16,629	20.9%	1.93	
31	MPO33F8-1	75	8,055	3,797	15.8%	1.45	
39	MPO11F1-3	400	43,078	28,396	18.7%	1.69	
50	MPO11F7-5	5	351	69	14.9%	1.38	
57	MPO11F9-1	18	2,201	2,911	18.4%	1.61	
71	MPO11F9-7	282	25,498	15,446	14.3%	1.31	
75	MPO11F7-2	8	868	519	15.2%	1.39	
76	MPO11F9-13	23	1,598	442	14.7%	1.36	
80	MPO11F9-15	23	1,820	966	14.8%	1.36	
82	MPO11F9-17	145	24,923	8,860	15.1%	1.38	
88	MPO11F3-2	5	1,366	2,034	15.1%	1.34	*
98	MPO11F1-1	121	12,235	11,077	14.2%	1.29	
108	MPO11F2-1	84	8,004	6,545	13.5%	1.23	
<b>(P) Trashiyangtse</b>							
32	MPP33F1-13 2	35	4,485	1,858	19.2%	1.77	
35	MPP33F1-13 1	15	941	123	16.8%	1.57	
49	MPP33F1-18	336	35,425	15,950	15.6%	1.43	
72	MPP33F1-8	359	36,573	13,636	15.6%	1.44	
74	MPP33F1-14	63	7,491	3,747	15.4%	1.41	
90	MPP33F1-9 1	66	5,856	1,379	13.7%	1.27	
<b>(Q) Trongsa</b>							
77	MPQ33F1-13	384	56,428	37,905	15.2%	1.38	
81	MPQ33F1-10	86	9,904	4,317	14.4%	1.33	
95	MPQ33F1-8	229	32,308	26,229	13.9%	1.27	
116	MPQ33F1-7	7	595	198	11.6%	1.09	
<b>(R) Tsirang</b>							
21	MPR33F2-1	553	48,549	19,669	15.4%	1.42	
33	MPR33F1-1	907	85,579	39,505	14.1%	1.30	
51	MPR33F2-5	46	3,334	436	15.0%	1.40	
61	MPR11F2-1	42	2,743	1,153	15.0%	1.38	
68	MPR33F3-1	1,691	190,781	107,719	14.9%	1.36	
99	MPR11F1-1	30	2,224	1,482	12.4%	1.15	*2
<b>(S) Wangduephodrang</b>							
94	MPS11F1-1	203	39,219	53,043	14.9%	1.33	
118	MPS33F3-1	734	89,466	71,565	12.6%	1.17	*2
<b>(T) Zhemgang</b>							
119	MPT33F2-6	708	101,269	94,297	12.4%	1.15	
123	MPT33F3-1	628	87,217	68,784	12.3%	1.14	*
<b>TOTAL</b>			<b>21,519</b>	<b>2,214,793</b>	<b>1,579,952</b>		

\* The Phase was changed from 2 to 1 after genuine economic evaluation.

\*2 The feeder was cut and part of the feeder was sent to Phase-2.

\*3 The feeder was changed from 1 to 2 after genuine economic evaluation.

\*4 Those were subfeeders cut from the feeder of \*2 and sent to Phase-2.

Dagana MPC33F2-1 includes 396 households connected to existing line to be replaced.

Prepared by JICA Study Team

JICA 調査団作成、(注) 2つ以上の県を通過するフィーダは、根元が属する県に含めた。

### 16.3.2 第 11 次 5 年計画 のオングリッド電化計画

フェーズ-2 となる第 11 次 5 年計画では、213 フィーダ中、フェーズ-1 で実施した残りの 83 フィーダを、建設することになる。電化率 100%のターゲット年である 2020 までのフェーズ-3 を待つことなく、フェーズ-2 でオングリッド電化は終了する計画となる。

フェーズ-2 で建設するフィーダリストを、表-16.3.2 に示す。フェーズ-2 の IRR は、第 11 次 5 年計画開始時 2012 年の需要、便益を用いて算出している。

第 11 次 5 年計画のオングリッド投資額合計は US\$22.1 百万、配電線建設総距離は 742 km となる。オングリッド電化世帯数は、2007 年換算の世帯数で、7,819 世帯となる。高い IRR のフィーダはすでにフェーズ-1 で実施されているので、フェーズ-2 実施フィーダの IRR は、比較的低くなる。フィーダ中、最高の IRR はタシガン県の MPO11F1-8 で 22% である。次にチュカ県の MPB33F2-7 が 21.4%で続くが、これは純粋な経済評価のフェーズ分けではフェーズ-1 となっていたものである。最低はサムツェ県の MPL33F2-12 で 7% であった。フェーズ-2 で IRR が 12%を下回るのは、47 フィーダである。

第 11 次 5 年計画終了時のフェーズ別の配電線延長図を、図-16.3.1 に図示する。また、県別及びフェーズ別にまとめた、世帯数、村落数、配電線距離、建設コストを、表-16.3.3 に示す。世帯数、村落数、配電線距離、建設コスト共に、約 7 割が第 10 次 5 年計画に集中する。距離は第 10 次 5 年計画で 1,580 km、第 11 次 5 年計画で 742 km、合計で 2,322 km となる。投資額は、第 10 次 5 年計画で US\$49.2 百万、第 11 次 5 年計画で US\$22.1 百万の配分となり、合計 US\$71.4 百万となる。



表-16.3.2 フェーズ-2(第11次5ヵ年計画)の実施フィーダリスト

No.	Feeder Name	HH 2007	Investment (1,000 Nu.)	Distance (m)	IRR	B/C	Note
<b>(B) Chukha</b>							
132	MPB33F2-7	111	10,144	6,929	21.4%	1.95	*3
138	MPB33F2-5	20	1,494	1,014	14.1%	1.29	
140	MPB33F3-1	4	389	41	13.8%	1.28	
167	MPB33F5-3	18	2,749	3,523	11.8%	1.10	
172	MPB33F2-4	4	435	139	11.6%	1.09	*4
203	MPB11F3-4	5	534	619	8.6%	0.89	
208	MPB33F2-2	24	2,573	2,663	8.1%	0.85	
<b>(C) Dagana</b>							
182	MPC33F3-1	431	60,659	54,719	10.8%	1.03	
194	MPC33F1-2	73	8,093	3,284	10.1%	0.96	
206	MPC33F6-3	18	2,108	1,293	8.6%	0.86	
<b>(D) Gasa</b>							
195	MPD33F1-1	184	30,255	32,039	9.6%	0.95	
<b>(E) Haa</b>							
166	MPE11F1-2	10	1,276	1,436	12.0%	1.12	
191	MPE11F1-1	16	1,963	2,029	10.2%	0.99	
<b>(F) Lhuntse</b>							
148	MPF11F3-3	86	10,342	6,650	13.5%	1.24	
169	MPF33F6-6	14	1,808	798	11.8%	1.10	
176	MPF33F6-5	37	4,636	2,170	11.3%	1.06	
183	MPF11F3-2	6	1,029	1,112	10.7%	1.03	
185	MPF11F3-7	25	2,897	2,103	10.6%	1.02	
198	MPF11F1-1	96	13,931	11,569	9.4%	0.93	
200	MPF11F5-1	26	3,253	2,592	9.3%	0.92	
212	MPF33F6-1	72	11,554	7,383	8.2%	0.84	
<b>(G) Mongar</b>							
135	MPG11F2-3	177	24,881	24,269	14.6%	1.32	
188	MPG11F12-4	16	1,593	1,233	10.4%	1.00	
189	MPG33F11-1	18	1,966	642	10.6%	1.00	
<b>(H) Paro</b>							
147	MPH33F1-5	4	694	768	13.7%	1.24	*4
168	MPH33F2-3	2	566	612	11.8%	1.10	
193	MPH33F2-2	12	1,558	1,747	9.8%	0.96	
202	MPH11F1-4	1	540	881	8.6%	0.91	
205	MPH33F2-1	11	1,628	1,571	8.7%	0.88	
207	MPH11F2-3	17	3,749	6,719	7.8%	0.86	
<b>(I) Pemagatshel</b>							
152	MPI33F1-1	1,154	157,296	101,859	13.0%	1.20	
186	MPI33F3-5	4	407	38	10.8%	1.02	
190	MPI33F3-1	66	9,785	6,875	10.4%	0.99	*4
<b>(J) Punakha</b>							
160	MPJ11F1-2	15	3,211	5,426	12.6%	1.16	
<b>(K) Samdrup Jongkhar</b>							
144	MPK11F2-3	8	570	343	13.8%	1.27	
145	MPK11F2-4	929	143,273	79,483	13.8%	1.26	
146	MPK11F5-4	56	4,563	3,933	13.6%	1.25	*3
150	MPK33F7-4	148	14,085	9,435	13.2%	1.22	
163	MPK33F3-18	10	820	699	12.3%	1.14	
187	MPK11F5-3	43	5,810	7,547	10.5%	1.01	
192	MPK33F3-8	39	4,874	4,234	9.9%	0.97	
197	MPK33F3-10	5	977	1,281	9.2%	0.93	
<b>(L) Samtse</b>							
134	MPL33F1-15	396	34,579	25,347	15.2%	1.38	
137	MPL33F2-7	223	17,853	12,388	14.1%	1.29	
139	MPL11F4-1	93	7,094	7,174	14.1%	1.28	
154	MPL11F3-1	42	3,164	3,418	13.0%	1.19	
157	MPL33F2-3	4	399	160	12.5%	1.16	
164	MPL11F6-1	51	4,039	4,409	12.2%	1.13	
179	MPL11F2-1	13	1,077	1,517	11.0%	1.05	
199	MPL33F2-4	6	550	447	9.3%	0.92	
201	MPL33F2-1	17	1,702	1,682	9.1%	0.91	
213	MPL33F2-12	7	750	722	6.8%	0.76	
<b>(M) Sarpang</b>							
156	MPM33F2-5	763	84,891	67,112	12.7%	1.18	
170	MPM11F3-5	24	2,120	1,997	11.7%	1.10	
173	MPM33F2-1	78	7,365	4,878	11.4%	1.08	
175	MPM33F2-22	14	1,216	1,169	11.3%	1.07	*4
181	MPM33F4-1	344	38,980	30,639	11.0%	1.04	
<b>(N) Thimphu</b>							
184	MPN33F2-1	14	1,604	1,482	10.7%	1.03	
<b>(O) Trashigang</b>							
131	MPO11F1-8	244	27,338	15,981	22.0%	2.01	
133	MPO11F7-1	5	393	175	15.9%	1.46	
141	MPO11F2-4	30	2,798	1,627	13.9%	1.28	*3
149	MPO11F6-1	39	3,816	2,921	13.5%	1.24	
151	MPO11F7-7	62	5,800	4,139	13.2%	1.21	
159	MPO11F7-3	11	822	711	12.5%	1.16	
174	MPO11F10-1	4	435	237	11.4%	1.07	
177	MPO11F3-3	15	1,737	1,723	11.1%	1.05	
210	MPO11F9-11	14	2,065	2,014	8.1%	0.85	
211	MPO11F7-4	3	341	146	8.5%	0.84	
<b>(P) Trashiyangtse</b>							
142	MPP33F1-1	346	51,063	28,448	13.8%	1.27	
158	MPP33F1-7	7	611	124	12.5%	1.16	
<b>(Q) Trongsa</b>							
153	MPQ33F1-3	223	36,591	26,991	13.0%	1.20	
<b>(R) Tsirang</b>							
204	MPR11F1-2	30	3,182	3,623	8.6%	0.89	
<b>(S) Wangduephodrang</b>							
136	MPS33F3-24	4	378	98	13.9%	1.29	*3
155	MPS33F3-23	52	4,910	2,636	12.8%	1.19	
161	MPS33F3-37	13	1,486	1,111	12.5%	1.16	
162	MPS33F3-5	158	22,647	18,449	12.3%	1.14	
171	MPS33F3-31	18	3,753	3,538	11.6%	1.09	
178	MPS33F3-33	59	9,700	10,490	11.1%	1.05	
180	MPS33F3-4-2	201	29,382	27,756	11.0%	1.05	
196	MPS11F2-1	4	1,298	2,009	9.2%	0.94	
209	MPS33F3-34	17	4,325	5,280	8.0%	0.85	
<b>(T) Zhemgang</b>							
143	MPT33F2-2	116	15,625	11,475	13.8%	1.27	
165	MPT33F1-3	40	3,488	1,938	12.1%	1.13	
<b>TOTAL</b>		<b>7,819</b>	<b>996,217</b>	<b>741,885</b>			

\* The Phase was changed from 2 to 1 after genuin economic evaluation.

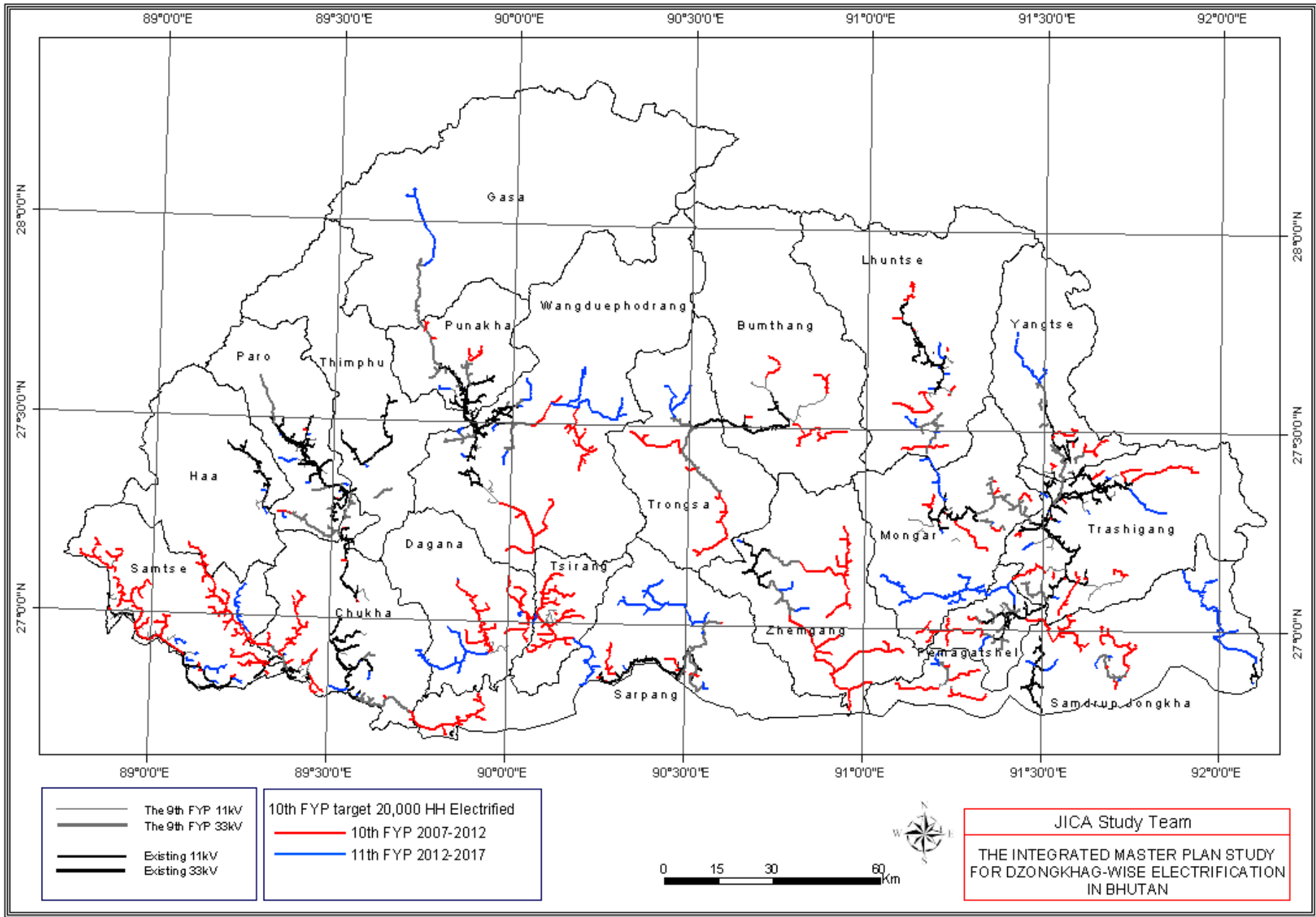
\*2 The feeder was cut and part of the feeder was sent to Phase-2.

\*3 The feeder was changed from 1 to 2 after genuin economic evaluation.

\*4 Those were subfeeders cut from the feeder of \*2 and sent to Phase-2.

(注) 2つ以上の県を通過するフィーダは、根元が属する県に含めた。

JICA 調査団作成



JICA 調査団作成

図-16.3.1 フェーズ別オングリッド地方電化計画

表-16.3.3 県別のフェーズ別計画世帯数、村落数、距離、コスト

Dzongkhag	On-grid Household Number <sup>*</sup>			On-grid Village Number			Line Length (m)			Investment (x US\$1,000)		
	Phase-1	Phase-2	TOTAL	Phase-1	Phase-2	TOTAL	Phase-1	Phase-2	TOTAL	Phase-1	Phase-2	TOTAL
Bumthang	475	0	475	30	0	30	64,454	0	64,454	1,436	0	1,436
Chukha	1422	279	1701	63	15	78	94,186	31,376	125,562	2,718	699	3,416
Dagana	1731	429	2160	48	17	65	131,861	42,850	174,711	4,250	1,283	5,533
Gasa	0	184	184	0	7	7	0	32,039	32,039	0	672	672
Haa	182	26	208	8	2	10	20,925	3,465	24,389	519	69	588
Lhuntse	821	362	1183	46	27	73	53,376	34,379	87,755	2,137	1,099	3,236
Mongar	1057	1310	2367	44	82	126	62,856	111,164	174,019	2,651	3,843	6,494
Paro	57	47	104	5	6	11	5,577	12,297	17,874	121	194	315
Pemagatshel	470	125	595	16	10	26	31,521	23,752	55,273	1,074	511	1,585
Punakha	167	15	182	15	2	17	22,139	5,426	27,565	485	71	556
Samdrup Jongkhar	2212	1221	3433	83	45	128	144,186	106,173	250,358	4,522	3,860	8,382
Samtse	3658	852	4510	119	41	160	243,224	57,265	300,488	6,230	1,582	7,813
Sarpang	1385	1223	2608	59	64	123	92,646	105,796	198,443	2,744	2,990	5,735
Thimphu	0	14	14	0	1	1	0	1,482	1,482	0	36	36
Trashigang	1606	444	2050	67	15	82	102,740	30,457	133,197	3,841	1,041	4,881
Trashi Yangtse	874	353	1227	31	20	51	36,694	28,571	65,265	2,017	1,148	3,165
Trongsa	706	223	929	33	11	44	68,650	26,991	95,641	2,205	813	3,018
Tsirang	2423	30	2453	69	1	70	117,228	3,623	120,851	5,220	71	5,291
Wangduephodrang	937	526	1463	65	37	102	124,608	71,367	195,975	2,860	1,731	4,590
Zhemgang	1336	156	1492	57	7	64	163,081	13,412	176,493	4,189	425	4,613
<b>TOTAL</b>	<b>21,519</b>	<b>7,819</b>	<b>29,338</b>	<b>858</b>	<b>410</b>	<b>1,268</b>	<b>1,579,952</b>	<b>741,885</b>	<b>2,321,837</b>	<b>49,218</b>	<b>22,138</b>	<b>71,356</b>
Percentage	73.3%	26.7%	100.0%	67.7%	32.3%	100.0%	68.0%	32.0%	100.0%	69.0%	31.0%	100.0%

\*: The households are all forecast number in 2007, in order to apply it to calculate electrification percentage

Dagana includes 396 households for existing line replacement

JICA 調査団作成

### 16.3.3 フェーズごとの系統解析結果

各開発フェーズ終了時点（2012年、2017年、2020年）の系統解析結果を **Appendix B-II-1** および **Appendix B-II-3** に示す。

解析の結果、既設配電線の張替や電圧調整器の設置が必要と判断される配電線について、解析結果より明らかになった問題点と、提案するその解決策を以下に示す。

1) サルパン県の Hiley 郡、タシガン県の Sakteng 郡、タシガン県の Kangpara 郡

これらの地域に供給する配電線工事は、第 10 次 5 ヶ年計画から実施される予定であるが、系統解析結果からは、電化時点で電圧降下は既に 13%程度となるため、電圧改善のための電圧調整器の設置は配電線延長と同時に行う必要があると判断される。

2) サムドゥップジョンカ県の Lauri、Serthing 郡

この地域に供給する配電線工事は、第 11 次 5 ヶ年計画から実施される予定である。系統解析結果からは、電化時点で電圧降下は 50%以上となる。電圧改善のための電圧調整器の設置は、配電線延長と同時に行う必要があると判断される。

3) サムツェ県の Namgyel Chholing 郡

この地域に供給する配電線工事は、第 10 次 5 ヶ年計画から実施される計画であり、電圧改善のために電圧調整器の 2 台の設置と、既設配電線の 20 km の張替が必要となる。なお、系統解析結果からは、既設配電線の張替は 2012 年時点では 12 km のみが必要となり、残りの 8 km については第 11 次計画時点に実施すれば問題ないことが分かる。

表-16.3.4 開発フェーズごとの系統解析結果 —電圧降下とその改善策—

Dzongkhag	Gewog			2012	2017	2020
Samdrup Jongkhar	Lauri, Serthing	Countermeasure		---	1 SVR Installing	1 SVR Installing
		Voltage Drop	Before	---	Over 50%	Over 50%
			After	---	8%	10%
Samtse	Namgyel Chholing	Countermeasure		2 SVR Installing Re-conductor from Rabbit to Dog, 12 km	2 SVR Installing Re-conductor from Rabbit to Dog, 20 km	2 SVR Installing Re-conductor from Rabbit to Dog, 20 km
		Voltage Drop	Before	37%	Over 50%	Over 50%
			After	8%	9%	10%
Sarpang	Hiley	Countermeasure		1 SVR Installing	1 SVR Installing	1 SVR Installing
		Voltage Drop	Before	13%	14%	15%
			After	8%	8%	9%
Trashigang	Sakteng	Countermeasure		1 SVR Installing	1 SVR Installing	1 SVR Installing
		Voltage Drop	Before	13%	16%	18%
			After	8%	8%	9%
	Kangpara	Countermeasure		1 SVR Installing	1 SVR Installing	1 SVR Installing
		Voltage Drop	Before	13%	14%	15%
			After	7%	7%	7%

JICA 調査団作成

### 16.4 オフグリッド電化計画

本マスタープランの対象となる未電化世帯数は、2020 年の予測値で全国 44,218 世帯となる。オフグリッドでの電化計画世帯数は、2020 年において、上記世帯数の 11.6% に当たる 5,133 世帯となる。この世帯数は 2007 年時点の予測では 3,918 世帯となる。

オフグリッド電化のシステムは基本的に太陽光のソーラーホームシステムとし、電源ポテンシャルの高い小水力発電は、ドナーからの無償支援が確保された場合に、オプションとして導入する。したがって、マスタープランでは、配電線延長によるオングリッド電化とソーラーホームシステムによるオフグリッド電化で、プロジェクトコストの算出と経済評価を行い、小水力発電のプロジェクトコストはマスタープランの実施コストの中には計上していない。

ブータン政府は、ソーラーホームシステムについてもその実施の資金をドナーからの無償援助に依存する方針としている。以下に説明するように、第 10 次 5 カ年計画でのオフグリッド電化目標世帯数を設定するが、無償援助に依存していることから、計画実施の期間に幅を持たせる。すなわち、本マスタープランではプロジェクトコスト算定と電化率算定に使用するオフグリッド電化世帯数の算出は、第 11 次 5 カ年計画にまとめて行った。

第 10 次 5 カ年計画でのオフグリッド電化計画は、DOE の方針に基づき、2,000 世帯の電化達成を目標とする。現実的な方法として世帯の選定は村落単位で行う。第 10 次 5 カ年計画時に行うべきオフグリッド電化の実際の村落選定は、第 10 次 5 カ年計画のフィージビリティ調査で行うことになるが、ここではその村落選定の方針を示す。

以下を、第 10 次 5 カ年計画におけるオフグリッド電化村落の選定方針とする。

- 第 10 次 5 カ年計画においてオングリッドによる電化率の低い県から優先的に選定する。

■ 2020 年以降も配電線延長の著しく困難と判断される地域から優先的に選定する。

選定方針 1)は、第 10 次 5 ヶ年計画終了時の各県の電化率を極力等しくするための方針である。各県の電化はオングリッドとオフグリッドにより行われ、オングリッド電化計画はすでに確定した。したがって、オングリッド電化計画により達成される電化率の低い県より優先的にオフグリッド電化を進め、その県の電化率を高める。

具体的に第 10 次 5 ヶ年計画で実施するオフグリッド電化世帯数を以下のように決めた。

まず、第 10 次 5 ヶ年計画終了時の県のオングリッド電化率に対し、第 10 次 5 ヶ年計画に実施すべきオフグリッド電化の目標割合を表-16.4.1 のように定めた。ここで目標としている割合は対象県の最終的なオフグリッド計画世帯数全体に対する第 10 次 5 ヶ年計画の割合である。

表-16.4.1 オングリッド電化率とオフグリッド電化目標値

10th FYP On-grid Electrified %	10th FYP Target off-grid HH %
0-40%	100%
40-75%	95%
75-85%	60%
85-90%	10%

JICA 調査団作成

次に、各県を第 10 次 5 ヶ年計画オングリッド電化率の低い順に並べ、このオングリッド電化率に応じて設定したオフグリッド電化目標割合を乗じ、第 10 次 5 ヶ年計画のオフグリッド電化世帯を設定した。これを、表-16.4.2 に示す。

表-16.4.2 第 10 次 5 ヶ年計画オフグリッド電化世帯数

Dzongkhag	10th FYP On-grid Electrified %	Total Off-grid HH Number	10th FYP Target off-grid HH %	10th FYP off-grid Electrified	10th FYP On + off grid Electrified %
Gasa	36.4%	178	100%	178	67.7%
Mongar	69.1%	498	95%	473	77.2%
Sarpang	69.9%	385	95%	366	77.0%
Samdrup Jongkhar	70.7%	401	95%	381	77.5%
Lhuntse	75.2%	294	50%	147	80.7%
Wangdue phodrang	78.7%	374	50%	187	83.1%
Dagana	78.9%	200	50%	100	82.3%
Zhemgang	81.9%	265	50%	133	87.6%
Trongsa	85.3%	32	10%	3	85.4%
Samtse	85.9%	255	10%	26	86.3%
Trashiyangtse	87.5%	35	10%	4	87.6%
Chukha	87.6%	284	10%	28	88.3%
Haa	92.1%	69	0%	0	92.1%
Thimphu	93.0%	121	0%	0	93.0%
Trashigang	93.1%	156	0%	0	93.1%
Pemagatshel	93.8%	48	0%	0	93.8%
Tsirang	95.0%	141	0%	0	95.0%
Punakha	95.5%	93	0%	0	95.5%
Paro	97.3%	70	0%	0	97.3%
Bumthang	99.1%	19	0%	0	99.1%
<b>TOTAL</b>	<b>84.1%</b>	<b>3,918</b>		<b>2,025</b>	<b>86.5%</b>

The household number applies the forecasted number in 2007

JICA 調査団作成

特に、第 10 次 5 カ年計画でオングリッド電化率の低いガサ県、モンガル県、サルパン県、サムドゥップ・ジョンカ県に、オフグリッド電化システムを重点的に導入することになる。なお、実施の世帯選定は、このオフグリッド電化世帯数に合うように、該当県の村落を選定することになる。

選定方針 2)は、配電線延長が実質的に不可能な地域は、優先的に早期のオフグリッド電化を実現させるという方針である。方針に基づき、地形上の問題を有する地域およびグリッドまでの距離が長くかつ需要家数が少ない地域を、表-16.4.3 を挙げる。

表-16.4.3 オフグリッド優先電化地域

Off-grid Priority Dzongkhag	Priority Areas
Gasa	All Lunana Gewog
Mongar	Southern Saleng Gewog
Sarpang	Northern Lhamoizimkha, northern Deorali, central Dekiling
Samdrup Jongkhar	Southern Langchenphu, western Orong Gewog
Lhuntse	Central and northern Khoma Gewog
Wangdue phodrang	Southern Bjena, Southern and central Athang Gewog
Dagana	
Zhemgang	Northern Phangkhar, Northern Bjoka Gewog
Trongsa	Northern Langthil Gewog
Samtse	Northern Namgyeltchholing Gewog
TrashiYangtse	
Chukha	Northern Dungna Gewog

JICA 調査団作成

オフグリッド電化の実施・資金計画の詳細は、19 章で述べる。

第 11 次 5 カ年計画のオフグリッドは、第 10 次 5 カ年計画で導入されなかった全てのオフグリッド電化計画世帯が、導入の対象となる。第 10 次 5 カ年計画の 2,000 世帯のオフグリッド電化が達成されているとすると、2007 年換算世帯数で、約 1,900 世帯が対象となる。

### 16.5 地方電化の電化率

最適地方電化マスタープランによる地方電化の電化率を算出した。ここで各県の地方電化対象世帯数は、15.4 章で述べたとおり、第 9 次 5 カ年計画終了時点での累積目標電化世帯数と、各 5 カ年計画における本マスタープランの電化対象世帯数の和として定義した。また、世帯数は 2007 年の予測世帯数を採用している。つまり、全国の地方電化対象世帯数は、第 9 次 5 カ年計画終了時の予定電化世帯数 40,536 世帯と本マスタープランによる電化対象世帯数 32,863 世帯 (2007 年世帯数) の和で、73,399 世帯である。都市部の電化世帯数はこれに含まれていない。

表-16.5.1 に県ごとの累積電化世帯数と電化率を示す。また、オングリッド電化率の変化を図示したものを、図-16.5.1 に示す。オフグリッド電化は第 10 次 5 カ年計画でも計画しているが、16.4 章で説明したように実施の資金源をドナーからの無償支援としているため、オフグリッドによる電化世帯数は第 11 次 5 カ年計画にまとめて計上した。

2007 年時点で 55.2%であったオングリッド電化率は、第 10 次 5 カ年計画終了時には 84.5%、第 11 次 5 カ年計画終了時には 94.7%となる。本マスタープランでは地方電化の

電化率 100%は第 11 次 5 カ年計画で達成されることになる。つまり、地方世帯の約 95%<sup>1</sup>が配電線に接続され、残りの 5%がオフグリッドとなる。

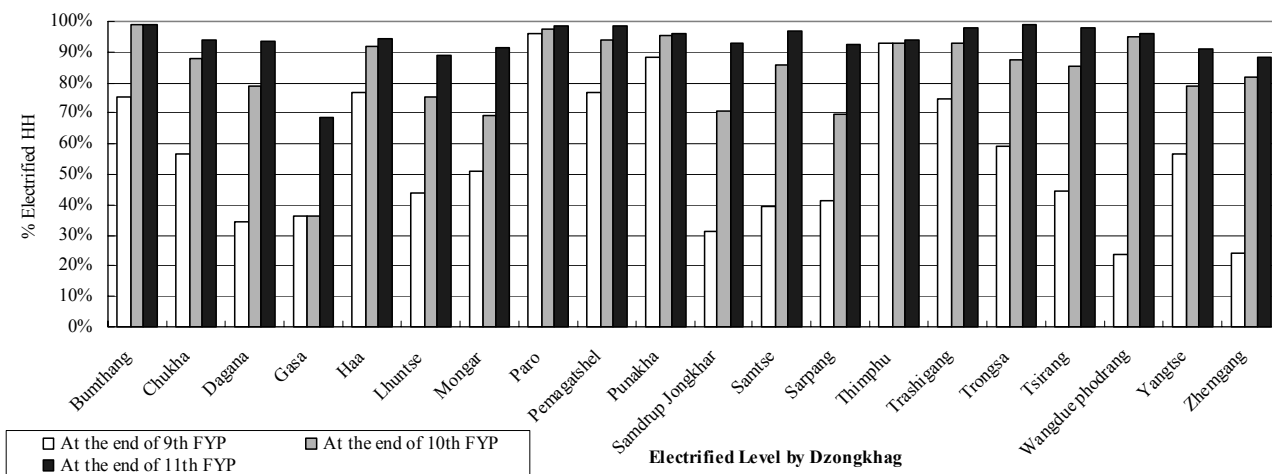
表-16.5.1 県別電化率

Dzongkhag	Target nos of Electrification	At the end of 9th FYP		At the End of 10th FYP			At the End of 11th FYP			
		On Grid Electrified Households	% On-grid Electrified	On Grid Electrified Households	off + non-electrified Households	% On-grid Electrified	On Grid Electrified Households	Off-grid Households	% On-grid Electrified	Total % Eletrified
Bumthang	2,012	1,518	75.4%	1,993	19	99.1%	1,993	19	99.1%	100%
Chukha	4,550	2,565	56.4%	3,987	563	87.6%	4,266	284	93.8%	100%
Dagana	2,983	1,019	34.2%	2,750	233	92.2%	2,783	200	93.3%	100%
Gasa	569	207	36.4%	207	362	36.4%	391	178	68.7%	100%
Haa	1,203	926	77.0%	1,108	95	92.1%	1,134	69	94.3%	100%
Lhunse	2,643	1,166	44.1%	1,987	656	75.2%	2,349	294	88.9%	100%
Mongar	5,851	2,986	51.0%	4,043	1,808	69.1%	5,353	498	91.5%	100%
Paro	4,387	4,213	96.0%	4,270	117	97.3%	4,317	70	98.4%	100%
Pemagatshel	2,772	2,129	76.8%	2,599	173	93.8%	2,724	48	98.3%	100%
Punakha	2,414	2,139	88.6%	2,306	108	95.5%	2,321	93	96.1%	100%
Samdrup Jongkhar	5,574	1,737	31.2%	3,940	1,634	70.7%	5,173	401	92.8%	100%
Samtse	7,879	3,114	39.5%	6,772	1,107	85.9%	7,624	255	96.8%	100%
Sarpang	5,093	2,100	41.2%	3,485	1,608	68.4%	4,708	385	92.4%	100%
Thimphu	1,933	1,798	93.0%	1,798	135	93.0%	1,812	121	93.7%	100%
Trashigang	8,752	6,546	74.8%	8,152	600	93.1%	8,596	156	98.2%	100%
TrashiYangtse	3,102	1,840	59.3%	2,714	388	87.5%	3,067	35	98.9%	100%
Trongsa	1,729	768	44.4%	1,474	255	85.3%	1,697	32	98.1%	100%
Tsirang	3,406	812	23.8%	3,235	171	95.0%	3,265	141	95.9%	100%
Wangdue phodrang	4,225	2,388	56.5%	3,325	900	78.7%	3,851	374	91.1%	100%
Zhemgang	2,322	565	24.3%	1,901	421	81.9%	2,057	265	88.6%	100%
<b>TOTAL</b>	<b>73,399</b>	<b>40,536</b>	<b>55.2%</b>	<b>62,046</b>	<b>11,353</b>	<b>84.5%</b>	<b>69,481</b>	<b>3,918</b>	<b>94.7%</b>	<b>100%</b>

All households were forecast number of the year 2007 to calculate electrified percentage, since existing electrified household in 9th FYP was only available in 2007.

\* Dagana includes 396 households connected to existing line to be replaced.

JICA 調査団作成



JICA 調査団作成

図-16.5.1 各フェーズ終了時の県別オングリッド電化率

## 16.6 経済評価

### 16.6.1 オングリッド電化の経済分析

この章では、最適化したオングリッド電化計画について、実施フェーズごとに経済評価を行い、その経済的妥当性を検討した。

<sup>1</sup> 既存、第 9 次 5 カ年計画の電化世帯を含んだ電化率。

表-16.6.1 に、各 5 カ年計画別の経済評価結果を取りまとめた。フェーズ-1 の第 10 次 5 カ年計画（2007～2012 年）は合計 US\$49.2 百万（2,214 百万 Nu.）の投資額を必要とし、その全体の IRR は 15%である。第 2 段階であるフェーズ-2 の第 11 次 5 カ年計画（2012～2017 年）では、US\$22.1 百万（990 百万 Nu.）の投資額で、IRR は 13%となる。年平均投資額は US\$7.0 百万円である。

表-16.6.1 配電線延長の経済評価のまとめ

	Unit	Phase-1	Phase-2
		2007-2012	2012-2017
Investment	Nu. million	2,215	996
	US\$ million	49.2	22.1
Distance	km	1,580	742
Household	Nos	21,519	7,819
EIRR	%	14.6%	12.8%

JICA 調査団作成

表-16.6.2 は、フェーズごとのキャッシュフローを表に示したものである。どのフェーズでも、IRR12%以上が確保されており、健全な経済性を有しているといえる。



表-16.6.2 ステージ別配電線延長のキャッシュフロー

Stage-1 (2007-2012)				Stage-2 (2012-2017)			
Phase-1	Nos. of HH	21,519		Phase-2	No of HH	7,819	
	Investment	2,215	million Nu.		Investment	996	million Nu.
	Distance	1,580	km		Distance	742	km
	Nos. of Feeders	130			Nos. of Feeders	83	
	IRR	14.6%			IRR	12.8%	
	B/C	1.19			B/C	1.06	

Unit: Thousand Nu.				Unit: Thousand Nu.			
Year	Economic Benefit	Economic Cost	Net Flow	Year	Economic Benefit	Economic Cost	Net Flow
Year 0	0	2,280,547	-2,280,547	Year 0	0	978,074	-978,074
Year 1	136,393	55,145	81,248	Year 1	52,986	26,040	26,946
Year 2	272,786	55,145	217,641	Year 2	105,972	26,040	79,931
Year 3	454,643	55,145	399,498	Year 3	176,619	26,040	150,579
Year 4	454,643	55,145	399,498	Year 4	176,619	26,040	150,579
Year 5	454,643	55,145	399,498	Year 5	176,619	26,040	150,579
Year 6	454,643	55,145	399,498	Year 6	176,619	26,040	150,579
Year 7	454,643	55,145	399,498	Year 7	176,619	26,040	150,579
Year 8	454,643	55,145	399,498	Year 8	176,619	26,040	150,579
Year 9	454,643	55,145	399,498	Year 9	176,619	26,040	150,579
Year 10	454,643	55,145	399,498	Year 10	176,619	26,040	150,579
Year 11	454,643	55,145	399,498	Year 11	176,619	26,040	150,579
Year 12	454,643	55,145	399,498	Year 12	176,619	26,040	150,579
Year 13	454,643	55,145	399,498	Year 13	176,619	26,040	150,579
Year 14	454,643	55,145	399,498	Year 14	176,619	26,040	150,579
Year 15	454,643	55,145	399,498	Year 15	176,619	26,040	150,579
Year 16	454,643	55,145	399,498	Year 16	176,619	26,040	150,579
Year 17	454,643	55,145	399,498	Year 17	176,619	26,040	150,579
Year 18	454,643	55,145	399,498	Year 18	176,619	26,040	150,579
Year 19	454,643	55,145	399,498	Year 19	176,619	26,040	150,579
Year 20	454,643	55,145	399,498	Year 20	176,619	26,040	150,579
Year 21	454,643	55,145	399,498	Year 21	176,619	26,040	150,579
Year 22	454,643	55,145	399,498	Year 22	176,619	26,040	150,579
Year 23	454,643	55,145	399,498	Year 23	176,619	26,040	150,579
Year 24	454,643	55,145	399,498	Year 24	176,619	26,040	150,579
Year 25	454,643	55,145	399,498	Year 25	176,619	26,040	150,579
Year 26	454,643	55,145	399,498	Year 26	176,619	26,040	150,579
Year 27	454,643	55,145	399,498	Year 27	176,619	26,040	150,579
Year 28	454,643	55,145	399,498	Year 28	176,619	26,040	150,579
Year 29	454,643	55,145	399,498	Year 29	176,619	26,040	150,579
Year 30	454,643	55,145	399,498	Year 30	176,619	26,040	150,579

JICA 調査団作成

16.6.2 オフグリッド電化（ソーラーホームシステム）の経済分析

ソーラーホームの経済評価では、通常のメンテナンスに加えて、各機器の想定寿命に基づく更新費用も計上されている。バッテリーは 4 年ごとの取替え、充電制御器とインバーターは 8 年ごとの取替え、ソーラーパネルは 25 年での取替えを想定している。各機器の減価償却は、定額法によるものとして、最終年である 30 年に、その残存価値が計上している。

ソーラーホームシステムの経済評価結果は 45 Wp の小型システムと 550 Wp の大型システムでは、まったく異なる結果となっている。小型のシステムの IRR が 25% であるのに対して、大型システムの IRR は、-9% の投資収益しか生まない。2 つのシステムの経済評価の乖離のために、大型システムを代替案としたオン/オフグリッドの評価では、オングリッド電化の優位性が強調され、未電化村落の 99.1% がオングリッド電化という判定に繋がった。

表-16.6.3 ソーラーホームシステムのキャッシュフロー表

Solar Home (Base Case)				Solar Home (Option-2)			
No of HH	1			No of HH	1		
Investment	13,304	Nu.		Investment	196,215	Nu.	
IRR		25%		IRR		-9%	
B/C		1.48		B/C		0.29	

Year	Unit:Nu.			Year	Unit:Nu.		
	Economic Benefit	Economic Cost	Net Flow		Economic Benefit	Economic Cost	Net Flow
Year 0	0	14,634	-14,634	Year 0	0	215,837	-215,837
Year 1	4,922	450	4,472	Year 1	11,598	630	10,968
Year 2	4,922	450	4,472	Year 2	11,598	630	10,968
Year 3	4,922	450	4,472	Year 3	11,598	630	10,968
Year 4	4,922	4,850	72	Year 4	11,598	29,670	-18,072
Year 5	4,922	450	4,472	Year 5	11,598	630	10,968
Year 6	4,922	450	4,472	Year 6	11,598	630	10,968
Year 7	4,922	450	4,472	Year 7	11,598	630	10,968
Year 8	4,922	6,431	-1,510	Year 8	11,598	115,311	-103,713
Year 9	4,922	450	4,472	Year 9	11,598	630	10,968
Year 10	4,922	450	4,472	Year 10	11,598	630	10,968
Year 11	4,922	450	4,472	Year 11	11,598	630	10,968
Year 12	4,922	4,850	72	Year 12	11,598	29,670	-18,072
Year 13	4,922	450	4,472	Year 13	11,598	630	10,968
Year 14	4,922	450	4,472	Year 14	11,598	630	10,968
Year 15	4,922	450	4,472	Year 15	11,598	630	10,968
Year 16	4,922	6,431	-1,510	Year 16	11,598	115,311	-103,713
Year 17	4,922	450	4,472	Year 17	11,598	630	10,968
Year 18	4,922	450	4,472	Year 18	11,598	630	10,968
Year 19	4,922	450	4,472	Year 19	11,598	630	10,968
Year 20	4,922	4,850	72	Year 20	11,598	29,670	-18,072
Year 21	4,922	450	4,472	Year 21	11,598	630	10,968
Year 22	4,922	450	4,472	Year 22	11,598	630	10,968
Year 23	4,922	450	4,472	Year 23	11,598	630	10,968
Year 24	4,922	6,431	-1,510	Year 24	11,598	115,311	-103,713
Year 25	4,922	9,103	-4,181	Year 25	11,598	101,606	-90,008
Year 26	4,922	450	4,472	Year 26	11,598	630	10,968
Year 27	4,922	450	4,472	Year 27	11,598	630	10,968
Year 28	4,922	4,850	72	Year 28	11,598	29,670	-18,072
Year 29	4,922	450	4,472	Year 29	11,598	630	10,968
Year 30	4,922	-9,067	13,989	Year 30	11,598	-116,225	127,823

JICA 調査団作成

## 16.7 県別地方電化マスタープラン

各県ごとのマスタープランの概要は以下のとおりである。各県ごとの未電化村落位置、2020 年のオン・オフグリッド図、フェーズ別の配電線延長計画図を、Appendix C-III-1 に示す。

なお、以下の説明に使用している世帯数および関連する割合は、各村落のオン・オフグリッドを決定した、2020 年の予測世帯数を基準としている。一方、電化率は、2007 年の予測世帯数を基準とし、第 9 次 5 ヶ年計画終了時の計画電化世帯数も含めた地方電化の電化率である。

### A. ブムタン県

2020 年で、未電化村の 86%にあたる 30 村落、世帯数では 96%にあたる 653 世帯が、グリッド延長により電化される計画である。この全てを第 10 次 5 ヶ年計画に実施する。オフグリッドは 5 村落、28 世帯となる。

配電線の延長は 64 km で、ジャカル変電所のほか、計画中のゴルパン変電所から全

て 11 kV により供給する予定である。MPA11F1 のフィーダは、8 km の生物回廊を通過することにより、絶縁電線を使用することになる。

オングリッド電化の事業費は約 65 百万 Nu.、オフグリッドは 0.62 百万 Nu.となっている。

オングリッド世帯電化率は 2007 年に 75%、第 10 次 5 年計画で 99%まで上昇する。残り 1%がオフグリッドとなる。

## B. チュカ県

2020 年で、未電化村の 72%にあたる 78 村落、86%にあたる 2,312 世帯がグリッド延長により電化される計画である。オフグリッドは、30 村落、387 世帯となる。

配電線の延長は約 126 km で、約 74%が 33 kV、残りが 11 kV となっている。94 km を第 10 次 5 年計画に、31 km を第 11 次 5 年計画に延長する。県内に環境保護地域は無い。

オングリッド電化の工事費は、第 10 次 5 年計画で 122 百万 Nu.、第 11 次 5 年計画で 32 百万 Nu.となり、合計 154 百万 Nu.となる。オフグリッド設備費用は、8.7 百万 Nu.である。

オングリッド世帯電化率は 2007 年で 56%であるが、第 10 次 5 年計画で 88%、第 11 次 5 年計画で 94%に達する。残りの 6%がオフグリッドである。

## C. ダガナ県

2020 年の計画で、未電化村の約 78%にあたる 64 村落、2020 年で 3,033 世帯がグリッド延長により電化される。これに、現在小水力で供給されており、6.6 kV 線を 33 kV 線に張り替えする必要がある 545 世帯(2020 年予想)が含まれる。オフグリッドは 18 村落、280 世帯となる。

配電線の延長は約 175 km で、全てが 33 kV 配電線である。内、132 km が第 10 次 5 年計画で、45 km の既存小水力配電線の張替えがここに含まれる。一方、43 km が第 11 次 5 年計画の延長となる。配電区域内に環境保護地域は存在しない。東部の Lajab、Tsangkha、Drugelgang 郡を除き、新設のゴシ変電所からの供給となる。なお、東部地域はチランから供給される。

オングリッド電化の工事費は第 10 次 5 年計画で 191 百万 Nu.、第 11 次 5 年計画で 58 百万 Nu.で 合計 249 百万 Nu.、となる。オフグリッドの設備費用は 6.3 百万 Nu.となっている。

オングリッド世帯電化率は 2007 年に 34%と低かったが、第 10 次 5 年計画で 92%、第 11 次 5 年計画で 93%となる。7%がオフグリッド世帯となる。

## D. ガサ県

県の半分以上が国立公園内に位置する。2020 年で、未電化村の約 33%にあたる 7 村落、2020 年世帯数の 51%にあたる 243 世帯がグリッド延長により電化される計画であり、フィーダは MPD33F1 の 33 kV 一本のみである。このフィーダは、マスタープランにおいて、EIA の TOR 案作成フィーダに選定された。配電線の延長は約 32 km で、第 11 次 5 年計画に延長される計画である。しかし、この配電線は環境保護地域に延長され、また、4~5 ヶ月の積雪がある急峻な山岳地を通過するため、建設や維持管理における困難が予想される。よって、小水力の適用が望ましい。

Lobesa 変電所をソースとする 33 kV 線は、プナカ、ガサ、ウォンデュポダンへの供給に対し、遮断器が一つしかない。各県へ別の遮断機を設置することを、F/S の段階で検討することが望ましい。

Lunana 郡はすべてオフグリッドである。オフグリッド世帯数はガサ県の未電化村落の49%に相当する233世帯で、他の県より群を抜いて割合が高い。オングリッド電化の工事費は30百万Nu.、オフグリッドの設備費用は5.2百万Nu.である。

オングリッド世帯電化率は、2007年に36%であり、第10次5ヵ年計画では同じ、第11次5ヵ年計画で69%となる。このため、第10次5ヵ年計画から重点的にオフグリッド電化を進めることが望ましい。オフグリッド電化率は31%と、全国で最も高い。

#### E. ハ県

2020年で、未電化村の約67%にあたる10村落、302世帯がグリッド延長により電化される計画である。県の約半分が国立公園であるが、未電化村落はこの地域内に確認されていない。オフグリッドは2020年で100世帯であり、未電化村落の約30%がオフグリッドとなる。

配電線の延長は約24kmで、約85%が33kV、残りは11kVとなっている。21kmを第10次5ヵ年計画に、3kmを第11次5ヵ年計画に延長する。南部はサムツェを通過してチュカから給電を受ける。

オングリッド電化の工事費は、第10次5ヵ年計画で23百万Nu.、第11次5ヵ年計画で3百万Nu.、合計で27百万Nu.、オフグリッドの設備費用は2.3百万Nu.となる。

2007年のオングリッド世帯電化率は、77%であった。第10次5ヵ年計画では92%まで上昇し、第11次5ヵ年計画で94%になる。6%がオフグリッド世帯電化率となる。

#### F. ルンツェ県

2020年で、未電化村の約71%にあたる73村落、未電化世帯の80%である1,484世帯がグリッド延長により電化される計画である。オフグリッドは368世帯である。

配電線延長は約88kmで、約33%が33kV、残りは11kVとなっている。53kmが第10次5ヵ年、34kmが第11次5ヵ年計画に延長される。県の多くが環境保護地域にあり、合計3.2kmの配電線が保護地域に入る。内、1.8kmが第10次5ヵ年計画に含まれる。

現在、モンガル県のKilikharからルンツェ県のTangmachuに延びている132kV送電線から、Aushoへの33kV線を直接引くことになっている。変電所の計画が、F/Sの段階で必要となる。

環境保護地域に入りグリッドから離れているKhoma郡を、優先的にオフグリッド電化を行うことが望ましい。

オングリッド電化の工事費は、第10次5ヵ年計画で96百万Nu.、第11次5ヵ年計画で49百万Nu.の、合計145百万Nu.である。オフグリッドの設備費用は8百万Nu.となる。

2007年時点でのオングリッド世帯電化率は44%であり、第10次5ヵ年計画では75%まで進む。第11次5ヵ年計画で89%になる。11%がオフグリッド世帯電化率となる。

#### G. モンガル県

2020年の計画で、未電化村の約69%にあたる126村落、83%にあたる3,044世帯が、グリッド延長により電化される。オフグリッド世帯数は642世帯と、全国最大の数となる。

配電線の延長は約 174 km で、約 80% が 33 kV、残りは 11 kV となっている。63 km が第 10 次 5 カ年計画に、111 km が第 11 次 5 カ年計画に実施されることになる。なお、南部の地域はペマガツェル県から供給される。環境保護地域は、ルンツェから延びてきたフィーダが 17 km 通過することになる。

オングリッド電化の工事費は、第 10 次 5 カ年計画で 120 百万 Nu.、第 11 次 5 カ年計画で 173 百万 Nu. の、合計 292 百万 Nu. である。オフグリッドの設備費用は 14 百万 Nu. となる。

2007 年オングリッド世帯電化率は、51% で、第 10 次 5 カ年計画では 69% となり、第 11 次 5 カ年計画で 91% になる。9% がオフグリッド世帯電化率となる

## H. パロ県

既に県の大部分が電化されている。2020 年には、未電化村の約 50% にあたる 11 村落、61% にあたる 142 世帯が、グリッド延長により電化される計画となっている。オフグリッドは 92 世帯となる。

配電線の延長は約 18 km で、約 48% が 33 kV、残りは 11 kV となっている。6 km を第 10 次 5 カ年計画で、12 km を第 11 次 5 カ年計画で実施する。北部の環境保護地域に村落が存在するが、配電線は延びず、オフグリッドとなる。

オングリッド電化の工事費は、第 10 次 5 カ年計画で 5 百万 Nu.、第 11 次 5 カ年計画で 9 百万 Nu.、合計 14 百万 Nu. である。オフグリッドの設備費用は 2 百万 Nu. となる。

2007 年オングリッド世帯電化率は 96% と、全国で最も高く、県の大半が既に系統に接続されている。第 10 次 5 カ年計画では 97% となり、第 11 次 5 カ年計画で 98% になる。最終的に 2% のみがオフグリッド世帯となる。

## I. ペマガツェル県

2020 年で、未電化村の約 79% にあたる 26 村落、93% にあたる 595 世帯が、グリッド延長により電化される計画である。オフグリッドは 48 世帯となる。

配電線の延長は約 55 km で、全てが 33 kV となっている。第 10 次 5 カ年計画で 32 km 第 11 次 5 カ年計画で 24 km が延長される。県内に環境保護地域はない。

オングリッド電化の工事費は、第 10 次 5 カ年計画で 48 百万 Nu.、第 11 次 5 カ年計画で 23 百万 Nu. の、合計 71 百万 Nu. であり、オフグリッドの設備費用は百万 Nu. となる。

2007 年オングリッド世帯電化率は、77% であった。第 10 次 5 カ年計画では 94% まで進み、第 11 次 5 カ年計画で 98% になる。2% がオフグリッド世帯となる。

## J. プナカ県

2020 年で、未電化村の約 49% にあたる 17 村落、66% にあたる 219 世帯が、グリッド延長により電化される計画である。オフグリッドは 112 世帯である。

配電線の延長は約 28 km で、22 km が第 10 次 5 カ年計画、5 km が第 11 次 5 カ年計画の実施となる。約 76% が 33 kV、残りは 11 kV となっている。県内の北半分が環境保護地域に含まれる。配電線の内 7 km は環境保護地区を経由することから、絶縁電線が使用される。これは、第 10 次 5 カ年計画で延長される。

Lobesa 変電所をソースとする 33 kV 線は、プナカ、ガサ、ウォンデュポダンへの供給に対し、遮断器が一つしかない。各県へ別の遮断機を設置することを、F/S の段階で検討することが望ましい。

オングリッド電化の工事費は、第10次5ヵ年計画で22百万Nu.、第11次5ヵ年計画で3百万Nu.の、合計25百万Nu.であり、オフグリッドの設備費用は2.5百万Nu.となる。

2007年オングリッド世帯電化率は89%と全国3位で、第10次5ヵ年計画で95.5%第11次5ヵ年計画で96.2%になる。配電線より遠隔地の4%がオフグリッド世帯となる

#### K. サムドゥップジョンカ県

未電化世帯数は、サムツェ県に次いで多く、2020年換算で4,842世帯が予測される。未電化村の約72%にあたる128村落、90%に相当する4,335世帯が、グリッド延長により電化される計画である。オフグリッドは507世帯と、モンガル県、サルパン県に次いで多い。

配電線の延長は約250kmで、約32%が33kV、残りは11kVとなっている。なお北東部のLauri、Serthing郡については、インドから供給される計画となっている。第10次5ヵ年計画で144km、第11次5ヵ年計画で106kmを延長する。東部は南からインドより給電を受ける。また、これを供給するフィーダのMPK11F2-4は国立公園を貫き、14kmの保護地域を通過する。さらに、インド側の電源が不安定であるため、このフィーダの先にある北東部のLauri郡は小水力による電化が望ましい。

オングリッド電化の工事費は、第10次5ヵ年計画で203百万Nu.、第11次5ヵ年計画で174百万Nu.の、合計377百万Nu.であり、オフグリッドの設備費用は11百万Nu.となる。

2007年オングリッド世帯電化率は31%であったが、第10次5ヵ年計画で71%となり、第11次5ヵ年計画で93%に達する。残りの7%がオフグリッド世帯電化率となる

#### L. サムツェ県

2020年の予測未電化世帯数は全国で最も多く、未電化村の約88%にあたる160村落、95%に相当する6,193世帯が、グリッド延長により電化される計画である。オフグリッドは348世帯である。

配電線の延長は約292kmで、234kmが第10次5ヵ年計画、57kmが第11次5ヵ年計画の延長となる。約45%が33kV、残りは11kVとなっている。未電化村落の存在する地域に環境保護地域はない。

東部のMayona、Dungtoe、Dorokha、Denchhukha、Tading郡はチュカ県から供給される。また北西部のBara、Tendu郡はインドのジャルダカ変電所から供給することとなる。電圧調整器の2台の設置と、既設配電線の20kmの張替が必要となっている。インド側の線路特性や需要は不明であるので、F/Sの段階で需要を踏まえた設備設計を行う必要がある。

オングリッド電化の工事費は、第10次5ヵ年計画で280百万Nu.、第11次5ヵ年計画で71百万Nu.の、合計352百万Nu.であり、オフグリッドの設備費用は8百万Nu.となる。

2007年オングリッド世帯電化率は40%であった。第10次5ヵ年計画では86%まで上昇し、第11次5ヵ年計画で97%まで達する。3%がオフグリッド世帯電化率となる。

### M. サルパン県

2020 年で、未電化村の約 76%にあたる 123 村落、87% の 3,791 世帯が、グリッド延長により電化される計画である。これは、サムツェ、サムドゥップジョンカ県に次ぐ。オフグリッドは 39 村落、モンガルに次いで多い 555 世帯となる。

配電線の延長は約 198 km で、92 km が第 10 次 5 カ年計画、106 km が第 11 次 5 カ年計画で延長される計画である。Lhamoizinkha 郡と Michula 郡はディーゼル発電機による供給が行われており、配電線延長の優先化が行われた。約 82%が 33 kV、残りは 11 kV となっている。西部の Lhamoi Zinkha、Deorali、Nichula 郡はチュカ県から、また Senge、Hiley 郡はチラン県から供給される。Hiley 郡にある Belkhola、Kharpani 周辺はゴレピュ変電所から供給され、電圧調整器を設置が必要になる。また、Gelephu 変電所には 33 kV 線のための設備がなく、F/S の段階で 132/33 kV 又は 66/33 kV の変圧器を考慮する必要がある。

4 本のフィーダが環境保護地域を通過し、その合計は 32 km である。内 2 本の 11.1 km が第 10 次 5 カ年計画の実施となっている。

オングリッド電化の工事費は、第 10 次 5 カ年計画で 123 百万 Nu.、第 11 次 5 カ年計画で 134 百万 Nu.の、合計 258 百万 Nu.であり、オフグリッドの設備費用は 12 百万 Nu.となる。

41%だった 2007 年オフグリッド電化率は、第 10 次 5 カ年計画で 68%、第 11 次 5 カ年計画で 92%になる。オフグリッド世帯電化率は、8%となる。

### N. ティンプー県

2020 年の計画で、未電化村の約 6%にあたる 1 村落、16 世帯が、グリッド延長により電化される。配電線の延長はわずか 1 km で、全て 33 kV である。第 10 次 5 カ年計画でのオングリッド電化世帯はゼロ、第 11 年次で 14 世帯を接続する。15 村落、141 世帯がオフグリッドとなる。オングリッド電化の工事費は 1.6 百万 Nu.となり、オフグリッドでは 3.2 百万 Nu.である。

2007 年のオングリッド世帯電化率は 93%で、北部の遠隔地を除き、既にほぼ全域が電化されている県である。第 10 次 5 カ年計画で電化世帯に変化はなく、第 11 次 5 カ年計画で 94%となる。残りは配電の困難な山岳地域であり、6%がオフグリッド世帯率となる。

### O. タシガン県

2020 年において未電化村の約 78%にあたる 82 村落、未電化村落の 93%にあたる 2,471 世帯が、グリッド延長により電化される計画である。オフグリッドは 192 世帯となる。

配電線は、102 km が第 10 次 5 カ年計画、31 km が第 11 次 5 カ年計画で延長され、合計約 133 km で、その約 97%が 11 kV となっている。Merak 郡南部の県境の 17 世帯のみサムドゥップジョンカ県より給電を受ける。Sakten 郡、Kangpara 郡には電圧調整器を設置する。

この電圧調整器を必要とする 11 kV 線の代わりに 33 kV 線を設置し、電圧調整器を省くことも、代替案としては考えられる。33 kV 線は、電圧降下が少ないなど、技術的には有利であるが、コストの点では、11 kV 線のほうが有利である。F/S の段階で、技術的・経済的な点を加味し、再度検討を行うことが望ましい。

西部の Sakteng 郡、Merak 郡の配電線が環境保護地域を通過する。MPO11F1-3 が第 10 次 5 カ年計画の延長で 18 km が環境保護地域にかかる。

オングリッド電化の工事費は、第 10 次 5 カ年計画で 173 百万 Nu.、第 11 次 5 カ

年計画で48百万Nu.の、合計220百万Nu.であり、オフグリッドの設備費用は4百万Nu.となる。

2007年オングリッド世帯電化率は75%であった。第10次5ヵ年計画で93%となり、第11次5ヵ年計画で98%まで達する。2%がオフグリッド世帯率となる。

#### P. ヤンツェ県

2020年の計画で未電化村の約91%にあたる51村落、未電化世帯の97%の1,632世帯がグリッド延長により電化される。オフグリッドは46世帯となる。

配電線の延長は、第10次5ヵ年計画で37km、第11次5ヵ年計画で29km、合計65kmとなる。全てタシガンの変電所から33kVにより供給される。配電線の約22%の14kmは第11次5ヵ年計画の環境保護地区を経由することから、絶縁電線が使用される予定である。

オングリッド電化の工事費は、第10次5ヵ年計画で91百万Nu.、第11次5ヵ年計画で52百万Nu.の、合計142百万Nu.であり、オフグリッドの設備費用は百万Nu.となる。

2007年オングリッド世帯電化率は59%であった。第10次5ヵ年計画では87%まで上昇し、第11次5ヵ年計画で99%まで達する。1%がオフグリッド電化世帯率となる。

#### Q. トンサ県

2020年の計画で、未電化村の約90%にあたる44村落、未電化世帯の97%の1,355世帯が、グリッド延長により電化される。オフグリッドは49世帯となる。

配電線の延長は約96kmで、内69kmが第10次5ヵ年計画の延長、27kmが第11次5ヵ年計画となる。全て新設のトンサ変電所からの33kVによる供給となる。多くの環境保護地区を経由するため、被覆電線の使用は68%にのぼる。3本のフィーダ、約27kmが環境保護地区を通過し、これらは全て第10次5ヵ年計画の実施となる。

オングリッド電化の工事費は、第10次5ヵ年計画で100百万Nu.、第11次5ヵ年計画で37百万Nu.の、合計136百万Nu.であり、オフグリッドの設備費用は1.1百万Nu.となる。

オングリッド世帯電化率は2007年で44%であった。第10次5ヵ年計画で85%となり、第11次5ヵ年計画で98%になる。残りの2%がオフグリッド世帯電化率となる。

#### R. チラン県

2020年で、未電化村の約81%にあたる70村落、未電化世帯の95%の3,488世帯がグリッド延長により電化される計画である。オフグリッドは198世帯となる。

配電線の延長は約121kmで、内117kmが第10次5ヵ年計画に、3kmが第11次5ヵ年計画に延長される。約95%が33kVである。なお電力は新設のダジャイ変電所からの供給となり、ダガナ県へも給電する。

オングリッド電化の工事費は、第10次5ヵ年計画で235百万Nu.、第11次5ヵ年計画で3百万Nu.の、合計238百万Nu.であり、オフグリッドの設備費用は4.5百万Nu.となる。

2007年におけるオングリッド世帯電化率は25%で、全国で最も低かった。第10次5ヵ年計画中に95%に達し、第11次5ヵ年計画で96%となる計画である。オフグ



リッド世帯電化率は4%となる。

#### S. ウォンデュポダン県

2020年には、未電化村の約66%にあたる102村落、未電化世帯の80%の1,844世帯がグリッド延長により電化される計画である。オフグリッドは461世帯である。

配電線の延長は約196 kmで、125 kmが第10次5ヵ年計画の実施、71 kmが第11次5ヵ年計画となる。これらの約72%が33 kV、残りは11 kVとなっている。

配電線の約30%の58 kmは環境保護地区を經由することから絶縁電線が使用される。合計4本のフィーダで、2本の計45 kmが第10次5ヵ年計画に、12 kmが第11次5ヵ年計画の延長予定である。

Lobesa 変電所をソースとする33 kV線は、プナカ、ガサ、ウォンデュポダンへの供給に対し、遮断器が一つしかない。各県へ別の遮断機を設置することを、F/Sの段階で検討することが望ましい。

オングリッド電化の工事費は、第10次5ヵ年計画で130百万Nu.、第11次5ヵ年計画で78百万Nu.の、合計208百万Nu.であり、オフグリッドの設備費用は10百万Nu.となる。配電線は環境保護地域を合計約60 km通過する。

オングリッド世帯電化率は2007年で57%であった。第10次5ヵ年計画では79%まで上昇し、第11次5ヵ年計画で91%になる。9%がオフグリッド世帯となる。

#### T. シェムガン県

2020年において、未電化村の約70%にあたる64村落、1,933世帯が、グリッド延長により電化される計画である。オフグリッドは346世帯である。

配電線の延長は約176 kmで、全て33 kVである。163 kmが第10次5ヵ年計画、13 km第11次5ヵ年計画の延長である。県の多くが環境保護地域の中にあり、配電線のうち2本のフィーダ、39 km分が環境保護地域に伸びる。双方とも第10次5ヵ年計画中に延長される。

オングリッド電化の工事費は、第10次5ヵ年計画で188百万Nu.、第11次5ヵ年計画で19百万Nu.の、合計208百万Nu.であり、オフグリッドの設備費用は8百万Nu.となる。

2007年オングリッド世帯電化率は24%と、全国で2番目に低い低電化率であった。第10次5ヵ年計画では82%となり、第11次5ヵ年計画で89%になる計画である。オフグリッド世帯は全体の11%となる。

## 第17章 戦略的環境影響評価

### 17.1 戦略的環境影響評価適用の目的

ブータンは、2020年の100%電化率を目標と掲げる一方で、持続可能な発展や、60%の森林被覆率を確保すること等を挙げて、開発と環境の両立を目指している。環境法制度においては「環境クリアランスと戦略的環境影響評価規則」で、マスタープラン策定時のSEAの実施を規定している。しかし、今のところSEAが実施された事例は存在しない。本マスタープランの策定においては、SEAを「事業実施に伴う重大な環境影響を回避するための、マスタープラン段階における環境配慮」としてその考え方を適用し、ケーススタディとして実施した。

上記規則や、JICA環境社会配慮ガイドラインを考慮して、以下の3点をSEA適用の基本コンセプトとした。

- 1) 地方電化事業に係る政策、方針の考慮
- 2) 政策決定における情報公開と透明性の促進
- 3) ブータンのSEAガイドラインとの整合

マスタープランの策定へのSEAの考え方の適用により達成される事項として、以下が想定される。ケーススタディでは、これらに関しても貢献する実施内容となるよう留意した。

- 持続可能性の概念が政策決定に反映されることを容易にする
- 累積的で大規模な環境影響に関し、早期段階での配慮を行う
- 事業実施段階での環境影響評価EIAの実施を強化し、支援する

ケーススタディの実施内容は、NECとの協議を経て表-17.1.1のとおりとし、その着手前に承認申請を行った。表-17.1.1には、ケーススタディの各実施内容が基礎とするSEAの基本コンセプト（上述）を示した。

表-17.1.1 戦略的環境影響評価ケーススタディでの実施内容

実施内容	基礎とするコンセプト
1. 環境及び地方電化に関する政策 (policy)、戦略 (strategy)、計画 (plan)、プログラム (program) のレビュー	1)
2. 政府レベルの政策・戦略に関する協議の開催	1), 2)
3. 地方電化プロジェクトによる累積的環境影響の定性的検討	3)
4. ステークホルダーミーティングの開催	2)
5. マスタープランで提案されるプロジェクトの実施に伴う環境影響と、マスタープランにおける環境配慮の公表	2)
6. 想定される環境影響とマスタープラン策定における環境配慮に対するパブリックヒアリング (文書による意見収集)	2)
7. 環境ステートメントの作成	3)

JICA 調査団作成

## 17.2 地方電化事業と国家環境戦略

### (1) 環境及び地方電化に関する国家政策

ブータン国家環境戦略では、持続可能な開発・発展を一貫して謳っており、適切な環境配慮を伴う開発を推進している。地方電化事業に関しては、本調査で策定するマスタープランの目標でもある2020年までの100%電化が掲げられている。

「The Middle Path, National Environment Strategy for Bhutan」(1998 NEC)においては、持続可能な開発の手段のひとつとして、水力利用の推進が掲げられている。併せて、水力の維持に欠かせない流域の保全のために、森林管理のセクターのみではなく、他のセクターの貢献を進める必要性に触れている。一方、オングリッドによる地方電化を進めるに際しては、水力により産み出されるクリーンな再生可能エネルギーによる電力供給とともに、薪炭材採取に起因する森林伐採の抑制・環境保全、生活の質の向上等をメリットとして掲げている。これらから、地方電化、環境保全の両施策とも同じ方向を目指しており、両分野は協調して進んでいくものと考えられる。

一方、「Bhutan2020」(1999 Planning Commission)に両分野のマイルストーンとして示された数値目標が重視され、実際に事業を計画・実施検討する段階において必要な条件について、政策レベルの合意が成されていない状況が見られた。双方の目標を考慮しつつ、国レベルの目標を達成するためには、以下に掲げるような事項について継続的に協議し、政策決定レベルでの合意に基づき施策を推進すべきである。

- 100%電化の必要性（収入の少ない住民には、電力料金、電化製品の費用負担は困難ではないか）
- 未電化地区を電化する場合の電力の質（電力をどのように利用するのか）
- 保護地区内での活動に対する是非の検討（環境保全地区内のゾーニング計画を策定し、事業実施の是非を検討するのが望ましい）
- 遠隔地や保護地区内の環境負荷の拡大の可能性の議論（電化により将来的に村落が拡大し、人の生活による環境影響が大きくなることを許容できるのか。一方、環境保護のために住民の活動を制御することもありうるか。）

### (2) 政策・戦略に関する政府機関レベルの協議の開催

基礎調査段階である第二次現地調査において、SEA ケーススタディの実施内容のひとつである政策機関レベルの協議を開催した。貿易産業省 DOE を始めとして、大蔵省計画部（Planning Dept. of Ministry of Finance）、NECS、農業省森林部、情報通信省（Ministry of Information and Communication）、BPC、JICA 調査団の出席により、国家環境戦略を踏まえた地方電化事業のあり方について協議を行った。

以下に協議の意見についてまとめる。

- 森林保全は重要であるが、線下となる森林の伐採はグリッド延伸のためには避けられない。
- 環境保全のために必要となるコストを、どの主体が負担するのが問題となる。

- 2020 年までに 100%の電化率を達成するという目標は、国家の上位レベルによる決定である。電化により、特に地方の生活向上、貧困緩和が可能であり、負の影響のみではなく、プラスの効果を検討すべきである。
- 伐採後の植栽を適切に管理することにより、伐採の量を少なくすることができる。グリッドの延伸による電化は最も信頼性の高い方法だが、太陽光等の再生可能エネルギーの採用により、保護地区の改変を避けることが可能である。
- 地方電化事業が EA 法等の環境関連法を遵守することは必須であり、事業の実施に先んじて、環境クリアランスを取得する必要がある。また、NECS は今後、保護地区内での地方電化事業について、EIA の実施を求める可能性がある。

地方電化事業は、地方の生活向上や貧困緩和に資するのみではなく、電力供給により薪炭材としての森林伐採抑制にも貢献するものと考えられるが、事業実施に伴い何らかの環境影響を及ぼすことも事実である。

ブータン国は、中道 (Middle Path)、持続可能な開発 (Sustainable Development) を国家の目標として掲げ、環境保全に対する意識も高い。保護地区の制定以前から、当該地区内に生活してきた集落が存在する状況から判断すると、グリッド延伸による電力供給を推進する場合には、保護地区内の森林伐採・改変・利用の是非が必ず問題となると考えられる。このような状況ではあるが、保護地区内における事業の実施の可否についての判断は、事業ごとの対応となっており、明確な基準は存在しない。

事業レベルの EIA を含む事業実施までの検討においては、地方電化事業の推進と環境保全 (主に保護地区保全、並びに生物の生息・生育地区としての森林の保全) の関係について、政策決定レベルでの更なる議論が求められる。

### 17.3 事業実施に伴う環境影響項目の検討

#### (1) 事業実施地域の環境現況

環境に関する既存資料を利用し、表-17.3.1 に示す環境項目について現況整理を行った (ApedixC-I-1、I-2 参照)。社会環境に関しては、民族構成や衛生状態等の情報に加え、水力発電は外貨収入の第一の手段でありながら、国内の電化率は 40%であること等を含めた。また、自然環境に関しては、国土の 70%以上が森林であり、26%が保護地区システムに含まれていること等を整理した。

表-17.3.1 環境現況の整理項目

社会環境	People and Ethnic Groups Land Use and Utilization of Local Resources Public Facilities/ Social Institutions Economy Public Health and Sanitation
自然環境	Topography and Geology Flora and Fauna, and their Habitats Lakes, River System, Coast and/or Climate
汚染・公害	Present Pollution Complaints which People have Utmost Concern Measures taken for Pollution

JICA 調査団作成

(2) オングリッド電化及びオフグリッド電化に伴う環境面への影響

オングリッド電化であるグリッド延伸と、複数の手法が存在するオフグリッド電化の特性を、環境面への影響の視点から表-17.3.2 に整理した。オフグリッド電化手法においては、小水力発電の環境影響の可能性が太陽光発電に比べて大きくなるものと考えられる。従って、既述のとおり、マスタープランの提案計画であるベースケースにおいては、導入可能性、経済性も加味し、照明用電源としての太陽光発電をオフグリッドに対する代替案とした。

表-17.3.2 オン/オフグリッド電化の環境面への影響

		環境面のメリット	環境面のデメリット
オングリッド電化	配電線延伸	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ ブータンにおいては、水力発電による発電量は豊富であり、配電線延伸により、発電のための開発を行うことなく、偏在している電力を有効に活用することが可能である。</li> <li>▶ 発電は、再生可能エネルギーである水力の利用であり、国家政策とも符合する。</li> <li>▶ 電力の信頼性が高く、薪炭材等の他のエネルギー使用の抑制効果が大きいことが期待できる。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 配電線敷設及び通電時の安全確保のために、線下の森林伐採を伴う。配電線距離が長くなると、伐採距離も長くなる。</li> <li>▶ 森林伐採は、動物・植物の生息・生育息の改変につながり、自然界への負の影響が生じる恐れがある。</li> <li>▶ 配電線、鉄塔は景観を損なう構造物となる恐れがある。</li> </ul>
オフグリッド電化	太陽光発電	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 各世帯で独立したシステムを導入する場合には、発電及び電力使用において環境面への大きな負の影響は生じない。</li> <li>▶ 再生可能なクリーンエネルギーの利用である。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ PV パネルの存在は、景観面に影響を及ぼす恐れがある。</li> <li>▶ システムにおいて利用された鉛蓄電池は、適切に処理されず放置された場合、重金属汚染と硫酸による土壌 pH への影響が生じる恐れがある。</li> </ul>
	風力発電	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 再生可能なクリーンエネルギーの利用である。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 風車構造物の存在は、景観面に影響を及ぼす恐れがある。</li> <li>▶ 太陽光発電と同じく鉛蓄電池の回収処理の問題がある。</li> </ul>
	小水力発電	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 配電線延伸と同等の電力利用が可能なため、他のエネルギー使用の抑制が期待できる。</li> <li>▶ 再生可能なクリーンエネルギーの利用である。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 比較的小規模ながら河川の改変を伴う。また流況へ影響を及ぼす恐れがある。</li> <li>▶ 発電所から、需要家への供給には配電線敷設を伴い、その区間には配電線延長と同様に森林伐採が必要となる恐れがある。</li> <li>▶ 建設時に、発電機や資材の輸送のために道路の確保が必要であり、その建設による環境影響が生じる可能性がある。</li> </ul>
	バイオマス	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 再生可能なクリーンエネルギーの利用である。</li> <li>▶ バイオガスを利用した場合、薪炭使用の抑制が期待できる。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 原料の集積に伴い、臭気の発生が懸念される。</li> </ul>

JICA 調査団作成

(3) 事業実施に伴う環境影響

環境現況とマスタープラン提案事業の特性に基づき、事業実施に伴い生じる環境影響の検討を行った。環境影響が想定される項目のスコーピング結果を表-17.3.3 に示す。

配電線敷設に伴う森林伐採、表層の改変、施設の建設に伴い、森林や植生への影響が想定されること、また提案配電網には、保護地区区内を通過するフィーダーが含まれることから「植物相、動物相及び生態系」に大きな影響を及ぼすものと判断された。

表-17.3.3 M/P 提案事業の実施に伴い環境影響の検討結果 (スコアリング)

Project Component		The Integrated Master Plan Study for Dzongkhag-wise Electrification in the Kingdom of Bhutan																
No.	Likely Impacts	Overall Rating	Planning Phase		Construction Phase				Operation Phase									
			Land acquisition	Change of Land use plan, Water Use for the construction	Forest clearance for the site	Alteration of topography	Construction work and operation of construction equipment and vehicles	Restriction of economic and other activities around the site	Presence of the distribution line, solar PV panels and relevant facilities.	Management of vegetation under distribution lines	Increasing influx of settlers	Maintenance of distribution lines and relevant facilities	Disposal of replaced batteries for the solar PV	Reduction of Consumption of kerosene, LNG and firewood				
Social Environment	1	Involuntary resettlement	-C	-C	-C													
	2	Local economy, such as employment and livelihood, etc.	+B						+B	-C		+B						
	3	Land use and utilization of local resources	-B		C	-B					-B							
	4	Social institutions such as social infrastructure and local decision-making institutions	-C						-C		-C							
	5	Existing social infrastructures and services	-C							-C	-C							
	6	Underprivileged, remote rural people	-C	-C														
	7	Misdistribution of benefit and damage																
	8	Cultural heritage	-C	-C		-C												
	9	Local conflict of interests	-C		-C													
	10	Water usage or water rights and rights of common access	-C		-C													
	11	Sanitation																
	12	Hazards (risk), including infectious diseases such as HIV/AIDS																
Natural Environment	13	Topography and geographical features	-B					-B										
	14	Groundwater																
	15	Soil erosion	-B					-B	-B			-B						
	16	Hydrology	-B						-B									
	17	Coastal zone																
	18	Flora, fauna and biodiversity	-A			-A	-B					-A	-B	-B				
	19	Weather																
	20	Landscape	-B			-B					-B							
	21	Global warming	+B															+B
Pollution	22	Air pollution	-B						-B									
	23	Water pollution	-B					-B	-B									-B
	24	Soil contamination	-B															-B
	25	Waste	-B						-B									
	26	Noise and vibration	-B						-B									
	27	Ground subsidence																
	28	Offensive odor																
	29	Bottom sediment																
	30	Accidents	-B						-B		-B							

JICA 調査団作成

Rating:

+ : Positive impact

-: Negative impact

A: Serious impact is expected. B: Some impact is expected. C: Extent of impact is unknown (Impacts may become clear in implementation stage.)

No Mark: No impact is expected. IEE/EIA is not necessary.

Example: -B: Some negative impact is expected.

## 17.4 環境影響の低減策

### (1) 環境社会配慮の方針

既述のとおり（第9章参照）、次の2点を環境社会配慮/環境影響低減の方針とした。

- 保護区（Protected Area）及び生物回廊（Biological corridor）を環境保護における優先地区とする。
  - 提案事業は「植物相、動物相及び生態系」に大きな影響を及ぼすものと判断されることから、ブータン国保護区（国立公園、サンクチュアリ等）と、保護区間を繋ぎ動物の移動を可能とすることを意図して規定された生物回廊（Biological corridor）を保全対象とすべきエリアとした。
- 事業実施に伴う累積的環境影響を考慮する。
  - 累積的環境影響は、次の2つの特性を持つ。
    1. 地方電化事業のサイトは、通常未開発な地域であり、複数の大規模事業に伴う累積的環境影響を検討する場合には、その他の開発セクターの情報が必要となる。
    2. 累積的環境影響の低減は、他のセクターとの連携により推進可能である。

本調査のマスタープラン策定では、上の2の視点で、道路事業を考慮して配電計画を行うものとした。

### (2) マスタープランにおける環境影響低減策

上記の方針に基づき、環境影響低減策として、以下の3つを採用した。提案される事業は実施段階において、環境影響低減のためにこれらを採用するものとして、マスタープランを策定した。

- 配電線ルートは、道路に沿って敷設
  - 既に人為影響を受けた箇所を配電線ルートとして利用することで、新規の土地利用、地形の改変を少なくすることが可能である。（道路法により、主要な道路の両幅50ftを道路のためのクリアランスを確保するよう規定された。実際には幅員が50ftを下回る道路も存在する現況において、当規定を適用することの有効性について、環境保全の視点も加味した検討が必要と思われる。）
- 保護地区内へのグリッド敷設は極力回避
  - 保全されるべき区域として国が指定した国立公園及び生物回廊（Biological corridor）を、環境配慮における優先地区と位置付け、これらの地区の改変を避けるとともに、動植物の生育・生息域の連続性を保つよう配慮した。
- 保護地区内へのグリッド敷設を行う場合には、被覆線を用い、線下伐採範囲を削減。
  - やむを得ず、保護地区に配電線ルートを設ける場合に、被覆線を採用した。これにより伐採幅を12mから4mに縮小することが可能となる。伐採面積を縮小し、保護地区への事業による影響を小さくした。

### (3) 代替案の検討

既述の2ケース（ベースケース、オプション-1）に、「提案事業を実施しないケース」を加えた3ケースを代替案とし、比較検討を行った。代替案比較の概要は、表-17.4.1に示すとおりである。

- マスタープラン案：経済評価に基づきオン・オフグリッドを選定した案（ベースケース）
- 全ての未電化村をグリッド延伸により電化する案（オプション-1）
- マスタープランで提案される地方電化事業を実施しない案（No Action）

ベースケースとオプション-1 のそれぞれについて、線下のクリアランスが必要となる面積の比較を、表-17.4.2 に示した。オプション-1 に比較し、ベースケースでは、自然保護地域内のクリアランスの面積が、約 160 ha 削減される。なお、ベースケースでは、絶縁電線の導入により、自然保護地域内のクリアランス面積は裸電線を用いる場合よりも約 297 ha 減少する。

表-17.4.1 に示すとおり、マスタープラン提案事業を実施しない案（No action）では、既に計画済みの地方電化事業以外は行われないため、電化率は現状を維持することになる。事業の実施に伴う森林伐採は行われなくなるものの、未電化村の住民は電化による便益を享受しない生活を続けることになり、薪炭材採取のための森林伐採は抑制されない。また、2020 年までに電化率 100%という国家目標は達成されない。なお、マスタープラン案（ベースケース）は、多数の配電線事業の集まりであり、今後すべてが実行されないという可能性は限りなく低いと思われる。

第 11 次 5 カ年計画の 2017 年までのマスタープランの提案配電網の実施段階には、既述のオプション-2、オプション-3 として代替案の再検討、追加検討により、オングリッド以外の代替手法が導入される可能性もゼロではない。ソーラーホームシステムや小水力発電導入においても、おのおのの手法の特性に基づき、環境影響並びに環境影響低減効果を検討・評価することが必要である。

表-17.4.1 代替案の概要

代替案	概要
Without case (No action)	ブータン国の電化率は 40%弱のままとなる。電化されない村の住民は、電化による便益を受けずに生活を続ける。電化（配電線延長）に伴う森林伐採は行われなくなるが、薪炭材採取のための伐採は抑制されないままとなる。
ベースケース (Proposed Plan)	マスタープラン案は、オングリッド電化とオフグリッド電化（太陽光パネルを採用）とのそれぞれの場合の便益とコストと比較評価に基づき、オン/オフを判断することで策定した。オングリッド電化のコストには、環境配慮における優先地区（保護区、生物回廊）の重み付けのために、それら地域を通るグリッドへの被覆電線の採用によるコスト増を環境コストとして計上した。被覆電線の採用により、配電線両側の伐採幅は 12 m から 4 m への縮小が可能と考えられる。
オプション-1 (All on-grid case)	Option-1 は、全ての未電化村をオングリッドで電化するものである。グリッドにより供給される電力は最も安定しており、質の面では他の手法の電化より良質のものと考えられる。急峻地形をサイトとするフィーダーでは技術的な困難を伴うことが考えられる。また、保護地区等を通る配電線長さは Base case に比較して長いため必要となる伐採面積も大きくなる。（表-17.4.2 参照）。

JICA 調査団作成



表-17.4.2 事業実施に伴い線下クリアランス（森林伐採等）が必要となる面積

Dzongkhag	Option-1 [All on-grid] (m <sup>2</sup> )			Base Case (m <sup>2</sup> )			Difference between Option-1 and the Base Case (m <sup>2</sup> )		
	Normal Areas	PA	TOTAL	Normal Areas	PA	TOTAL	Normal Areas	PA	TOTAL
Bumthang	668,637	73,367	742,004	645,681	42,590	688,271	22,956	30,777	53,733
Chukha	2,262,947	0	2,262,947	1,506,739	0	1,506,739	756,209	0	756,209
Dagana	2,763,744	0	2,763,744	2,096,529	0	2,096,529	667,215	0	667,215
Gasa	0	511,691	511,691	0	128,156	128,156	0	383,536	383,536
Haa	451,081	0	451,081	292,671	0	292,671	158,409	0	158,409
Lhuntse	1,269,130	280,024	1,549,155	961,113	30,649	991,762	308,017	249,375	557,392
Mongar	3,244,068	168,756	3,412,824	2,005,507	27,574	2,033,081	1,238,561	141,181	1,379,743
Paro	499,528	66,426	565,955	214,492	0	214,492	285,036	66,426	351,462
Pemagatshel	861,336	0	861,336	663,282	0	663,282	198,055	0	198,055
Punakha	506,908	105,033	611,941	244,812	28,657	273,469	262,096	76,377	338,472
Samdrup Jongkhar	3,791,577	131,908	3,923,485	2,838,404	55,298	2,893,702	953,173	76,610	1,029,783
Samtse	4,357,077	0	4,357,077	3,605,861	0	3,605,861	751,216	0	751,216
Sarpang	2,997,137	182,602	3,179,739	1,980,640	133,558	2,114,198	1,016,497	49,044	1,065,541
Thimphu	86,910	235,763	322,673	17,785	0	17,785	69,125	235,763	304,888
Trashigang	1,619,527	178,609	1,798,136	1,176,150	140,738	1,316,889	443,377	37,870	481,247
Trashiyangtse	728,719	57,546	786,265	610,544	57,546	668,091	118,174	0	118,174
Trongsa	760,387	166,920	927,307	646,932	166,920	813,852	113,455	0	113,455
Tsirang	1,888,313	0	1,888,313	1,450,216	0	1,450,216	438,097	0	438,097
Wangduephodrang	2,232,587	540,535	2,773,122	1,634,873	238,943	1,873,816	597,714	301,592	899,306
Zhemgang	2,343,481	256,738	2,600,219	1,647,204	156,905	1,804,109	696,277	99,833	796,110
TOTAL	33,333,096	2,955,918	36,289,014	24,239,436	1,207,534	25,446,970	9,093,660	1,748,384	10,842,044
Percentage (%)	91.9%	8.1%	100%	95.3%	4.7%	100%	N/A	N/A	N/A

Note: PA: 保護地区 (Protected Area) と生物回廊 (Biological corridor)、  
JICA 調査団作成

#### (4) 環境コストの考慮

本マスタープラン策定においては、事業の経済評価において環境側面を考慮するために、環境対策に要する環境内部コストの一部を、事業コストとして計上した。一方、工事中のコミュニティへの影響や生態系変化といった、市場では取り扱われない社会・環境費用にあたる環境外部コストは、貨幣価値への換算が困難であり、不確実性が高いためマスタープランでの検討には含めない。

保護地区内へのグリッド延伸計画においては、被覆電線の採用で配電線周辺の森林伐採を最小限とする対策を採用し、この対策に伴うコスト上昇を内部コストとして事業費に計上した。オン/オフ電化を判断する経済評価においては、このコスト上昇を考慮した。

この環境対策コストの内部化により、マスタープラン策定において環境保護に重み付けを行ったこととなり、保護地区内のグリッド延長の提案は縮小した。事業の実施前に、特に保護地区内においては、事業用地の環境現況の再確認を行い精度を高めた環境検討を実施する必要がある。

なお、マスタープランのベースケースにおいて、全ての配電線に裸電線を採用した場合と、環境保護区域に被覆電線を用いて線下のクリアランスのための伐採幅を減じた場合のコストの差額は、US\$0.60 百万であった。

一方、便益においては、オングリッドによる環境面の内部便益の一部である薪炭材利用量の削減、エネルギー費用節約を計上した。なお、本調査における村落調査結果の分析によると、オングリッド電化による薪炭材利用削減量は、一世帯あたり 167 kg/月、エネルギー費用節約額は、263 Nu./月と推計された（第 13 章参照）。

**(5) 累積的環境影響の定性的検討**

マスタープランの提案事業は、未だ配電線が敷設されていない地域、未開発の森林地域等を主な対象とする。したがって、地方電化事業による影響は、他の開発の影響に負荷するという意味において累積的とは考えられない。また、既存道路の例でも挙げたように、他セクターの開発や産業の計画については、利用可能な情報が充分ではないため、セクターを越えた累積的影響の検討は困難な状況であった。

上記の地方電化事業の特性を考慮すると、累積的な影響よりも、未開発の地域への影響を最小限にすることが、環境影響の回避・最小化であると考えられる。

一般的に、累積的影響は、複数の大規模な事業が近接して実施され、それぞれのプロジェクトによる環境影響が累積的な場合に、十分な配慮が必要となる事項である。しかし、地方電化において、他のセクターである道路事業を考慮することで累積的影響は小さくなるものとする。環境影響低減策として、「配電線ルートは道路に沿って敷設すること」とした。この対策により、改変区域は縮小可能であり、また供用時のメンテナンス時等の人為的影響も少なくなることが期待できる。

マスタープランでの環境対策として示した他の 2 つの環境影響低減対策も、環境影響の回避・最小化に貢献するものである。

なお、今回着目した道路事業を含め、今後実施される大規模事業に関する情報が明確となった場合は、本マスタープランの計画を念頭においた検討が必要となる。そのため、実施以前において、セクターを越えた情報共有、情報交換が必要である。

**(6) 環境ステートメント**

SEA のケーススタディとしての実施内容、実施結果を反映し、環境ステートメントとしてとりまとめを行った (**Appendix C-I-1** 参照)。環境ステートメントは、ブータンの SEA ガイドラインに規定されるものであり、ガイドラインに則り、以下の構成とした。

環境管理計画は、実施段階の環境対策並びに環境モニタリング計画により構成される。これらの提案内容に関しては、マスタープラン段階に策定しているため、事業着手から実施運営にかけての環境管理に際し、再度内容を吟味する必要がある。

**表-17.4.3 環境ステートメントの構成**

1. 計画内容と目的
2. 計画の背景
3. 計画の内容
4. 想定される負の環境影響
5. 計画による環境面のベネフィット
6. 計画の代替案
7. 環境管理計画

JICA 調査団作成

17.5 計画策定における情報公開

(1) ステークホルダーミーティングの開催

本調査では、三度のワークショップを開催し、いずれのワークショップにおいてもマスタープラン策定における環境配慮、環境検討について発表を行い、地方電化事業と環境への影響等について意見交換を行った。ワークショップでの議論からは、地方電化事業はそれ自身が薪炭材利用の抑制等の効果を持つものであるが、その推進においては、環境との調和は常に配慮されるべき事項であると認識されているものと判断された。

表-17.5.1 調査におけるワークショップの概要

	開催日	開催地	参加人数	主な参加機関	主なテーマ
第 1 回	30 Jan, 2004	Thimphu	66	Dzongkhag, MOF, DOE, BPC, UNDP, JICA	Methodology of M/P Study (Incl. Methodology of Environmental Impact Analysis) Overview of rural electrification program
第 2 回	26 Oct, 2004	Thimphu	85	Dzongkhag, MOF, MOA, MOIC, NEC, DOE, BPC, EOJ, JBIC, JICA	Progress of M/P Study (incl. Policy of Strategic Environment Assessment) Request to M/P Study by Dzongkhag
第 3 回	9 Jun, 2005	Thimphu	70	Dzongkhag, MOF, MOA, MOIC, NEC, DOE, BPC, JBIC, JICA	Draft result of M/P Study (incl. Environmental Consideration in the M/P)

JICA 調査団作成

第 2 回ワークショップでは、アンケート形式で地方電化事業の実施に伴う環境影響に関する意識調査を行った。回答の概要は表-17.5.1 に示す。地方電化事業における環境配慮に関する意見からは、事業による環境影響を認めるものの地方電化に対する必要性はそれを上回るものであるとの認識が認められた。

表-17.5.2 地方電化事業の環境影響に関する WS 参加者の意識調査結果

回答者数：29 人（第 2 回ワークショップ参加者の一部）			
質問 1. 地方電化事業は環境影響を及ぼすか？			
Yes	No	無回答	Total
27 (93%)	1 (3%)	1 (3%)	29
質問 2. 保護地区内の地方電化事業は避けるべきか？			
Yes	Relatively yes	No	Total
4 (14%)	12 (41%)	13 (45%)	29
質問 2 で No と答えた理由：(要約)			
<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 電力は、basic needs であり、保護地区内に居住する人々も電力の供給を受けられるべきである</li> <li>■ 地方電化事業は、環境影響を最小化して実施可能である</li> <li>■ 2020 年までに 100%電化という国家目標を達成するため</li> </ul>			
質問 3. 地方電化事業における環境配慮に関する意見 (要約)			
<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 森林伐採、動植物への影響は最小化すべきである</li> <li>■ Middle Path の考えに則り、開発と環境保全のバランスが重要である</li> <li>■ 森林、土地利用、景観、宗教的遺産、史跡への配慮が必要である</li> </ul>			

JICA 調査団作成

(2) マスタープラン案と環境影響検討結果の公表

三度のワークショップでは、マスタープラン策定の方法論、マスタープラン策定の進捗、マスタープラン案の提示等を行い、マスタープラン策定における情報提供に貢献したものと考える。

本調査の第 3 回ワークショップでは、マスタープラン案の公表を行うとともに、参加各県からの電化事業に関する要望の調査を行った。要望の調査は、郵送により全ての郡に対しても行った。

また、地方電化計画の事業面のみではなく環境検討の結果についても、各県、郡、関連政府機関、NGO 等に文書を送付し、情報提供を行った。

3 回のワークショップはいずれも首都ティンパーで実施し、多くの参加者が集まったが、交通事情の良くないブータンでは、遠隔地からの参加は特に困難を伴う。ワークショップに参加できなかった地域の人たちにも、文書による限られた情報であるが全国の地方電化マスタープランの情報を伝えた。このことは、通常は計画策定にかかわることの少ない人々への情報と発言の機会の提供という意味において貢献したものと考える。

17.6 事業実施段階における環境影響低減策

マスタープランでは、全国を対象とした広い視野で、保護地区を最重要区域と位置付け、その区域内の改変・利用を回避・最小化するとともに、他セクターの事業を考慮することで累積的環境影響を小さくするという視点で対策を選定し、検討を行った。事業実施段階では、各事業区域周辺の個別の状況が存在し、それらが明らかになる。そのため、マスタープランでの対策以外にも、環境影響への対策を講じる必要が生じる可能性がある。地方電化事業の実施により想定される環境影響と環境配慮事項は、表-17.7.1 に示すとおりである。

本マスタープランでは、道路セクターとの連携による事業の容易かつ円滑な推進を想定した。道路セクターのみならず、他のセクターの蓄積や経験を活かし、GIS 等のデータの共有化を進め、累積的影響が懸念される道路開発や都市開発事業等の SEA、または EIA 等の環境検討においても、蓄積・共有された情報が有効に活用されることが望まれる。

表-17.6.1 事業実施により想定される環境影響と環境配慮事項

自然環境		社会環境		公害・その他	
影 響	環境配慮の方針案	影 響	環境配慮の方針案	影 響	環境配慮の方針案
森林伐採・生態系への影響	保護地区内の重要地区を侵さないように配慮。森林の伐採の最小化への配慮	歴史的・文化財への影響	実施段階での個別コンサルティング実施への提言。原則、文化財等への影響は皆無とするよう配慮することの提言	感 電	確実な安全対策の実施
景観影響	配電線最小化による景観影響の低減。ソーラーパネル、風車等の景観影響への配慮。	既存のインフラストラクチャーへの影響	マイクロ波回線の伝搬路の障害、ラジオ・TV の受信障害、道路横断部・河川横断部の通行制限等の可能性に関する検討及びその措置の検討	建設工中の環境影響	仮設道路等の復元 土壌流出の低減
		線下土地、鉄塔周辺の利用への影響	実施段階での用地選定への提言	環境モニタリング	モニタリングの実効性を考慮した計画の策定

JICA 調査団作成

## 17.7 環境影響評価 TOR 案策定

### (1) 環境影響評価 TOR 案策定の目的

環境影響評価法（EA Act 2000）では、環境クリアランス申請に示される情報に基づく審査により、重大な環境影響を伴うと判断された事業に対してのみ、EIA の実施を規定している。EIA の実施に際しては、先に EIA の TOR (Terms of Reference) を NEC に提出する必要がある。しかし、今のところ、当該法に基づく手続きを経て、EIA が実施された事例はなく、現況調査方法や影響予測、評価手法、すなわち実施内容の TOR が明確ではない。

EIA の必要性については、現段階で断定はできないため、事業実施に向けては再度現地の状況を調査し、環境影響評価法の手続きに従うことになる。マスタープランで提案される事業は、SEA の考え方も考慮しつつ、環境配慮を行い提案された事業である。しかし、保護地区内に居住する住民に電力を供給するための配電線を含んでおり、計画が実施される場合には相当量の森林の伐採を伴うため EIA が必要となる可能性がある。

したがって、環境影響評価 TOR 案の策定は、その TOR 案が、EIA が必要と判断された事業の EIA 実施の際に参考となり、適切な EIA の実施に資することを目的とする。

### (2) 環境影響評価 TOR の対象フィーダーの選定

第5次現地調査において、環境影響評価 TOR の対象とする一つのフィーダーの選定を行った。現状で利用可能な情報をもとに、EIA の実施が望ましいフィーダーを選定するために、以下の1、2をクライテリアとした。さらに3のクライテリアにより、影響の大きいと思われる一つのフィーダーを選定した。

1. 保護地区、生物回廊を事業地に含むもの
2. 上記地区内のこう長が長いもの
3. 生態系が脆弱と想定される、ブータン国の北部の標高が高い地域に位置するもの

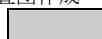
表-17.7.1 は、全国のフィーダーのうち、環境配慮において優先した保護地区及び生物回廊にかかるフィーダーを、これらの地域内の距離が長い順に並べたものである。NEC、Department of Forest, Nature Conservation Division (NCD) とも協議を行い、ガサ県の Jigme Dorji National Park 内に計画される feeder を対象とし、EIA の TOR 案を策定することとした。

表-17.7.1 環境影響評価 TOR 作成対象事業の選定

Unit of number: m

No	Feeder Name	Dzongkhag	Distance in normal area	Distance in Area to be Considered			Total Distance of Feeder	Phase
				Distance in Biological Corridor	Distance in PA	Sub-total Distance		
1	MPD33F1-1	Gasa	0	0	32,039	32,039	32,039	2
2	MPQ33F1-13	Trongsa	8,671	3,655	25,579	29,234	37,905	1
3	MPS11F1-1	Wangduephodrang	24,355	14,319	14,369	28,688	53,043	1
4	MPT33F2-6	Zhemgang	66,364	0	27,933	27,933	94,297	1
5	MPS33F3-1	Wangduephodrang	51,598	17,992	1,976	19,967	71,565	1
6	MPO11F1-3	Trashigang	10,793	0	17,603	17,603	28,396	1
7	MPM33F2-5	Sarpang	51,697	4,072	11,344	15,415	67,112	2
8	MPP33F1-1	TrashiYangtse	14,061	0	14,387	14,387	28,448	2
9	MPK11F2-4	Samdrup Jongkhar	65,658	0	13,825	13,825	79,483	2
10	MPT33F3-1	Zhemgang	57,491	11,293	0	11,293	68,784	1
11	MPQ33F1-8	Trongsa	17,069	5,910	3,250	9,160	26,229	1
12	MPS33F3-4-2	Wangduephodrang	19,044	8,712	0	8,712	27,756	2
13	MPA11F1-1	Bumthang	4,684	7,975	0	7,975	12,659	1
14	MPM33F1-2	Sarpang	48,271	0	7,052	7,052	55,323	1
15	MPM33F4-1	Sarpang	23,723	6,917	0	6,917	30,639	2
16	MPG11F2-3	Mongar	17,375	0	6,894	6,894	24,269	2
17	MPJ33F1-5	Punakha	0	0	4,031	4,031	4,031	1
18	MPM33F3-1	Sarpang	2,669	0	4,005	4,005	6,675	1
19	MPQ33F1-10	Trongsa	981	0	3,336	3,336	4,317	1
20	MPF11F1-5	Lhuntse	550	3,274	0	3,274	3,824	1
21	MPA11F1-4	Bumthang	11,273	2,673	0	2,673	13,945	1
22	MPS33F3-5	Wangduephodrang	16,080	2,369	0	2,369	18,449	2
23	MPO11F1-8	Trashigang	13,924	0	2,057	2,057	15,981	2
24	MPJ33F1-2	Punakha	0	0	1,990	1,990	1,990	1
25	MPF11F5-2	Lhuntse	23,808	1,779	0	1,779	25,587	1
26	MPF11F3-3	Lhuntse	5,335	1,315	0	1,315	6,650	2
27	MPJ33F1-6	Punakha	0	0	1,143	1,143	1,143	1
28	MPF11F3-2	Lhuntse	0	1,112	0	1,112	1,112	2
29	MPF11F3-7	Lhuntse	1,922	181	0	181	2,103	2

JICA 調査団作成



EIA の実施が望ましいフィーダー



EIA の TOR 案を策定するフィーダー

(3) 環境影響評価 TOR 案

環境影響評価 TOR 案は以下の内容とした（TOR 案の詳細は、Appendix C-I-3 として添付した）。

EIA 着手前には、関係機関との議論、実際の現場の状況を考慮して、検討の技術的手法等について、さらに内容を具体化する必要が生じることが想定されるものの、EIA 実施の検討段階の参考として、本 TOR 案は参考となるものとする。

表-17.7.2 環境影響評価 TOR 案の内容

<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 背景 (Introduction)</li> <li>2. 環境影響評価の目的 (Objectives of the environmental assessment)</li> <li>3. 環境影響評価の対象地域 (The area to be covered in the EIA)</li> <li>4. 実施内容 (Scope of work)             <ol style="list-style-type: none"> <li>4.1 準備作業 (Preparatory work)</li> <li>4.2 データ収集 (Collection of existing data and information)</li> <li>4.3 現地調査 (Field work)</li> <li>4.4 影響評価 (Impact assessment)</li> <li>4.5 代替案の検討 (Analysis of alternatives)</li> <li>4.6 EMP の策定 (Development of EMP Environmental Management Plan)</li> <li>4.7 パブリック・コンサルテーション (Public consultation)</li> <li>4.8 環境影響評価報告書の作成と提出 (Preparation and submission of environmental assessment reports)</li> </ol> </li> <li>5. 作業工程 (Work schedule )</li> </ol>
---

JICA 調査団作成

## 第18章 情報通信網拡張計画

### 18.1 情報通信網拡張計画

本マスタープランでは、情報通信網の拡張を、配電網の拡張と合わせて行うことを検討した。したがって、情報通信網の拡張計画は、配電網拡張計画の実施時期に合わせ、かつ、配電線延長計画の実施範囲内である必要がある。本章では、情報通信網拡張計画の需要・費用と経済評価、運用体制について述べる。

本マスタープランでは「配電線の延長が予定される郡のセンターまで、光ファイバーを併架する」「新設の配電線とそこに敷設される情報通信網は同時に整備する」ことを提言する。ただし、既設の配電線についても、必要に応じて情報通信網を整備しなければネットワークとして機能しない。全体の事業費や、地方での情報通信網接続の要望などを考慮しつつ、既設配電網に追加する情報通信網についても、その整備計画を決定する必要がある。この部分については第 12 次 5 ヶ年計画にもまたがる計画となる。

情報通信網拡張計画の概要を表-18.1.1 に示す。

表-18.1.1 情報通信網拡張計画概要

対象地域	全 201 郡のうち、Off-Grid になる郡を除いた 193 郡
裨益人口	約 75 万人(ほぼ全国民) ブータン国政府では郡別の人口を公開していない。また現住所をベースとした人口統計データも存在しない。よって裨益人口は「ほぼ全国民」とした。
対象となる施設の 種類と数	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 郡センター(各郡 1 か所・計 193 か所)</li> <li>・ ブータン通信公社</li> <li>・ ブータン放送公社</li> <li>・ 学校・医療機関については費用計算には含めていないが、郡センターが対象となれば学校や医療機関についても、便益を享受することは可能である。必要な機材の調達は加入者が行うものとする。</li> </ul>
提供できるサー ビスの可 能性	<p>郡センター</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 行政サービスの向上</li> <li>・ 業務の効率化</li> <li>・ 各種証明書の取得が容易になる</li> </ul> <p>ブータン通信公社</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 通信網の整備</li> <li>・ 高速情報通信網のサービスが提供可能になる</li> </ul> <p>ブータン放送公社</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 電波の届きにくい難視聴地域にも放送の提供が可能となる</li> <li>・ 取材した映像を首都に送るための通信手段として使える</li> </ul> <p>学校・医療機関を含む場合</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 教育の質の向上(教員の情報収集手段の拡大・地方へ赴任をいやがる教員の減少＝地方の教員の質の向上が見込まれる・教員向けの遠隔教育が可能に・生徒向けの遠隔教育の可能性もある)</li> <li>・ 医療サービスの向上(テレビ電話による専門医の診断が可能になる・地方の医療機関でも情報のアクセスが容易になる)</li> </ul>

JICA 調査団作成



## 18.2 情報通信網拡張計画における需要と便益

まず、政府ならびに関連機関の情報通信網に関わる計画及び情報通信網拡張計画に関するコメントを以下の表-18.2.1 にまとめる。

表-18.2.1 各機関のコメント及び計画

<p>情報通信政策全般： 情報通信省情報技術局</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>光ファイバー網は情報通信網のインフラとして重要であり早急に整備したい。インフラの整備を含め、通信・放送・教育・医療などへの応用も含めて今後の ICT 政策、BIPS (Bhutan ICT Policy &amp; Strategy)を策定したところである。</li> <li>2017 年からは望ましいとしているブータン通信公社の考えについては、それまでの需要増に対応できないと予測し、2017 年からは早急に整備を行いたいと考えている。</li> </ul>
<p>通信： ブータン通信公社</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>光ファイバー網は、安定した基幹幹線として重要である。また、地方の電話網も今後はデジタル交換機の入手・維持が困難になってくるため、電話網の IP(Internet Protocol)化を進める上で光ファイバーは有効である。2007 年に全郡への電話回線の敷設を完了するが、この回線では高速データ通信に対応できない。</li> <li>2007 年までに導入した設備の代替として本マスタープランで提案される光ファイバー網に期待している。耐用年数はおよそ 10 年であるので、整備を開始する時期は第 12 次 5 ヵ年計画(2017 年から)が望ましい。ブータン通信公社としては地方電話網整備計画、携帯電話サービスの開始など設備投資が相次いでいるので、地方への光ファイバー網の整備を早急に進めることは難しい部分もあるが、配電網と情報通信網の整備を合わせて行うことについては通信セクターにとってもメリットは大きい。</li> </ul>
<p>放送： ブータン放送公社</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>今後の放送網拡張に関して、基幹幹線はブータン通信公社から借りたいと考えている。</li> <li>地方の放送網についても電波が届かない地域については、光ファイバーを使いたいと考えている。</li> <li>自国で回線を持つことは安全保障上有効であるとともに、自国の技術力の向上のためにもなる。</li> <li>放送衛星では双方向通信ができず、地方から番組の素材を中央に送るといった使い方ができない。</li> </ul>
<p>教育： 教育省</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>教員の技術や資格向上のための遠隔教育に使いたい。現に、情報通信網を活用した仕組みを検討中である。光ファイバーはぜひ活用したい。現在は生徒の休暇期間中のスクーリングと大量の紙による教材で行っている。</li> <li>電気や通信の普及状況を考えると、現状では児童・生徒への遠隔教育や小学校でのコンピュータ教育は難しい。児童・生徒に対する遠隔教育は地方の学校での教員不足への対策にもなり得る可能性があることは認めるが、ソフトウェアの中身次第である。</li> <li>一方で、電気・通信の環境がないことを理由に、教員たちは僻地への赴任に強い拒否反応を示している。僻地手当をいくらもらっても行きたくないという。この点からも情報通信網の整備には期待している。</li> </ul>
<p>保健： 保健省・ティンブー総合病院</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>これまでの限られた通信設備・環境の中で、保健医療サービスの向上を図るべく努力を行ってきたが、特に地方では十分な保健サービスを提供できているとは言えない。</li> <li>日本の草の根無償で導入された遠隔医療システムも、現在の限られた通信環境とシステムに習熟した人的資源の不足などの理由で十分に機能をしているとは言えない部分もある。</li> <li>地方でも電話を安心して使えるようになるだけでも大きな進歩である(これは 2007 年に実現予定)が、電気と高速データ通信が同時に実現する今回のマスタープランで、インターネットやテレビ電話を医療サービスに活用できるようになる。限られた資源、例えば全ての BHU に医師を配置できない、高価な医療機器を揃えることのできない状況で医療サービスを行っているが、これらの新しい手段を用いることで医療サービスの大幅な向上が期待できる。</li> </ul>

JICA 調査団作成

これらの現状も鑑みてまとめた高速情報通信網がもたらす、現時点で想定される需要とそれによって得られる便益は次の表-18.2.2 の通りである。情報通信網はインフラとして期待されており、各省庁・機関において、活用したいとの強い意向があることは明らかである。これらの便益の定量化は 18.4 節で行う。

表-18.2.2 想定される需要と便益

行政	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 行政業務の効率化と地方分権の促進</li> <li>・ 住民サービスの向上</li> <li>・ 各省庁のデータベースシステムの効率的な活用</li> </ul>
通信	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 基幹回線の安定・高速・大容量化</li> <li>・ 地方への回線の高速・大容量化</li> <li>・ ネットワークの IP 化への対応</li> <li>・ 長寿命な光ファイバー化によるメンテナンスコストの節減</li> <li>・ 新しいサービスの導入が可能になることによるブータン通信公社の収益増</li> </ul>
放送	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 電波の届かないエリアへ番組配信が可能になることによるサービスエリアの拡大</li> <li>・ 地方で撮影した映像を中央に送ることが可能となることによる番組製作への活用と番組の質の向上</li> <li>・ 各地のケーブルテレビ会社への番組配信のリアルタイム化</li> </ul>
教育	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ インフラの改善で地方への赴任を拒まない教員が増加することによる地方の教育の質的向上</li> <li>・ 地方の教員に対するオンラインでの研修機会の提供</li> <li>・ 児童・生徒に対する遠隔教育やコンピュータ教育の可能性</li> </ul>
保健	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 通信事情の改善</li> <li>・ ビデオフォンを経由した中央病院・県病院配属の医師等技術者による診察・指示</li> <li>・ インターネット等により最新の医療情報の収集</li> </ul>

JICA 調査団作成

### 18.3 情報通信網拡張計画のコスト

情報通信網の拡張は新設される配電網に合わせて敷設される部分と、既設の配電網に追加して敷設される部分に大別される。配電線の延長が予定される郡のセンターまでの光ファイバーを併架について、その実施時期の検討ならびにコストの試算を以下に行った。

新設される配電網と合わせて敷設される光ファイバーは配電網の拡張と並行して行うと仮定した。これは、同時に施工を行うことで、コストの最小化を図ることが可能であるからである。

既設の配電線についても必要に応じて情報通信網を整備しなければネットワークとして機能しない。よって、既設配電線に追加する光ファイバーも含める必要がある。これと新設分を合わせた総事業費が、第 10 次、第 11 次、第 12 次の各 5 ヵ年計画で全体の事業費が 4:3:3 となるように配分する。総事業費は表-14.3.4 に示した通りである。なお、オングリッド電化計画は第 11 次 5 ヵ年計画で終了することとしている。これとの実施時期の違いについては理由を 19 章で述べるが、既設配電網に対する情報通信網の追加整備など、新設配電網に対する情報通信網整備以外の部分が第 12 次 5 ヵ年計画においても引き続き行われることを想定している。

総事業費は以下の手順で積算した。

- 1) 機材数量、敷設距離を算出するとともに、事業費算出の基礎となる標準単価を定めた。
- 2) 第 11 次 5 ヵ年計画導入分については 10%、第 12 次 5 ヵ年計画導入分については 20% の単価の低下を見込んだ。
- 3) 第 10 次、第 11 次、第 12 次の各 5 ヵ年計画で事業費が 4:3:3 となるように配分した。
- 4) 以下のものは費用積算の対象外としている。
  - ・ OPGW 網などによる主要基幹回線 (ブータン通信公社が別に計画を行うため)
  - ・ 上述の基幹回線との接続機器 (同上)
  - ・ 郡センターに設置する電話機、ファクシミリ、コンピュータなどの装置

- ・ その他、放送に関わる装置や学校や医療機関に設置される装置

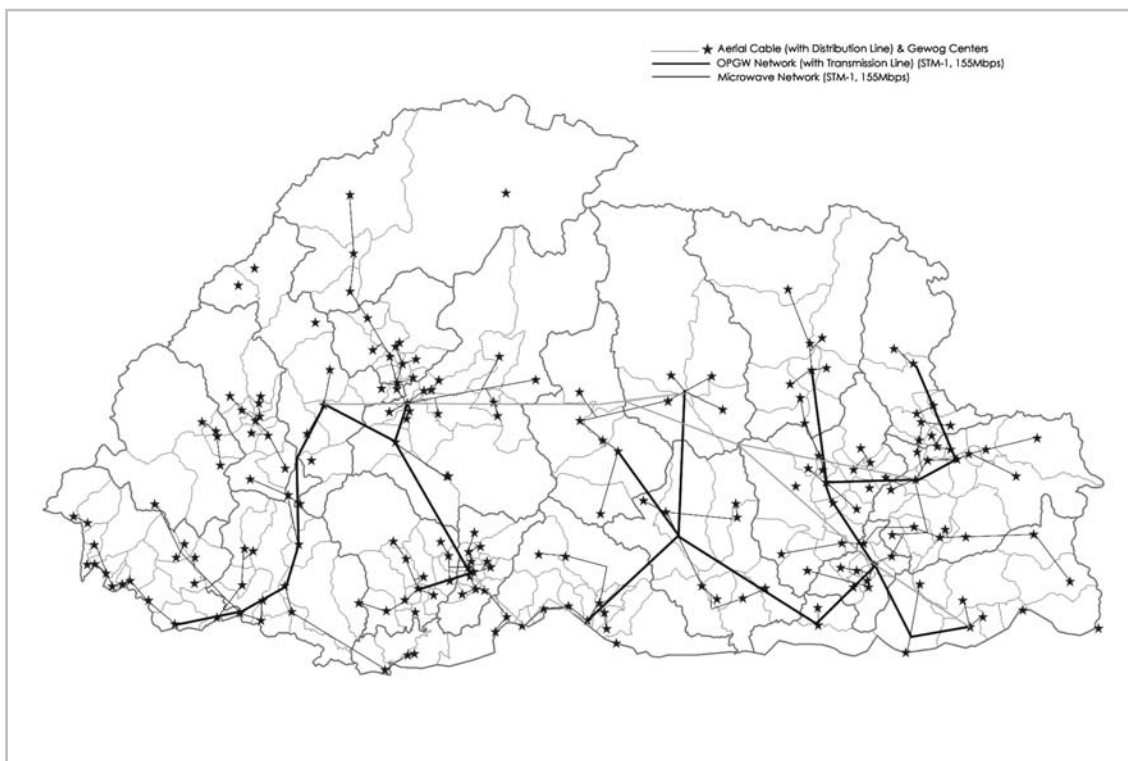
機材等の数量については、まず、敷設距離については郡センターまでというの方針に基づき、配電網の計画図からこれを求めた。ただし、郡センターの位置は公的には確定されていない。このため、ブータン通信公社から提供を受けた電話局舎設置予定地(基本的に郡センター建物内を予定している)の GPS データ、未電化村落調査の GPS データなど、複数のソースを使用した。図-18.3.1 はこれらのデータを使用して郡センターの位置を特定している。

敷設距離の合計は 2,239 km (うち 1,015 km は新設配電網と併架される光ファイバーの距離) である。計画図上から求められた 1,866 km (うち 846 km は新設配電網と併架される光ファイバーの距離) に 20% を加算して敷設距離としている。次の表は計画図上で求められた各県ごとの光ファイバー敷設距離である。( ) 内の値は本マスタープランで敷設される配電網と併架される光ファイバーの距離である。

表-18.3.1 県ごとの光ファイバー敷設距離(計画図上での値)

県	距離	内。新設配電網との併架分	県	距離	内。新設配電網との併架分
ティンプー	23 km	(0 km)	ブムタン	64 km	(23 km)
チュカ	131 km	(50 km)	サルパン	193 km	(112 km)
ハ	32 km	(11 km)	ジェムガン	147 km	(86 km)
パロ	51 km	(0 km)	トンサ	66 km	(30 km)
サムツェ	149 km	(94 km)	ルンツェ	92 km	(21 km)
チラン	62 km	(56 km)	モンガル	134 km	(74 km)
ダガナ	83 km	(44 km)	ペマガツェル	70 km	(31 km)
プナカ	59 km	(0 km)	サムドゥップジョンカ	93 km	(58 km)
ガサ	40 km	(20 km)	タシガン	195 km	(51 km)
ウォンデュボダン	115 km	(61 km)	ヤンツェ	67 km	(24 km)

JICA 調査団作成



JICA 調査団作成

図-18.3.1 郡センターの位置とネットワーク構成

光終端装置については、ブータン通信公社はオングリッドとなる郡全てのセンターに装置を設置する意向を持っていた。しかし、需要と比較して容量が過大となるため、本マスタープランにおいては近接する数郡で 1 台の装置を共用することとし、事業費の圧縮を図った。郡センター間の距離を勘案した上で、201 のうち 40 の郡センターに設置するものとし、光終端装置からおおむね 10 km を超える光終端装置のない郡センターへの接続については必要に応じてリピーターで増幅するものとした。また、光ファイバーケーブルは SSF<sup>1</sup>を採用し、芯数は 8 芯とした。これは想定される需要を考慮する限り 24 芯では過大であると判断したためである。

算出結果は次の通りである。

表-18.3.2 情報通信網拡張計画の必要な機材等の数量

品目	数量	設置の対象・備考
光ファイバーケーブル	1,015 km	マスタープランにより延伸される配電網に併架される。
光ファイバーケーブル	1,224 km	既設ならびに ADB/RE-3 の配電網に併架される。
光終端装置	40	オングリッドとなる、つまり情報通信網に光ファイバーで接続される 193 郡のうち 40 郡に各 1 台を設置する。なお OPGW 網に設置される終端装置はこの数量に含んでいない。
加入者構内装置	193	1 郡あたりの加入者は 1 としての郡センターに 1 台とした。
リピーター	80	光終端装置からおおむね 10 km を超える、光終端装置のない郡センターへの光ファイバーについて設置する。

JICA 調査団作成

機材や光ファイバーの単価については次の値を用いた。ブータン国では光ファイバーの導入例は少なく、正確な標準単価を定めることは困難であったが、ブータン通信公社の過去の導入例と他国類似案件その他の資料等と比較を行った上で妥当なものと判断した。

表-18.3.3 機材や光ファイバーの単価

品目	単価	設置の対象・備考
光ファイバーケーブル (SSF 24 芯)	US\$2,400/km	配電線に併架される。この単価には必要なアクセサリ類や敷設費用を含む。
光ファイバーケーブル (SSF 8 芯)	US\$2,160/km	同上
光終端装置	US\$15,000/式	OPGW 網と SSF 網の接続点(ブータン通信公社では 19 か所を想定)ならびにブータン通信公社の各局舎に設置する。輸送費と設置費用として別途各 10%。
加入者構内装置	US\$1,600/式	1 加入者あたり 1 式必要。輸送費と設置費用として別途各 10%。
リピーター	US\$800/式	光終端装置からおおむね 10km を超える光ファイバーについて使用する。

JICA 調査団作成

総事業費の算出結果は表-18.3.4、第 10 次、第 11 次、第 12 次の各 5 カ年計画に対応する情報通信網拡張計画の事業費は表-18.3.5 の通りである。総事業費は US\$5.4 百万と見積もられる。

<sup>1</sup> Self Support Fiber: 自己支持型ファイバーケーブル

表-18.3.4 情報通信網拡張計画の総事業費

品目	数量	単価	小計	設置の対象・備考
光ファイバーケーブル	1,015km	US\$2,160/km	US\$1,974,456	本マスタープランにより延伸される配電網に併架される。敷設費用を含む。
光ファイバーケーブル	1,224km	US\$2,160/km	US\$2,380,968	既設ならびに ADB-RE3 の配電網に併架される。敷設費用を含む。
光終端装置	40	US\$18,000/Unit	US\$648,000	設置費用、輸送費を含む。
加入者構内装置	193	US\$1,920/Unit	US\$333,696	設置費用、輸送費を含む。
リピーター	80	US\$800/Unit	US\$57,600	設置費用、輸送費を含む。
計	-	-	US\$5,394,720	-

単価は第 10 次 5 年計画での導入分に対するものである。第 11 次 5 年計画以降では単価が下がるため、数量×単価は小計と一致しない。

JICA 調査団作成

表-18.3.5 各 5 年計画に対応する情報通信網拡張計画の事業費

	第10次5カ年計画			第11次5カ年計画			第12次5カ年計画			合計	
	単価	数量	金額小計	単価	数量	金額小計	単価	数量	金額小計	数量	金額
光ファイバーケーブル (単位: US\$, km)	2,160	783	1,691,280	1,944	686	1,333,584	1,728	770	1,330,560	2,239	4,355,424
光終端装置 (単位: US\$, Unit)	18,000	14	252,000	16,200	12	194,400	14,400	14	201,600	40	648,000
加入者構内装置 (単位: US\$, Unit)	1,920	67	128,640	1,728	60	103,680	1,536	66	101,376	193	333,696
リピーター (単位: US\$, Unit)	800	28	22,400	720	24	17,280	640	28	17,920	80	57,600
合計 (単位: US\$)			2,094,320			1,648,944			1,651,456		5,394,720

JICA 調査団作成

## 18.4 情報通信網拡張計画の経済評価

### 18.4.1 概要

配電網整備と同時に光ファイバー網を導入することにより、情報通信網拡張のための導入費用、維持費用の両方を節約することができる。本マスタープランで提案する光ファイバー網は、既存の電話網よりも格段に高速・大容量な、ブロードバンドネットワークとして活用できる。しかし、ブータン通信公社には 2007 年までに既存の電話網を全ての郡センターに最低 10 回線ずつ到達させる計画がある。そのため、現時点で光ファイバー網に投資することは二重投資となる。

安全保障の観点においては、情報通信網は単なる経済評価以上の重要な価値が生じる。しかし、本マスタープランでは費用節約効果や付加価値による便益のみに限定して経済評価を行った。経済評価の結果は投資利益率(ROI)が第 10 次 5 年計画では 1.8%であった。しかしながら、第 11 次 5 年計画では 6.29%、第 12 次 5 年計画では 24.0%に向上する。感度分析(前提条件を変化させた場合の経費の増減額を試算する分析)における 20%の導入費用増加ケース、想定よりも 20%需要が少なかったケースでは、第 10 次 5 年計画では各々 1.6%、-0.3%の EIRR となった。インターネットの需要が 100%実現した場合は 9.0%の EIRR であり、全く実現しない場合には EIRR は-2.5%となる。

高速情報通信網の便益は、情報通信網の構築以外に、ソフトウェア、クライアントレベルでのハードウェアや、配信されるコンテンツなどにも左右される。人的資源も重要な要素であるが、地方では新しい技術に対応した人的資源は不足している。また、最も重要な要素は、公共あるいは民間の新たなサービスの導入を推進し、便益を目に見える形にするための制度である。ブータン国のような小さな国においては、政治的な指導力が発揮され投資が適切なタイミングでなされるかどうかの問題である。現在進みつつある地方分権化や人材育成の進捗状況とそこから広がる可能性を含め、フィージビリティスタディ段階で調査を行うことで、より詳細な実現可能性の把握が可能となる。

#### 18.4.2 分析の範囲

新しい電話システムに必要な投資は、光ファイバー網に対する投資よりも幅が広い。ユーザーレベルでの送受信のための機器も考慮する必要がある。新しい電話システムの活用方法によっては、追加の機材や人的資源が必要になる場合もある。ここではシンプルな分析を行うために、一般的に行われている電話機能と、ブロードバンドインターネット接続サービスの 2 種類のサービス分野についてを対象を限った。ブロードバンドインターネット接続サービスについては、地方の住民に対するインパクト、具体的には遠隔教育と遠隔医療について分析を行った。プロジェクト期間は 20 年と設定した。情報通信網の整備は第 10 次 5 年計画では 40%、第 11 次 5 年計画では 30%、第 12 次 5 年計画では 30%の割合に分けて実行する計画である。このプロジェクトの進行とともに想定される便益が広がっていくものと仮定する。

#### 18.4.3 経済的な利益と経費計算

便益と費用はまず、国全体のものをまず見積もり、それから 5 年計画ごとに割り振るものとした。

##### 【電話】

電話料金の支払い意志額について、質問票を用いた調査を行った。これによると、村落の住民は 1 通話あたり 100 ないし 200 Nu.の支払い意志を示している。自分の郡に電話がない場合、住民は徒歩あるいは車で 20 km 移動すると概算されている。これにかかるコストは時間のロスも含めて 100-300 Nu.である。ブータン国での電話通話料は一般的に安く、地方とティンプーとの間で 1、2 分の通話で 10 Nu.程度であるが、電話のない地方の住民は同額またはそれ以上を払う意志がある。よって、1 通話あたり 350 Nu.を支払い許容額とした。電話をかける頻度については予測することが難しく、調査結果として得られた 1 世帯あたりの頻度は明らかに高すぎであった。年間 3 回程度が適切な値ではないかと考えられる。カバーされる世帯数は約 30,000 で、これは地方の世帯数の 90%に相当する。

郡センターは年間 3,500 Nu.から 5,000 Nu.の電話料金を見込んでいるとしている。よって、郡センターに対し、毎年 4,000 Nu.の便益があると仮定すると、全体で 772,000 Nu.となる。

##### 【ケーブルテレビ】

第 13 章の調査結果の通り、1 社平均 1 か月 10,000 Nu.の支払い意志があった。支払い意志があると回答した 17 社合計で年間 2,040 千 Nu.の支払い意志があることになる。

##### 【遠隔教育】

ブータン国の地方では生徒の数と比べて教員の数著しく不足している。政府は若い教員に対して地方への赴任を奨励しているが、インフラの整備状況や娯楽のなさから、地方への赴任を望む教員は少ない。教員1名に対して生徒が100人ということも珍しくない。1人の教員が複数の学年を担当することや、自習のような状態となっていることもある。

インターネットは、視聴覚教材を用いることで、あるいはインターネットそのものを活用して情報収集を容易にすることで、教育の質の向上を図り、また、地方との間のギャップを埋めることができる可能性を有する。

この便益を定量化することは難しいが、仮に教育の質の向上による便益が1郡につき1人、合計193人の教員に相当する費用と等しいとすると、1人年間US\$2,500となる。193郡ではUS\$482,500または21.7百万Nu.となる。同時に、視聴覚プログラムを作成する費用も含めなければならないが、50人の専門スタッフやその他の経費を含めてUS\$300,000と見込まれる。合計の便益はUS\$0.183百万または8.24百万Nu.となる。

#### 【遠隔医療】

ブータン国の保健医療機関は3つの階層、具体的には病院、BHU (Basic Health Unit)、ORC (Out-reach clinic)からなっている。上の階層ほど設備や医師などの専門的な職員が充実している。地方の住民にはこういった充実した医療機関へのアクセスがないことに疑いはない。遠隔医療の究極のイメージは、物理的距離に影響されずに専門的な検査や診断にアクセスできる、デジタルネットワークに接続されたパソコンや検査機器を有した診療所を持つことである。

そのようなシステムは先進国でもごく限られたケースを除いて機能していない。ブータン国で導入するとしても、いくつもの障害に直面すると思われる。原因としてはそのような機材を操作できる人材が不足していること、ニーズやリソースをコントロールする確立されたモデルがないことが挙げられる。

その一方でコンピュータのような小額の投資により、地方での医療サービスの向上が図れる。公共の健康、予防薬、診断、その他ブータン国や他で入手可能な、治療に役立つ資源の共用知識データベースを構築するなどの活用方法がある。もう1つは医療・保健に関する情報を交換し、議論を行うフォーラムを構築することである。地方の人々への医療処置へのアクセス可能性を改善するために、病院を全ての県レベルに広げることも可能かもしれない。しかし、情報通信網の応用については、必要な機材や人材を確保するための投資が必要である。

これらの情報についての便益を数値化することは極めて難しいが、仮に、この情報により月に1回の出張を減らすことができたとするならば、旅行にかかるコスト300Nu./回、人件費200Nu./回で1回(1か月)あたり500Nu.、年間で6,000Nu.を節約できたことになる。200のBHUとORCの合計では1.2百万Nu.となる。共用知識データベースの運用コストは5人の技術者の人件費としてUS\$300×5人×12か月でUS\$18,000(0.81百万Nu.)が見込まれる。この差が便益となる。

#### 18.4.4 便益の不確実性

単純な電話ネットワークの使用と比べ、以上で述べた遠隔教育や遠隔医療の可能性は、政策的なイニシアティブや機材の確保、専門家や技術者の雇用が可能かどうか、そのための予算が確保できるかなどに左右される。

イニシアティブがどこにもなければこれらの可能性は夢以外の何者でもない。一方で予想されない機会が新しい情報通信網の供給とともに起こる可能性もある。農業市場や手工芸品のマーケティングやツーリズムの振興などの可能性を否定できない。これらの可能性は無限であるが、現在のところは定量化することが難しい。

上に述べたように、遠隔教育と医療の便益は代表的な便益として扱われる。しかしながらこれらのプロジェクトにも不確実性が存在する。このため、予測される経済的便益は両方のセクターに対して想定された需要の 0.3 倍と仮定した。

もう一点考慮したのは、潜在的な需要と顕在化した需要の差である。例えば、運用開始から 193 全ての郡センターが遠隔教育のシステムの運用を開始すると仮定することは現実的ではなく、徐々に開始されていくだろう。そのため、簡単な方法で、最初の 5 年間で 20% ずつ潜在的な需要が顕在化してくると仮定する。これはすべての需要項目に同じ方法を適用した。

- 成長と便益

電話については 5% の成長を、デジタル通信(ケーブルテレビとインターネット)は 10% の年成長を見込んだ。なお、この成長は 20 年間続き、その後は成長率が 0 になると仮定した。

- 経済的コスト

このプロジェクトの投資部分のために、輸入品には 1.1 の換算要素を仮定した。これは配電網のプロジェクトと同様である。テレコムネットワーク投資については 90% について、維持管理については 50% について、この換算の対象とした。

- 置き換え費用

機材の耐用年数は 10 年間と考え、その後置き換えが必要となると考えた。そのコストは導入コストの 30% と仮定した。

- With/Without

最初の 10 年間は地方電話網拡張計画で導入された電話システムが使われるので、その 10 年間については電話サービスによる便益はないとする。電話サービス以外については運用開始からすべての便益を含めるものとする。

#### 18.4.5 評価の結果

5 ヶ年計画ごとの評価結果は表-18.4.1、表-18.4.2、表-18.4.3 が示すとおりである。EIRR は順に 1.8%、6.2%、24.0% となった。IRR の向上は投資時期を遅らせることによる効果である。投資に対する金銭的なリターンは見込めない。一方で通信環境の質の向上はこの計算結果には含まれていない。



インターネットの需要(遠隔教育・遠隔医療)は、発生するかもしれないし発生しないかも知れないという面がある。感度分析として、EIRR が低くなる場合も評価する経済評価の原則からインターネットの需要が想定された需要の 30%ではなく、100%ある場合とまったくない場合の評価も行った。結果は次の表-18.4.4 の通りである。

表-18.4.1 情報通信網の EIRR

Case	EIRR	Case	EIRR
A) Full Internet Demand	9.0%	C) 20% Cost Up	1.6%
B) No Internet Demand	-2.5%	D) 20% Demand Down	-0.3%
		C)+D)	-0.9%

JICA 調査団作成

表-18.4.2 第 10 次 5 カ年計画(2007-2012 年)のキャッシュフロー

Unit: 000 Nu.

Year	Benefit						Cost		Net Cash Flow
	Telecommunication		Cable TV	Internet		Total	Investment	O & M	
	local admin	general household		Tele-Education	Tele-medicine				
0	0	0	0	0	0	0	102,726	14,310	-117,036
1	0	0	163	521	29	713		16,365	-15,651
2	0	0	359	1,146	63	1,505		16,365	-14,859
3	0	0	592	1,892	105	2,484		16,365	-13,881
4	0	0	869	2,774	153	3,643		16,365	-12,721
5	0	0	1,195	3,815	211	5,009		16,365	-11,355
6	0	0	1,314	4,196	232	5,510		9,210	-3,699
7	0	0	1,446	4,616	255	6,061		9,210	-3,148
8	0	0	1,590	5,077	281	6,668		9,210	-2,542
9	0	0	1,749	5,585	309	7,334		9,210	-1,875
10	0	0	1,924	6,144	340	8,068	30,818	9,210	-31,960
11	101	4,105	2,116	6,758	373	13,080		6,825	6,255
12	211	8,620	2,328	7,434	411	18,593		6,825	11,769
13	333	13,577	2,561	8,177	452	24,648		6,825	17,823
14	466	19,007	2,817	8,995	497	31,285		6,825	24,461
15	611	24,947	3,099	9,894	547	38,552		6,825	31,727
16	642	26,194	3,409	10,884	602	41,129		6,825	34,304
17	674	27,504	3,749	11,972	662	43,900		6,825	37,075
18	708	28,879	4,124	13,169	728	46,881		6,825	40,057
19	743	30,323	4,537	14,486	801	50,090		6,825	43,265
20	780	31,840	4,991	15,935	881	53,545		6,825	46,721

**E.I.R.R = 1.8%**

- Note: 0) The first year of the project is equal to the demand estimated for the 10th year in the base case.
- 1) Assumptions for the growth rates:telecommunicaiton demand (5%), Cable TV and Internet (10%)
  - 2) initial demand for the Internet will be low due to slow penetration among users.  
It is assumed that the initial year market capture remains 20% of the potential, with the increment of 20% till reaching 100%.
  - 3) The operation and maintenance costs for optical fiber network is 2% of the initial investment and include stage-wise equal share of the cost of 13.5 million Nu. for remote education and 0.81 million Nu. for tele-medicine.
  - 4) implementation probability of 30% is assumed for the Internet uses.
  - 5) The initial investment is calculated as follows;
    - Conversion factor is calculated by assuming as following;
    - Foreign & Local currency component of investment: 90% & 10%
    - Shadow exchange rate for Nu./US\$ : 1.1
    - Thus Conversion factor: 0.9 x 1.1 +0.1 =1.09
    - Initial investment: 1.09 x US\$2,094,320 x 45 Nu./\$ = Nu.102,726,396
  - 6) There is a need for re-investment of 30% of the initial investment every 10 year.
  - 7) The exchange rate is set at 45 Nu./USD.
- JICA 調査団作成

表-18.4.3 第 11 次 5 カ年計画(2012-2017 年)のキャッシュフロー

Unit: 000 Nu.

Year	Benefit						Cost		Net Cash Flow
	Telecommunication		Cable TV	Internet		Total	Investment	O & M	
	local admin	general household		Tele-Education	Tele-medicine				
0	0	0	0	0	0	0	80,881	7,155	-88,036
1	0	0	263	839	46	1,148		8,773	-7,624
2	0	0	578	1,846	102	2,425		8,773	-6,348
3	0	0	954	3,046	168	4,001		8,773	-4,772
4	0	0	1,399	4,468	247	5,867		8,773	-2,905
5	0	0	1,924	6,144	340	8,068		8,773	-705
6	151	6,157	2,116	6,758	373	15,183		6,388	8,795
7	158	6,465	2,328	7,434	411	16,385		6,388	9,998
8	166	6,788	2,561	8,177	452	17,693		6,388	11,305
9	175	7,128	2,817	8,995	497	19,114		6,388	12,727
10	183	7,484	3,099	9,894	547	20,661	24,264	6,388	-9,991
11	193	7,858	3,409	10,884	602	22,343		6,388	15,956
12	202	8,251	3,749	11,972	662	24,175		6,388	17,788
13	212	8,664	4,124	13,169	728	26,170		6,388	19,782
14	223	9,097	4,537	14,486	801	28,343		6,388	21,956
15	234	9,552	4,991	15,935	881	30,712		6,388	24,324
16	234	9,552	4,991	15,935	881	30,712		6,388	24,324
17	234	9,552	4,991	15,935	881	30,712		6,388	24,324
18	234	9,552	4,991	15,935	881	30,712		6,388	24,324
19	234	9,552	4,991	15,935	881	30,712		6,388	24,324
20	234	9,552	4,991	15,935	881	30,712		6,388	24,324

E.I.R.R = 6.2%

- Note: 0) The first year of the project is equal to the demand estimated for the 10th year in the base case.
- 1) Assumptions for the growth rates:telecommunicaiton demand (5%), Cable TV and Internet (10%)
  - 2) initial demand for the Internet will be low due to slow penetration among users.  
It is assumed that the initial year market capture remains 20% of the potential, with the increment of 20% till reaching 100%.
  - 3) The operation and maintenance costs for optical fiber network is 2% of the initial investment and include stage-wise equal share of the cost of 13.5 million Nu. for remote education and 0.81 million Nu. for tele-medicine.
  - 4) implementation probability of 30% is assumed for the Internet uses.
  - 5) The initial investment is calculated as follows;
    - Conversion factor is calculated by assuming as following;
    - Foreign & Local currency component of investment: 90% & 10%
    - Shadow exchange rate for Nu./US\$ : 1.1
    - Thus Conversion factor: 0.9 x 1.1 +0.1 =1.09
    - Initial investment: 1.09 x US\$1,648,944 x 45 Nu./\$ = Nu.80,880,703
  - 6) There is a need for re-investment of 30% of the initial investment every 10 year.
  - 7) The exchange rate is set at 45 Nu./USD.

JICA 調査団作成

表-18.4.4 第 12 次 5 カ年計画(2017-2020 年)のキャッシュフロー

Unit: 000 Nu.

Year	Benefit						Cost		Net Cash Flow
	Telecommunication		Cable TV	Internet		Total	Investment	O & M	
	local admin	general household		Tele-Education	Tele-medicine				
0	0	0	0	0	0	0	81,004	4,770	-85,774
1	101	4,105	423	1,352	75	6,055		6,390	-335
2	211	8,620	931	2,974	164	12,736		6,390	6,346
3	333	13,577	1,537	4,906	271	20,352		6,390	13,962
4	466	19,007	2,254	7,196	398	28,923		6,390	22,533
5	611	24,947	3,099	9,894	547	38,552		6,390	32,162
6	642	26,194	3,409	10,884	602	41,129		6,390	34,739
7	674	27,504	3,749	11,972	662	43,900		6,390	37,510
8	708	28,879	4,124	13,169	728	46,881		6,390	40,491
9	743	30,323	4,537	14,486	801	50,090		6,390	43,700
10	780	31,840	4,991	15,935	881	53,545	24,301	6,390	22,854
11	780	31,840	4,991	15,935	881	53,545		6,390	47,155
12	780	31,840	4,991	15,935	881	53,545		6,390	47,155
13	780	31,840	4,991	15,935	881	53,545		6,390	47,155
14	780	31,840	4,991	15,935	881	53,545		6,390	47,155
15	780	31,840	4,991	15,935	881	53,545		6,390	47,155
16	780	31,840	4,991	15,935	881	53,545		6,390	47,155
17	780	31,840	4,991	15,935	881	53,545		6,390	47,155
18	780	31,840	4,991	15,935	881	53,545		6,390	47,155
19	780	31,840	4,991	15,935	881	53,545		6,390	47,155
20	780	31,840	4,991	15,935	881	53,545		6,390	47,155

**E.I.R.R = 24.0%**

Note: 0) The first year of the project is equal to the demand estimated for the 10th year in the base case.

1) Assumptions for the growth rates:telecommunicaiton demand (5%), Cable TV and Internet (10%)

2) initial demand for the Internet will be low due to slow penetration among users.

It is assumed that the initial year market capture remains 20% of the potential, with the increment of 20% till reaching 100%.

3) The operation and maintenance costs for optical fiber network is 2% of the initial investment and include stage-wise equal share of the cost of 13.5 million Nu. for remote education and 0.81 million Nu. for tele-medicine.

4) implementation probability of 30% is assumed for the Internet uses.

5) The initial investment is calculated as follows;

Conversion factor is calculated by assuming as following;

Foreign & Local currency component of investment: 90% & 10%

Shadow exchange rate for Nu./US\$ : 1.1

Thus Conversion factor: 0.9 x 1.1 +0.1 =1.09

Initial investment: 1.09 x US\$1,651,456 x 45 Nu./\$ = Nu.81,003,917

6) There is a need for re-investment of 30% of the initial investment every 10 year.

7) The exchange rate is set at 45 Nu./USD.

JICA 調査団作成

## 18.5 情報通信網の運用・維持計画

### 18.5.1 運用・維持の実施体制と実施機関

現在のところ、ブータン通信公社とブータン電力公社が導入やその後の運営維持の実施主体の候補となっている。ブータン通信公社、情報通信省情報技術局、ブータン電力公社との間で議論が何度も行われているが、実施主体についての最終的な結論は未だ得られていない。しかし、配電網の整備と合わせて情報通信網の整備を行うという方針を鑑みると、情報通信省側が情報通信網の整備についてのイニシアティブを発揮しつつ、電力セクター側が実施主体となることが望ましい。この必要性は情報通信大臣も認めているところである。

実施主体や運営維持のしくみを考える上で重要なことは投資額を少なくするための条件を設定することと、運営維持にかかる重複を避けることである。いくつもの考えられる選択肢があるが、フィージビリティスタディ段階で、結論を得るためのさらなる調査や議論が行われるべきである。具体的には、フィージビリティスタディ段階での最新の条件を適用したコスト積算、ブータン国政府の方針やドナー動向をふまえた上での資金計画、人的資源や制度を鑑みた上での運営維持体制づくり調査や議論が必要となる。

基幹回線である OPGW と比較して、本マスタープランで提案される地方への情報通信網は距離も長く、維持管理コストが大きくなる。ブータン通信公社が情報通信網の維持管理を、ブータン電力公社が配電網の維持管理をそれぞれ別々に行うことは効率的ではない。これに加えて、ブータン通信公社では実施体制、機関にはこだわらない姿勢を示しており、他社が行う場合には適切な費用を支払う意思を示している。

これらの背景を鑑み、マスタープラン調査の結論として、調査団からの提言を以下の通りとする。

- ブータン電力公社が実施主体となり、導入や運営維持の責任を負うが、情報通信省情報技術局、ブータン通信公社は情報通信網の計画立案、設計を担当する。計画においては、電力セクター側と綿密な協議を行う体制を構築することが前提である。
- 導入コストを低減するために、第 10 次、第 11 次の各 5 ヶ年計画での配電線の拡張の契約に含めて行う。
- 配電網と一体として整備される情報通信網の整備については、配電網と同じ資金源を手当てすることが望ましい。これについては電力セクター側も、通信セクター側のイニシアティブを前提に同意している。既設配電網に追加で整備される情報通信網や、その情報通信網を活用するためのユーザーレベルでの機材についてはブータン国政府各セクターの予算や、ブータン国の ICT 分野への資金協力への関心が強いドナーを、パッケージごとに適用していくことが現実的であると考えられる。
- 料金徴収を含む運営維持は、地方での電力供給運営との重複を避けるためにブータン電力公社に委託される。定期的な巡視などは配電網の点検と合わせて行い、その範囲を超えるものはブータン通信公社が対応する。ブータン電力公社に、「電力と通信の同時整備」の趣旨の範囲を超える過度な負担を求めない。
- ブータン通信公社は情報通信網の使用にあたり、適切な使用料をブータン電力公社に支払う。OPGW 網の鉄塔使用料や維持管理費用は部材価格の 3%であったが、ブ

ータン通信公社では地方配電網についてはこれを下回る料金設定を望んでいる。維持管理契約の内容にもよるが、電柱の使用と日常的な巡視程度の運営維持をその範囲とする限り、ブータン通信公社側の考えは適切であると考えられる。

### 18.5.2 整備の実施時期

情報通信網拡張計画のうち、配電網の拡張と同時に行う部分については第 10 次、第 11 次の両 5 ヶ年計画で行われる。既存配電網への光ファイバーの敷設は第 10 次、第 11 次、第 12 次の各 5 ヶ年計画にまたがって行われる。完了の目標は 2020 年である。現時点で想定されるスケジュールは、次章の表-19.5.1 にまとめた。

## 第19章 実施計画

### 19.1 プロジェクト・パッケージ

地方電化マスタープランの包括的な実現性を確保するためには、プロジェクトを複数のパッケージに分割することが有効である。これにより、様々なドナーがプロジェクトを選択でき、実施へのハードルを低くすることができる。

加えて、プロジェクトの効率的な実施と促進のために、技術協力やキャパシティビルディング等のソフト分野の援助のニーズは大きい。表-19.1.1 は、プロジェクトパッケージとソフト分野の援助スキームを、可能性のあるドナーとともに、まとめたものである。

表-19.1.1 ドナーからのプロジェクトパッケージとソフト分野の援助スキーム

Project Package	Expected Donors/Scheme
Project Package	
1 Distribution Line Extension	JBIC loan, ADB loan
2 Solar Electrification	Japan general grant and grass roots grant, NGO and NPO, grant scheme from donor countries
3 Small Hydro Electrification	Japan general grant, UNDP, grant scheme from donor countries
4 Biogas Energy Supply	Japan grass roots grant, World Bank, NGO and NPO, grant scheme from donor countries
5 Information and Communication Network Extension	JBIC loan, ADB loan, Japan general grant
6 Distance Education	Japan general grant and grass roots grant, UNDP, grant scheme from donor countries
7 Telemedicine	Japan general grant and grass roots grant, UNDP, grant scheme from donor countries
8 TV Broadcasting Improvement	Japan general grant and grass roots grant, UNDP, grant scheme from donor countries
Software Assistant	
9 Feasibility Study for Distribution Line Extension	JBIC/SAPROF*, JICA/Development study, ADB/Technical assistant, and other donors
10 Feasibility Study for: Solar Electrification Mini/Micro Hydropower Electrification Biogas Energy Supply Information and Communication Network Extension Distance Education Telemedicine TV Broadcasting Improvement	JICA/Development study and other donor's scheme
11 Technical Cooperation for: Solar Electrification Mini/Micro Hydropower Electrification Biogas Energy Supply Information and Communication Network Extension Distance Education Telemedicine TV Broadcasting Improvement	JICA/Expert and other donor's scheme

\* SAPROF: Special Assistance for Project Formation

JICA 調査団作成

言うまでもなく、ブータンは、将来、独力でプロジェクトを実施し、引き続き独自の政府予算と人材のみで、持続的にそのプロジェクトを運営できるようになる必要がある。

ただし、現段階では、ブータンはプロジェクトの実施のためのドナーを求め、ドナーはその予算と援助方針に見合う優良なプロジェクトを求めている現状から、現段階では、上表に示したパッケージは、ブータン国とドナー双方にとって、有用であると言える。

電力セクターは、4つのプロジェクトパッケージに分かれる。配電線延長、太陽光電化、小水力、バイオガスによるエネルギー供給の4つである。

配電線延長プロジェクトがパッケージの中では最も規模が大きい。必要な資金スケールに適合できるのは、融資スキームのみであろう。無償には大きすぎ、馴染まない。

一方、他の3つのパッケージは、無償ベースの援助に適用できる。太陽光電化プロジェクトは、小規模なソーラーホームシステム導入の集合であり、プロジェクトの規模は、大きくも小さくもできる。よって、規模の小さいドナーでも、援助プログラムを展開することが可能である。バイオガスによるエネルギー供給のプロジェクトも、太陽光と同様、小規模であり、NGO や NPO による援助、日本の草の根無償などが適用可能である。

情報通信セクターにおいては、フィージビリティスタディを実施することを提案する。このセクターの位置づけは、地方電化の経済的便益を増すための、マスタープランの追加的な項目である。これを、フィージビリティスタディの後、JBIC または ADB の融資による配電線延長プロジェクトの一部として実施することが望ましい。なお、無償による実施の可能性もある。プロジェクトコストは無償援助でカバーすることが可能であるからである。また、フィージビリティスタディにおいて、遠隔地教育、遠隔地医療、TV 放送改善など、通信関連のサブプロジェクトの可能性も評価できる。現時点では、それらのプロジェクトもまた、小規模のパッケージとなり、無償の規模に合うものであると考える。

プロジェクトパッケージに対するソフト分野の援助に関しては、プロジェクトの実施の前段階としてフィージビリティスタディが必要であり、それらの補助的なスキームとして有効であろう。また、専門家派遣などの技術協力は、プロジェクトの実施、維持管理において特に有用である。

## 19.2 オングリッド電化の資金計画

オングリッド電化、即ち、配電線延長プロジェクトの資金源は、JBIC と ADB のローンによることを想定している。

JBIC は既に、本プロジェクトの資金源として円借款を提供する準備過程にある。JBIC は 2004 年 5 月にブータン国の債務返済能力調査を行い、2004 年 10 月 25 日に ODA に関するセミナーをティンパーにおいて実施した。一方、ブータン国政府は 2005 年 5 月 24 日に円借款の要請書を公式に日本大使館に提出している。これは、第 10 次 5 ヶ年計画中の 13,000 世帯分の電化を対象としている。この内 3,000 世帯は第 9 次 5 ヶ年計画で電化予定であったが、資金手当てがつかず、まだ実施されていない分である。円借款の要請金額の合計は、US\$26 百万円となっている。

この円借款要請に応じて、JBIC は 2005 年 11 月からの SAPROF の実施を決定した。(2005 年 10 月時点)。SAPROF 実施直後に、円借款のプレッジ(公約)が期待される。

ADB は、第 7 次、第 8 次、第 9 次 5 ヶ年計画における主要な資金の拠出者であった。第 10 次 5 ヶ年計画においても、継続して融資を行う意思を有している。



調査団は JBIC のニューデリー駐在員事務所、及び、在インド日本大使館、及び、JBIC の東京本店を、各現地調査後に毎回訪問し、調査結果を報告し、調査団と各機関における情報共有を行ってきた。これに加え、調査団は 2005 年 2 月 24 日および 9 月 14 日に、マニラにある ADB の本部を訪問し、ADB のプログラム・オフィサーに対して、調査の成果を提示した。これら調整は、プロジェクトの実現に寄与するであろう。

前述のように、JBIC と ADB の融資により、第 10 次 5 ヶ年計画のオングリッド電化計画資金はほぼ確保されたと考えてよい。第 11 次 5 ヶ年計画においても、JBIC と ADB が継続して融資を続けることが予想される。なお、本マスタープランでは、第 11 次 5 ヶ年計画をもって、オングリッド電化を完遂する計画である。

### 19.3 オフグリッド資金計画

ここでは、オフグリッド電化の財源と、基金の提案について、述べる。

14 章、16 章のマスタープランの検討の結果、オフグリッド電化の規模は、全未電化世帯の 12% に相当する 5,129 世帯で、第 10 次 5 ヶ年計画において 2,000 世帯をオフグリッドで電化する計画である。

継続的なオフグリッド電化のためには、設備投資の補助金、計画、広報、キャパシティビルディング、モニタリング等にかかる費用、民間の助成等のための財源を確保する必要がある。この資金について、ブータン政府は、ローンは適用せず、無償資金を活用する、あるいは政府予算の内から拠出する方針である。19.2 章で述べたとおり、オフグリッドプロジェクトの資金源としては、ドナーの援助が期待されるが、持続的なオフグリッド電化のためには、これらの資金をさらに確保する必要がある。

ここで、オフグリッド電化基金を設立し、オフグリッド電化費用の内、設置・維持管理の補助金、キャパシティビルディング、モニタリング、民間助成に係る資金を提供する枠組みを構築することを提案する。オフグリッド電化基金の財源の候補と、それぞれについての課題を下表に示す。

表-19.3.1 オフグリッド電化基金の財源の候補

項目	概要	課題
売電収入からの配分	インドへの売電収入の一定の割合を、オフグリッド電化資金に当てる	電力輸出による収入はブータン国の全てのセクターに分配されている。電力セクターの優遇に対し、財務省からの理解を得ることが困難。
炭素税	ガソリン、ディーゼルなど、化石燃料の販売価格に一定の率を上乗せする。環境のイメージアップに貢献する。	環境、道路セクター等を交え、新規に制度を構築する必要がある。
ドナーの無償プロジェクトでの電気料金収入	小水力や太陽光のパッケージの設備投資を無償でまかない、徴収される電気料金から事業の維持管理費用を差し引いたものを、オフグリッド電化基金に供給する。	規模は小額。電気料金設定によっては維持管理費用を差し引いた余剰の資金が見込めない可能性もある。
GEF	世界銀行、UNDP、UNEP が実施しているプログラムに再生可能エネルギー基金の設立、運用を支援するものがある。専門家派遣、制度の設立に係る調査、キャパシティビルディング、世帯の収入増加を含む。	GEF の資金拠出は補助と位置づけられ、設置、維持管理の費用を全てを賄えるものではない。

JICA 調査団作成

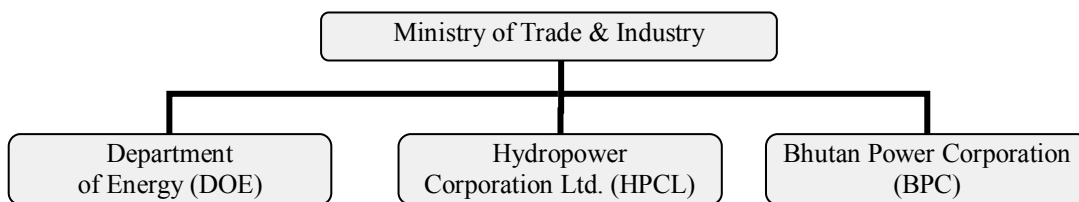
基金の管理、運用は再生可能エネルギー部(DOE-RED)が担当する。一方、基金の監督機関を、ブータン電力庁、貿易産業省、財務省などにより構成し、規約の作成、計画、補助金、機器の仕様の認可、モニタリングの評価を行う。さらに、外部の監査を行い、透明性を確保することは、ドナーを得るのに肝要である。

## 19.4 地方電化実施組織体制

### 19.4.1 現状

#### (1) 概要

電力セクターの現状組織は 3.1.3 節に記述した。電力セクターの国家レベルの政策立案・開発計画策定・セクター内の組織調整は貿易産業省エネルギー局 (DOE) の担当である。水力発電事業は貿易産業省の管轄下の各発電公社 (HPCL: 現在はチュカ水力発電公社 (CHPCL)、クリチュ水力発電公社 (KHPCL)、バソチュ水力発電公社の 3 公社 (タラ水力発電公社 (THPCL) は運転開始後に設立予定) が実施している。インドへの売電はこれらの水力発電公社が直接行っている。送電・配電事業はブータン電力公社 (BPC) が担当している。BPC はまた、サムドゥップジョンカ県の Daifam をはじめとした数箇所の、電力輸入による独立系統を取り扱っている。



JICA 調査団作成

図-19.4.1 貿易産業省の組織

#### (2) DOE の RE に関する実務体制

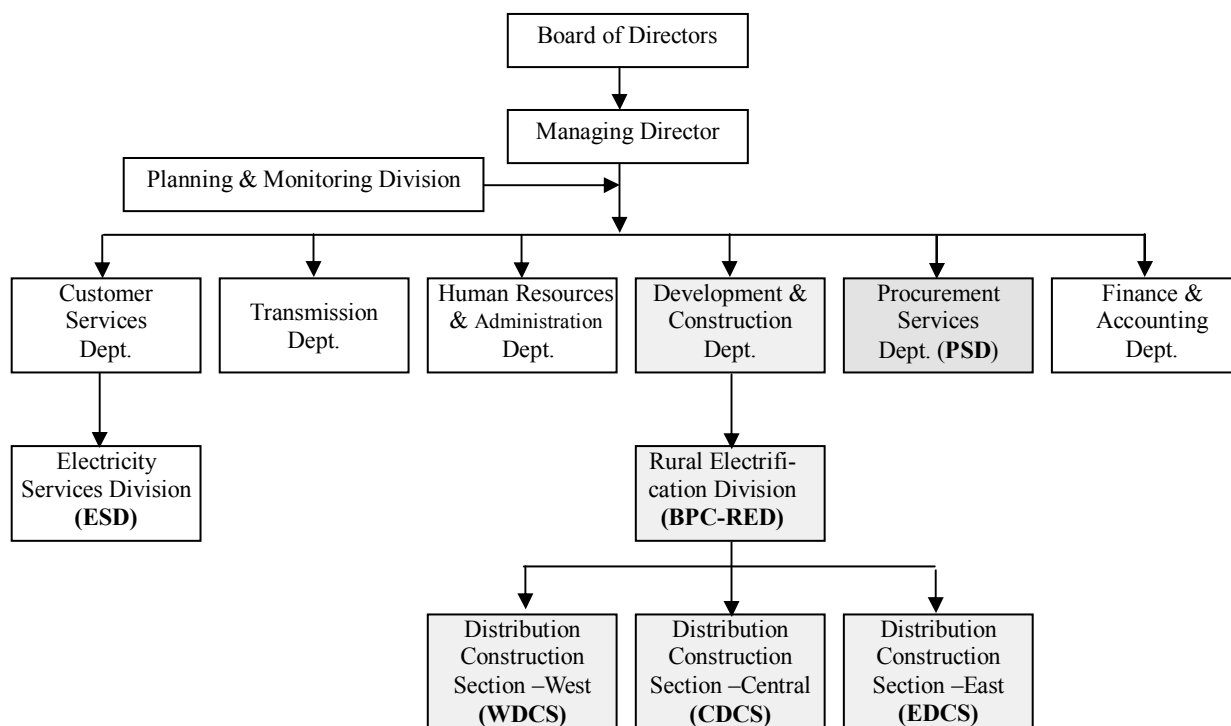
DOE の地方電化プロジェクトに関する主な業務は、計画策定・実施計画立案・資金計画・実施工事のモニタリングである。DOE 内の計画調整部 (Planning and Coordination Division) が地方電化プロジェクトを担当している。計画調整部は地方電化計画のみならず、国全体の発電・送電・配電・電力通信分野などの政策立案・開発計画策定を、16 名の職員で業務遂行している。

地方電化計画は、オングリッド電化とオフグリッド電化に分けられる。オフグリッド電化のうち、再生エネルギー関係の調査・技術導入および開発・人材育成・省エネ/効率改善などの計画立案および実施までを、再生可能エネルギー部 (Renewable Energy Division) の 19 名が担当している。小水力発電の水文調査・F/S 作成・建設関係の業務は、水文気象部 (Hydromet Services Division) が担当している。この部の職員数は 120 名である。

#### (3) BPC の RE 関係の実務体制

BPC の組織概要は図-19.4.2 の通りである。RE に直接関連する部は、調達部、開発建設部、顧客サービス部と、計画調整課である。

計画調整課 (Planning and Monitoring Division) は、BPC の実施するプロジェクトに関し、他機関への報告を行っている。調達部 (Procurement Service Department) は、資機材の調達および保管にその責を有している。高圧送電線・変電所、中圧配電設備の建設は、開発建設部 (Development and Construction Department) の担当である。この部の中の地方電化課 (Rural Electrification Division: BPC-RED) は、国内の RE プロジェクト全般を管轄している RE の中枢部門であり、LCB(Local Competitive Bidding, 国内競争入札)による施工業者の選定・契約・業者の申請書類・図面などの審査も担当している。過去の RE プロジェクト遂行中には、担当コンサルタントとの共同で実施する現場監督のための要員を、この課から派遣している。BPC-RED の下部機構として、配電設備建設係 (Distribution Construction Section: DCS) は、3 地域にあり、配電設備の建設を監理している。



JICA 調査団作成

図-19.4.2 BPC の現状組織 (2005 年現在)

中圧・低圧の配電網の運転・保守および低圧や小規模な配電関連の工事は顧客サービス部 (Customer Services Department) に所属するガサ県を除く 19 の地方支店 (ESD: Electricity Services Division) と 16 の営業所 (ESSD: Electricity Services Sub-Division) が実施している。ESD と ESSD は、小水力発電所およびディーゼル発電所の運転保守業務のほか、電力料金の請求・徴収の業務も行っている。一方、高圧送変電設備の運転保守業務には送電部がその責を担っている。

**(4) オングリッド地方電化の契約と建設**

ADB/RE-1 と ADB/RE-2 の実績では、資機材を、BPC (当時は電力局、DoP) が国際入札 (ICB) にて調達し、国内競争入札 (LCB) にて選定された現地業者が BPC から供与される資機材を使用して建設工事 (運搬、建柱、架線工事を含む) を実施していた。状況に応じて BPC 自身が工事を実施することもある。調達した資機材は Phuentsholing にある BPC の中央倉庫にて引き渡されるが、この倉庫から建設現場近辺の BPC 倉庫までは、

BPC が資機材の輸送を行い、建設業者に必要量を供与している。DOE/BPC によれば、地方電化工事実施の資質ある現地業者は、その数においても十分に存在するとのことである。ADB/RE-3 プロジェクトの契約方法と工事实施体制も、これまで通りの形式を踏襲することになっている。

#### 19.4.2 オングリッド電化の実施組織体制

##### (1) 基本方針

BPC の現況業務に改善と効率化は必要であるが、基本的には DOE と BPC の実施体制と業務分担は、現在の形態を踏襲する。また、DOE の第 9 次 5 ヶ年計画に掲げられている電力セクターへの、下記方針の遂行が重要である。

- ▶ 技能開発とトレーニングによるセクターの人的資源開発
- ▶ 中央保守部門の設立の検討 (Begana と小型変圧器工場の民営化)
- ▶ 市町村公共企業体の電工の配電サービス参加の検討 (市街地の公益事業への奉仕)
- ▶ 企業能力の開発、および、地域団体所属や個人営業の電工・内線電工・外線電工の建設・保守契約への技能訓練
- ▶ ADB-TA による民間の電気技能者・内線電工・外線電工の技能開発と訓練

##### (2) 業務効率化の促進

DOE/BPC 担当者との協議から、今後増加する地方電化プロジェクト実施に対して種々の問題があることが判明した。以下は、現在の問題点と地方電化マスタープラン実施を BPC 現体制で効率的に実施するための対処案である。

##### (a) 業者契約形態

現行の資機材調達と現地建設工事の個々の契約ではなく、ICB によるターンキー契約が推奨される。ターンキー契約の主なメリットは次の通りである。

- a) BPC の発注契約業務における PSD (調達部) と BPC-RED (地方電化課) の業務量の削減
- b) 現在 BPC 自身により実施されている Phuentsholing Central Store から現場倉庫への資材運搬と出入庫業務が不要
- c) BPC の運搬中に生ずる資機材の破損・紛失などによる追加資機材購入が不要
- d) 監理が 1 業者に限定されることから、BPC のマネージメント業務量の削減
- e) 現地建設工事への応札者不在、または予算超過その他による業者再入札の手順による完工時期の逼迫などの場合は、BPC が自身で施工せざるを得ない。ターンキー契約によりこの事態が解消され BPC-RED 部門の大幅な業務量削減が期待できる。
- f) 工事仕様書などは、現在の資材調達と工事用のものを併合することで、容易に作成可能である。入札書の評価業務は、現在と同様 PSD と BPC-RED が実施できる。

現地業者のプロジェクト参加機会の減少への危惧は、契約仕様書への現地業者参加に対する規定、または、優先権の付与条項の追加や、ブータン国労働法遵守などの規定により防止できる。

**(b) 測量精度**

過去の RE プロジェクトでは、測量ミスにより資機材調達・運搬などに支障が生じ、さらに、再測量を繰り返すことによる BPC の業務量の増加、追加資機材調達によるプロジェクト・コスト増、工期延長を齎している。今回調査団の実施・技術移転した GIS の活用により、測量精度を向上し、不要なコストの抑制や工期の短縮が期待できる。

**(c) 環境認可手順**

BPC の経験では、国の複数の認可部門（NEC、Ministry of Forest、県庁など）が個別に調査を行い、その都度 BPC 担当者が時間を割かれている。また、配電線の用地内の伐採樹木数の調査に、膨大な労力を費やしている。関係認可部門の合同現地調査のアレンジを試みる必要がある。

また、将来的には、土地利用や森林密度などの基礎データ整備を行ったり、高解像度衛星画像を利用したりすることにより、GIS による伐採木の調査が、業務量の削減を推進することになる。

**(d) 現地工事監理**

BPC-RED/DCS が中圧配電線の工事監理を担当しているが、急峻な山岳地での監理業務では、相当数の要員が必要となる。今後 RE プロジェクトの増加に比例して、上記効率化を促進しても、BPC-RED/DCS のスタッフ増員の必要性が生じると思われる。約 160 名の ESD（地方支店の電力サービス担当）の、工事監理業務への参加の可能性を検討すべきである。ESD にとっても、工事監理業務を通じて、以降の中圧配電線の運転・保守業務に大いに資することにもなる。さらに、DCS 職員の出張手当の削減と新職員の雇用削減にも寄与することになる。

**(3) 追加職員の雇用**

2020 年までの 100%電化は国家の目標である。BPC の建設・運転保守業務は当然のことながら、電力網の拡張に伴い増加する。BPC の全ての分野での効率化が促進され、且つ、民間の運転保守業務への参加が実現してもなお、増加する建設工事・運転保守業務に対処するには、職員の追加雇用が必要となる危惧がある。BPC は増員のための経費を補填するための料金を独自に改訂することは不可能である。ブータン電力セクターの任務を永続的且つ適切に遂行するための政府からの適切な支援が求められることになろう。

**19.4.3 オフグリッド電化の実施組織体制****(1) オフグリッドの電化の現状と課題**

現在、オフグリッド電化の電源は、小水力と太陽光が主体である。小水力は主に DOE が計画し BPC が運営維持管理を、太陽光は DOE の RED(再生可能エネルギー部)が中心となり、導入、管理を行っている。

経済評価においてオフグリッドと判定されたのは、全体の 449 村落、2020 年の予想世帯数で 5,129 世帯(2007 年では 3,918 世帯)である。これらは、主に、世帯ベースで太陽光ソーラーホームシステム(SHS)を用いた電化を行うことになるが、特に遠隔地に位置するため、以下の課題がある。

- 村落は道路から離れた地域に位置している。村落実態調査(第 7 章)とオン・オフ判定の結果(第 14 章)によると、道路までの徒歩時間は、オングリッド村落平均 5.6 時間に対し、オフグリッド村落平均 7.1 時間となる。

- 一村落の世帯数が少なく、点在している。オン・オフ判定の結果、オングリッド村落平均 31 世帯に対し、オフグリッド村落平均 11 世帯となる。

よって、オフグリッド体制を構築するに際し、以下の特色を考慮せねばならない。

- 設備の設置、料金徴収や維持管理のための労力、コストが大きく、時間を要する。
- 使用者の市場アクセスの機会が少なく、現金収入が低い。
- 住民同士のコミュニケーションが少なく、コミュニティの組織形成がスムーズではない。
- 県や地域によっても文化が異なり、風習に多様性がある。地域特性を反映しながら一貫した制度を作るのが難しい。

上記により、分散した世帯に太陽光 SHS を導入するオフグリッド電化においては、他国で成果を上げている CBO (Community based organization) 等の住民組織の形成は、難しい場合も考えられる。ブータンの土地特性を考慮した制度の整備が必要となる。

一方、小水力については、Sengor や Chendebji において、建設や O&M が関わっていく住民参加型のプロジェクトが進められている。これら小水力や、世帯の比較的密集した太陽光 SHS には、CBO は有効であろう。

## (2) オフグリッド電化における補助金と所有者負担の必要性

オフグリッド電化に関する補助金や、オングリッドと別の料金体系の採用に関しては、ブータン政府は止むを得ないという見解を示している。現在、“Subsidies to Entities Carrying out Non-Economic Viable Electricity Supply”のドラフトが作成されており、経済的に採算が取れない電化における政府の補助金の検討が行われている。

ブータン国のオフグリッド電化は、経済的に以下の課題を有する。

- 一世帯当たりの太陽光による世帯電化コストは約 US\$500 であり、これは、平均未電化世帯の年間収入の、約 8 割に匹敵する。
- PV パネルのライフタイムを 25 年、バッテリーの交換を 4 年とし、月あたり発電量が 7.3 kWh とした場合、エネルギーコストは US\$0.8/kWh<sup>1</sup>と試算され、これは、オングリッドの電気料金を大幅に超える。これを電気料金などの形で徴収することは現実的ではない。

これらの問題は他国と共通である。オフグリッド世帯の収入レベルや、既に事実上補助が行われているオングリッドとの電気料金との公平性を考慮すると、補助金の導入は不可欠ということが示唆される。

ただし、設備の 100%を補助金とすると、所有者意識が薄くなり、持続性が低くなる傾向にある。具体的には、機器が売却されたり、メンテナンスが疎かになるケースが他国ではみられた。よって、使用者が一定の割合を負担することにより所有者意識を付与し、維持管理は住民自らが行うことが望ましい。

補助金と住民負担金のそれぞれの割合は、フィージビリティスタディで決定する事が望ましい。調査では、住民の支払い意思額、支払い可能額を調査し、遠隔地の度合い、導入時期、機器の設置費用、設置及び維持管理費用、全体のオフグリッド予算などを考慮し補助金額を決定する。仮に設備費用、及び、維持管理費用の、ともに 10%を住民負担

<sup>1</sup> 年経費 = 3,133 Nu. (→ 13.8 章), 3,133 Nu./year / 12 / 45 US\$/Nu. / 7.3 kWh = US\$0.79

とすると、第 10 次 5 ヶ年計画の目標 2,000 世帯分では、設備費用のみで、約 US\$900,000<sup>2</sup>、維持管理では年間約 US\$80,000<sup>3</sup>の政府負担が生じる。

### (3) オフグリッド電化組織体制の方針

オフグリッド電化の実施・維持・管理のための組織体制の構築について、ソーラーホームシステムの導入を念頭に、下の 3 点を方針とする。

- 補助金を適用する。同時に、住民の主体性を強化するため、村落住民の設置費用負担と、維持管理の経費負担を促す。
- 調達における効率性を図るため、機器は政府が一括購入で購入し、政府の所有とする。システムは各世帯へ貸与し、設置費という形で料金を徴収する。
- 設置、及び、維持管理は民間が行う。官民の連携体制を構築することにより、効率化を促す。

### (4) オフグリッド電化体制の関係者とその役割

オフグリッドのステークホルダーには、再生可能エネルギー部、財務省、開発金融機関、民間セクター(Rural Electrification Service Company: RESCO)、村落住民、などが、考えられる。それぞれの役割を、下表にまとめる。

表-19.4.2 オフグリッド電化のステークホルダーと役割

再生可能 エネルギー部	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ オフグリッド電化計画の策定と補助金率の決定</li> <li>・ オフグリッド電化システムの技術仕様の作成、品質保証</li> <li>・ 機器の一括購入による調達、及び、資材管理、登録</li> <li>・ ドナーの受入れとプロジェクトの実施</li> <li>・ CDM など新スキーム、バイオマスの導入と実施</li> <li>・ 住民型小水力のための住民組織の体制の指南、住民組織規定例の作成</li> <li>・ RESCO との太陽光機器導入・維持管理に関する委託契約</li> <li>・ モニタリング計画の作成、モニタリング報告の収集と計画へのフィードバック</li> <li>・ 民間セクター助成制度の作成、民間セクターの登録、ライセンス発行と情報管理、ペナルティの策定と実施</li> <li>・ キャパシティビルディングの管理</li> <li>・ 補助金の運用と、RESCO への契約支払い</li> <li>・ オフグリッド電化基金の運営</li> </ul>
財務省	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 国家予算配分</li> <li>・ ドナーとの調整、無償援助の要請窓口</li> <li>・ 基金の監督</li> </ul>
開発金融機関	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 住民負担部分に対する融資(マイクロファイナンス)の実施</li> <li>・ 地方の民間セクターの支援</li> <li>・ 小水力における地方住民組織・グループの補助</li> </ul>
RESCO (地方電化サービス 会社)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 機器の設置と維持管理</li> <li>・ 維持管理における村落住民の指導</li> <li>・ 村落レベルへの広告と情報普及</li> </ul>
地方電化センター	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ オフグリッド電化と補助金に関する村落住民、地方民間セクターへの広報</li> <li>・ 県、郡レベルのオフグリッド電化計画・実績のとりまとめと RED への報告</li> <li>・ 小水力における村落住民へのキャパシティビルディング</li> <li>・ モニタリングの実施と中央機関への報告</li> <li>・ 地方政府、開発金融機関との情報共有と DOE-RED への報告</li> <li>・ 地方政府の開発計画とオフグリッド電化計画の整合を取るための調整、RED への報告</li> </ul>
村落住民	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 機器の導入と維持管理</li> </ul>

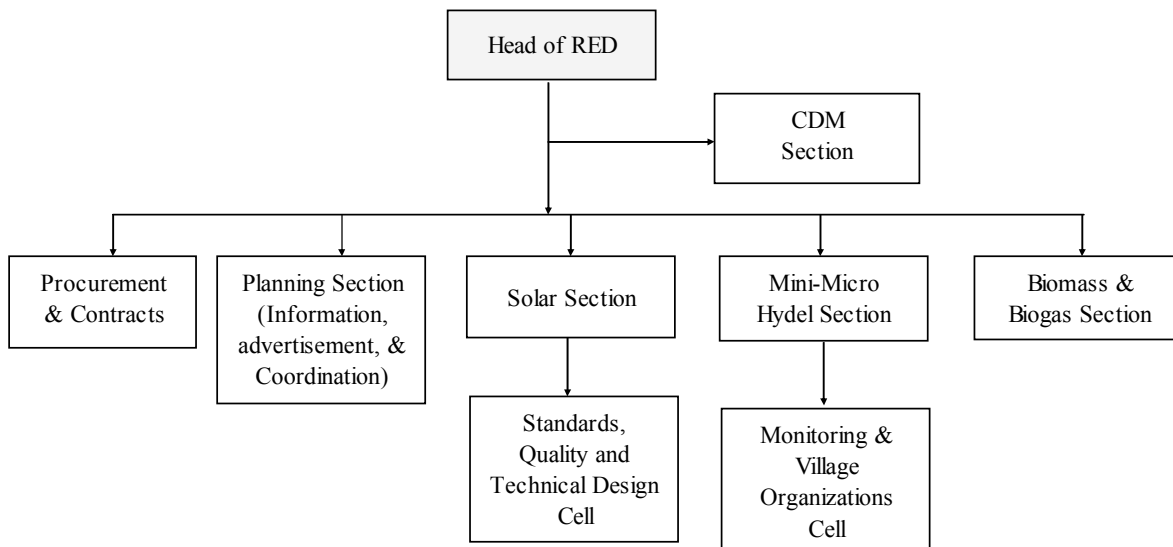
JICA 調査団作成

<sup>2</sup> 2000 世帯 x US\$500/世帯 x 0.9 = US\$900,000

<sup>3</sup> チャージコントローラの年経費 258 Nu.、バッテリーの年経費 1,176 Nu.、維持管理経費(人件費+運搬費)500 Nu.、合計 1,934 Nu.。  
1,934 Nu. x 2000 / 45 US\$/Nu. = US\$85,955

▶ DOE 再生可能エネルギー部(DOE-RED)

500 kW 以下の発電設備容量では、DOE の再生可能エネルギー部(Renewable Energy Division: DOE-RED) がオフグリッド電化の主体となり、計画策定と意思決定を行う。DOE-RED は現在、太陽光発電、小水力発電のプロジェクトを、独自、あるいは各ドナーと共に計画、実施、推進を行っている。DOE-RED は、オフグリッド電化の実働部隊となる。具体的には、オフグリッド電化の計画と普及、補助金の管理、計画の策定、技術仕様の決定と品質保証、機器の一括購入、RESCO への設置・維持管理委託契約、モニタリング計画、小水力の住民組織へのキャパシティビルディングの管理、ドナーの受け入れの他、CDM の検討や、バイオマス導入など新規分野を請け負う。組織体制については、下図に示す役割分担が必要であると考えられる。



JICA 調査団作成

図-19.4.3 再生可能エネルギー部組織体制

▶ 開発金融機関

Bhutan Development Finance Cooperation (BDFC) は、ブータン唯一の農村開発金融機関であり、地方における農業と工業のセクターの融資を主としている。BDFC は ADB の援助を受け、ブータン政府、ブータン銀行、RICB(Royal Insurance Cooperation of Bhutan)、王立通貨局(Royal Monetary Authority: RMA)が参画し、1988 年に設立された。西部・中央部・東部を担当する 3 箇所の Regional Office があり、22 の支店が各県にある。

BDFC は、マイクロファイナンスとして、GGLS(Group Guarantee Lending and Saving Scheme) を 2002 年に開始した。BDFC の融資は、現在は農業分野が主体であるが、セクターに制限は設けられていない。例えば、ソーラーの機器をグループの世帯それぞれが購入する場合、補助金額を除いた個人負担分に関しても、マイクロファイナンスの適用が可能である。

BDFC の強みは、既にモバイル・バンキングを実施しており、村落住民へ直接足の届く体制をすでに有している点である。これは、職員が直接村まで訪れ、融資の手続きと返済金を徴収を行うもので、すでに、120 の郡で実施されている。これにより、マイクロファイナンスに伴い、村落への情報提供や、モニタリングや維持管理の補助といった役割が、考えられる。

▶ 民間 (RESCO)

民間の RESCO (Rural Electrification Service Company) は、ソーラーホームシステムの設置と維持管理を行い、オフグリッド電化の実施の主体となる。RESCO のオフ



グリッド電化における具体的な役割は、以下の通りである。

DOE-RED が、RESCO に対しライセンスを発行する(設備容量 500 kW 以下)。DOE-RED はオフグリッド電化計画に基づき、村落単位、あるいは郡、県など地域単位の太陽光システム導入プロジェクトについて、国内入札で RESCO を選定する。RESCO は設置、維持管理の委託契約に基づき、太陽光機器の設置、バッテリーの交換・回収や、消耗品の供給、普及を行う。使用者情報の提供と使用者の登録が義務付けられる。バッテリーなど設備更新が必要な機器の交換を適切な時期に行うことを、DOE-RED が委託契約に含めることにより、持続性を確保する。

太陽光システムの導入の際、RESCO は DOE-RED が一括購入した機器を、オフグリッド世帯まで運搬し、設置する。このとき、RESCO は使用者から設置費用の使用負担分を設置費用として徴収し、設置証明書を受け取る。この使用者負担が設置コストに及ばない場合は、設置補助金として、RESCO は設置証明書を元に DOE-RED へ不足分を請求する。設置補助金の額は、入札時に決定する。

これら民間セクターの参加を促すため、税制や金融面での優遇措置の制度を構築する必要がある。契約に反したり、維持管理の義務履行に違反があった際には、罰金やライセンス剥奪などのペナルティを課す制度とする。

#### ▶ 地方電化センター

DOE・BPC 管轄のキャパシティビルディング、モニタリング、維持管理の地方担当機関の設立を提案する(詳細は 19.5 章)。ティンブー県、ウォンデュポダン県、ブムタン県の 3 県に開設し、県・郡など地方政府、および開発金融機関の県支部との情報共有、連携を行い、地方の他の開発計画との整合性を図り、DOE-RED へ報告する。

また、DOE-RED のモニタリング計画に基づき、定期的にモニタリングを実施し、実績を取りまとめ、DOE-RED へ報告を行う。

#### ▶ 村落・村落電化組合

太陽光システムによるオフグリッド電化に関しては、各世帯が、システムの管理、運用に責任を持つ。また、設備の導入にあたり、自らで管理し、バッテリーなどの更新が行えるよう、民間から技術移転を受ける。このため、村落組織は考慮に入れない。

一方、目安として、設備容量が 10 kW 以上、あるいは、10 世帯を超える独立系統の小水力などによる電化に関しては、村落電化組合(Village Electrification Committee :VEC) を設立し、住民参加による建設と、住民主体の維持管理を行うことが望ましい。住民主体とすることにより、以下のメリットがある。

- 住民が建設に参加する過程で、土木設備、電気機器に関する維持管理の技術移転が行われる
- 建設コストを安価に抑えることが可能である。
- 住民のプロジェクトへの参加意識と主体性を高めることができる。

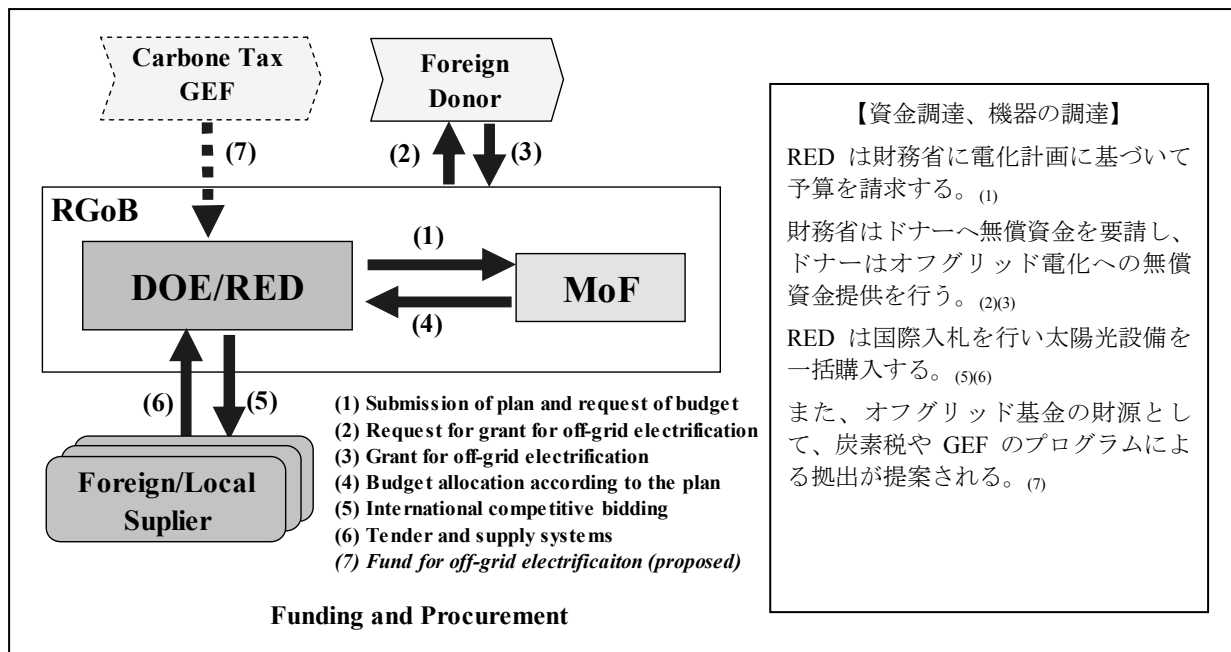
VEC の役割としては、以下が考えられる。

- VEC メンバーの確保、会計、料金徴収、メンバーへの給料、マイクロファイナンスやローンの返済
- ミニグリッドの設計、用地の確保、砂利・煉瓦など建設材料の確保、建設への参加
- 維持管理、デマンドサイドマネジメントの実施

地域や発電規模によって条件が異なるため、住民組織体制の細部については、プロジェクトにおいて個別に検討する必要がある。

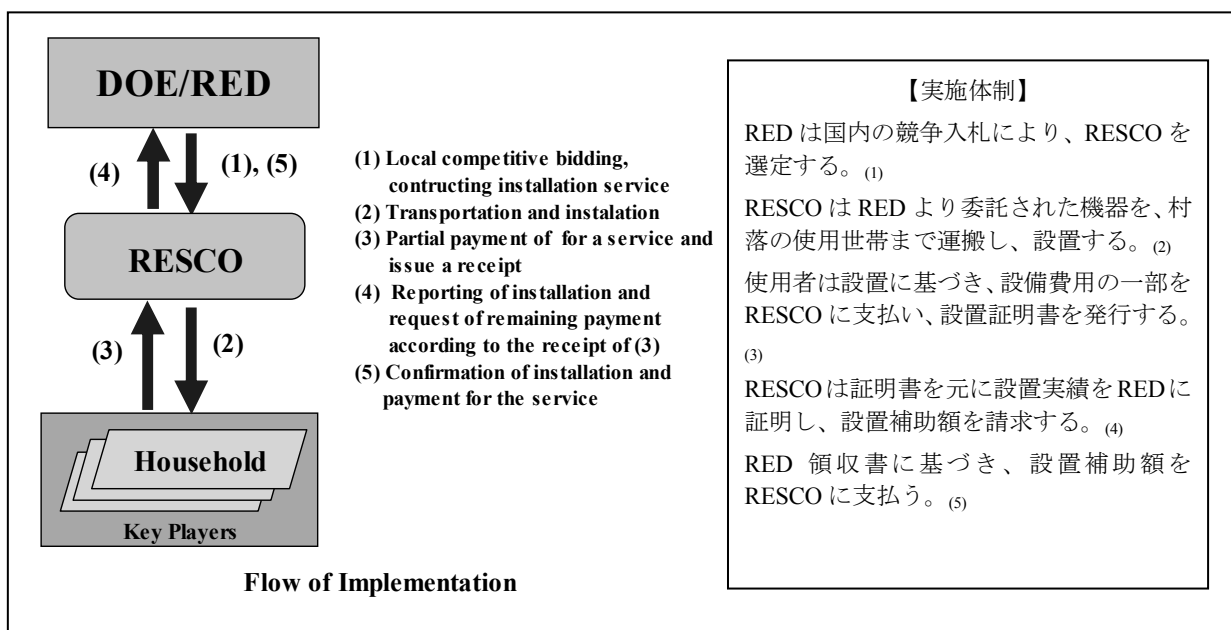
**(5) オフグリッド電化の実施体制フレームワーク**

オフグリッド電化の資金の流れ、機器の調達、実施のフレームワークを、以下のとおり提案する。



JICA 調査団作成

図-19.4.4 オフグリッド電化の資金及び機器の調達フレームワーク



JICA 調査団作成

図-19.4.5 オフグリッド電化の実施フレームワーク

なお、DOE-RED は 2005 年 8 月に”Report on Solar Scheme” を作成しており、その中で、次の事項を提案している。

- 村落は維持管理費用のための村落ソーラーファンドを作る。また、村落技術者が維持管理を実施する。
- ソーラー設備は 100%の補助とするが、需要家は 5,000 Nu.を維持管理費用として、設置の際に先払いでファンドに収める。また、50 Nu./月を運営・維持管理費用として、村落技術者に支払う。

導入は DOE-RED が直接行うとし、民間のソーラーシステムの設置・維持管理への参入は考えていない。

民間セクターが、機材調達に加え、村落における導入、維持管理を行うことがビジネスとして成り立つか、あるいは、DOE-RED が直営で行うほうが効率が良いかについて、フイージビリティスタディなどで、さらに分析する必要があると考えられる。

## 19.5 実施スケジュール

プロジェクトの実施工程を、表-19.5.1 に示す。第 10 次と第 11 次 5 カ年計画での配電線延長プロジェクトに関しては、JBIC と ADB の融資により各フェーズのプロジェクトが実施されることが期待される。よって、工程は、JBIC と ADB 双方のパッケージの実施を念頭に作成した。JBIC パッケージは、現在のローン合意の進行を鑑みると、ADB パッケージよりも早期に開始されることが想定される。2005 年 10 月時点の情報によると、JBIC は SAPROF の調査団を 2005 年 11 月に派遣する予定である。

オフグリッド電化、即ち、ソーラーホームシステムと小水力による電化に関しては、本邦の無償援助によるプロジェクトの実施を仮定し、作成した。オングリッドと同じく、第 11 次 5 カ年計画をもって終了することとした。

情報通信網拡張プロジェクトは、実施を、3 回のフェーズに分ける工程とした。即ち、第 10 次、第 11 次、第 12 次 5 カ年計画の 3 フェーズである。関係機関との協議の結果、資金調達に関しては、現在のところ、情報通信網拡張に関し進展はなかった。よって、実施計画は、2020 年の目標電化終了年に対し、期間を最大限に取ることにした。実施工程は、フイージビリティスタディで見直しを行わねばならない。



## 19.6 第 10 次 5 カ年計画時の実施計画

マスタープランは 2005 年 10 月に終了する。マスタープランで策定された計画が実施されるのは、2007 年 7 月中旬から 2020 年の同時期までである。マスタープランの第 1 の実施フェーズである第 10 次 5 カ年計画が 2007 年 7 月に始まり、2012 年 7 月中旬に終了する。

この章では、第 10 次 5 カ年計画の目標達成のために、特に、プロジェクトの開始までにおける現実的なシナリオを示す。

### 19.6.1 実施のシナリオ

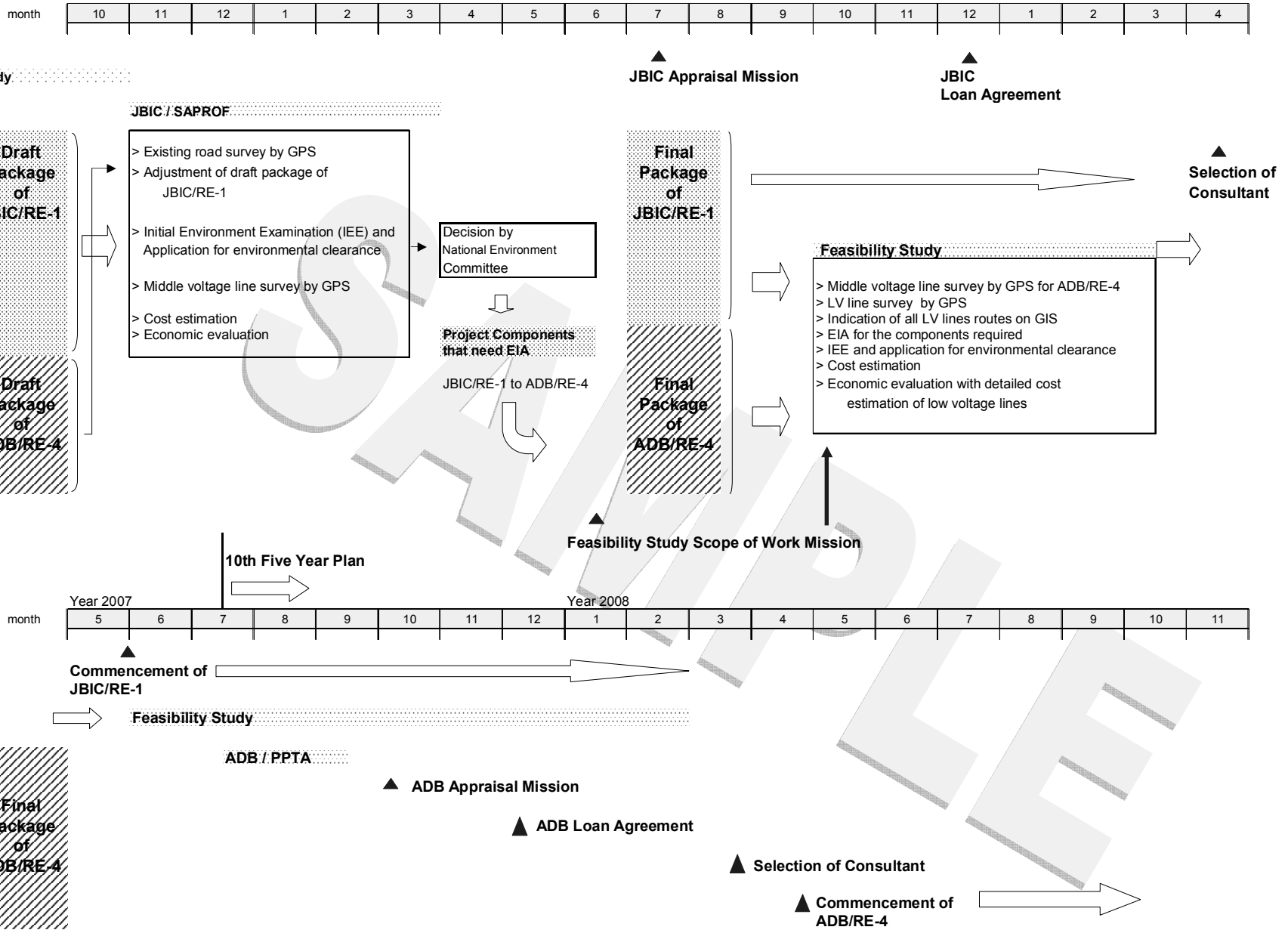
オングリッド電化計画は、マスタープランの中でも主要な位置を占める。図-19.6.1 は、第 10 次 5 カ年計画におけるオングリッド電化計画のシナリオの例である。このシナリオは、2005 年 8 月の時点で、JBIC、ADB より計画実施のコミットをまだ得ていないため、あくまで、一例とした。

マスタープラン調査におけるオングリッドのフェーズ別計画を、JBIC と ADB の二つのパッケージに分けた。これを、「JBIC/RE-1」と「ADB/RE-4」とする。それぞれのパッケージ中の配分は、次節で示す。JBIC は JBIC/RE-1 のために、SAPROF 調査を実施する予定である。SAPROF 調査においては、以下の作業の実施が予定されている。

- GPS による既存道路のデータ収集と GIS 化
- JBIC/RE-1 パッケージ案の修正
- 初期環境評価(Initial Environment Examination, IEE) と環境クリアランスの申請
- GPS による中圧線ルートの測量
- 積算
- 経済評価

JBIC は 2006 年中に円借款合意への調印実施を目指している。この時期に間に合わせるために必須の要素が EIA の終了である。もしプロジェクトで EIA が必要となる場合、通常、JBIC は EIA が終了するまで円借款合意に調印することができない。よって、プロジェクトで建設されるフィーダのそれぞれについて、もしいずれかに EIA が必要であると判定されれば、該当するフィーダは ADB のパッケージへ移すべきである。ADB の第 10 次 5 カ年計画地方電化プロジェクトへの取り掛かりは、JBIC より後になるからである。

加えて調査団は、表-19.1.1 に示すマスタープランで作成した全てのパッケージに対して、フィージビリティスタディを実施することが必要であると考え。オングリッド電化については、低圧線のルート決定・数量算出と、EIA の実施が、フィージビリティスタディの中での主要な作業となる。小水力電化に関しては、マスタープラン調査のマップスタディで選定したプロジェクト候補地について、スクリーニングを行い、無償援助で実施するプロジェクトを選定することが望ましい。太陽光電化とバイオガスによるエネルギー供給についても、実現可能な実施計画を策定するために、11.3.3 節や 19.4.3 節で述べたような更なる調査が必要である。情報通信網拡張計画に関しては、遠隔地教育や遠隔地医療、TV 放送強化の調査を、フィージビリティスタディに含めることが提案される。



Note: The scenario is prepared as sample by Study Team, there is no any commitment for the studies stated above to be conducted.

JICA 調査団作成

図-19.6.1 第 10 次 5 年計画オングリッド電化計画のシナリオ例

### 19.6.2 JBIC と ADB のプロジェクト配分

JBIC と ADB のオングリッド電化のプロジェクト配分を、県ベースで行った。最初に、JBIC のローンによりオングリッド電化プロジェクトを実施する県を選定し、残った県を ADB パッケージの地域とした。

調査団は JBIC ローン対象の県を、以下の基準で選定した。

- 1) 本邦外務省の安全情報で懸念されている県を除外する
- 2) 環境保護地域と生物回廊を通過するこう長を最小にする
- 3) 2007 年ベースの目標オングリッド電化世帯数を 10,000 世帯とする

日本政府は、一般に、安全上の問題を慎重に取り扱う。2005 年 8 月時点で、日本国外務省はダガナ県、チラン県、サルパン県、シェムガン県、ペマガツェル県、及び、サムドゥップジョンカ県の 6 県を、安全上の問題が懸念される地域として指定している。これらの地域に JBIC パッケージのサブプロジェクト、つまりフィーダ建設が含まれていると、JBIC のパッケージ全体の開始が遅れる可能性がある。ダガナに関しては、安全上指定されている地域は南部の一部に限られており、フィーダ計画は指定地域には入っていない。よって、上記のダガナ県以外の、5 つの県を、JBIC パッケージから除外した。

第 10 次 5 カ年計画において、6 つの県が、環境保護地域を通過するフィーダを有する。環境保護地域を通過するフィーダこう長の長い順に、ウォンデュポダン県、トンサ県、タシガン県、ブムタン県、プナカ県、そしてルンツェ県の 6 県となっている。通過距離を最小化するために、ウォンデュポダン県、トンサ県、タシガン県は省いた。また、目標電化世帯数を達成するために、ブムタン県、プナカ県、ルンツェ県は JBIC パッケージに含めた。ガサ県とティンプー県には、第 10 次 5 カ年計画で建設予定のフィーダはない。

上記の結果として、表-19.6.1 に、JBIC/RE-1 となる JBIC ローンのパッケージ対象の県を、目標電化世帯数とコストと共に示す。

表-19.6.1 オングリッド電化 JBIC ローンパッケージ対象県

No.	Dzongkhag	Household Number*	Investment (x 1000: US\$)
1	Bumthang	475	1,444
2	Chukha	1,422	2,721
3	Dagana	1,335	4,250
4	Haa	182	519
5	Lhuntse	821	2,134
6	Mongar	1,057	2,657
7	Paro	57	125
8	Punakha	167	485
9	Samtse	3,658	6,080
10	TrashiYangtse	874	2,017
	<b>TOTAL</b>	<b>10,048</b>	<b>22,431</b>

\*: The number of households is forecasted number in the year 2007.

JICA 調査団作成

計画では、JBIC/RE-1 は 10 県を対象とし、目標電化世帯数は 10,048 世帯、投資額は US\$22.4 百万となる。ブータン政府は JBIC に US\$26 百万のローンを要請した。これは、第 10 次

5 年計画に加え、第 9 次 5 年計画の目標電化世帯の残分 3,000 世帯分を対象としている。よって、パッケージ金額とローンの要請額とのバランスは、適当であるといえる。

同様に、表-19.6.2 に、ADB/RE-4 となる ADB のパッケージの対象県、目標電化世帯数、及び、投資額を示した。

表-19.6.2 オングリッド電化 ADB ローンパッケージ対象県

No.	Dzongkhag	Household Number *	Investment (x 1000: US\$)
1	Pemagatshel	470	1,074
2	Samdrup Jongkhar	2,203	4,725
3	Sarpang	1,385	2,876
4	Trashigang	1,606	3,594
5	Trongsa	706	2,220
6	Tsirang	2,423	5,226
7	Wangduephodrang	937	2,880
8	Zhemgang	1,336	4,189
	<b>TOTAL</b>	<b>11,066</b>	<b>26,783</b>

\*: The number of households is forecasted number in the year 2007.

JICA 調査団作成

ADB/RE-4 は 8 つの県、11,066 世帯を対象とする。投資額は US\$26.8 百万と算出された。

これらの選定は一例であり、各ドナーの対象とする範囲は、フィージビリティスタディの段階で決定されることになる。



## 第20章 運営維持管理計画

### 20.1 オングリッド維持管理組織体制

#### 20.1.1 概要

ブータンは、2020年までに全国で100%を電化し、かつ、地方電力事業の効率を改善するという、2つの大きな目標を達成せねばならない。そこで、電力事業の資産および管理体制について、地方電力事業分のみを別個に独立させ、財務の透明性と電化事業の効率化を図る必要があることを、ここに提言する。

「ブータン地方電力事業持ち株会社」（仮称）を新設し、地方電化に係わる資産を全て保有し、かつ監理を行うことを提案する。BPCの地方電化への関与は、建設、運転保守にかかわるマネジメントサービスを提供することで継続する。一方、村落レベルにおいては、可能な限り、村民参加型の配電事業の管理を推進することとする。

#### 20.1.2 制度改革の必要性

ブータンでは、地方電化と貧困削減は密接な関係があるという認識が、確立している。貧困者の大多数は地方に在住している。問題は、地方電化は財務的には事業として成立しないことである。BPCは、現在、送電線に加えて、地方電化のための全ての施設を所有し、かつ運営を一手に引き受けている。基本的に、BPCはインドへの売電の送電料金をもって、地方電化を間接補助している構造になっている。2003-04会計年度で、BPCは68百万Nu.の赤字を記録した。しかしながら、そのうちのどれだけが、地方電化事業に起因するものかは判然としない。全般にいえるのは、配電事業全般で、事業コストよりも収入が少ないということのみである。調査団の推計では、BPCは地方電力事業において35百万Nu.の売り上げがあり、他方で60百万Nu.のコストをかけている。結果は25百万Nu.の赤字である。この際の、地方電力事業のコストは、配電のみであり、発電・送電の費用を含んでいない。無論、インドへの売電の機会費用は考慮していない。もし、発電、送電の費用を含めると、損失の規模は50百万Nu.に膨らむことになる<sup>1</sup>。将来の地方電化では、2,400kmの中圧線が追加されることを考えると、減価償却を除く運転保守費用は約1億Nu./年に増加することが予想される。いずれにせよ、BPCの財務負担が大きくなることは避けることのできない事態である。

ブータンでは、政府が地方の電化および運営事業に補助金を支出することに対する、合意がある。その一方で、過度の補助金が経営効率向上のインセンティブを削ぐ可能性がある。一方で、過小の補助金は、サービス品質の劣化、ないしは、負の投資を招く可能性も懸念される。つまり、適正な電力料金と補助金の水準を決定する必要がある。このためには、正確な会計情報が必要である。

将来の地方電化の進展により、当然ながら、サービス地域は拡大する。BPCの地方の事業所では、既に、メーターの検針、料金回収の費用が、地方電力事業の収入を上回っている。この状況が、今後更に悪化することは、日の目を見るより明らかである。

<sup>1</sup> 費用の推計は現状のユーザー総数、地方ユーザー数、LVライン延長距離、BPCの運転保守の限界コストに基づいて算出している

### 20.1.3 会計の分離方策

会計情報の分離のためにはいくつかの方法がある。そのうちの 3 つの方法は次のとおりである。

- ▶ オプション 1: 地方電力事業の原価計算の徹底
- ▶ オプション 2: BPC 内での地方電力事業部の設立
- ▶ オプション 3: 地方電力事業組織の分離独立

オプションが 1 から 3 に行くにしたがい、会計の分離の度合いが高くなる。原価計算の徹底については、BPC 内部の業務処理方法に一定のルールを設定し、それを遵守させるという規律が伴わねば、実効が上がらない。地方電力事業部設立の場合には、より監理が容易になる。しかしながら、専門スタッフ、兼務など、内部効率の低下の問題が生じる可能性もある。第 3 のオプションである専門組織の分離独立が、最も高い水準の会計の分離が可能であるのは明瞭であるが、二重の組織を作る無駄の可能性もおおいにある。ここでの提言は、こうした相反する目標を満たすことのできるものでなくてはならない。

### 20.1.4 地方分散型の配電事業

メーターの検針および料金回収の費用を削減するひとつの方法として、業務を村レベルに委託することが考えられる。村レベルというのは必ずしも 1 村落ではなく、数箇所の村をまとめた経済的な単位である。村レベルでの運営が、コスト削減に繋がることは間違いない。しかしその一方で、運営に関わるリスクと技術能力の欠如が招くリスクを、十分に認識しなければならない。もちろん全ての責任を地元に移管する方法もある。しかしながら、事故災害が起きた場合に、村落レベルで事後処理に耐えうるかどうかは疑問が残る。

### 20.1.5 組織・制度の提案

提案は次の通りである。まず、地方電力事業専門の組織を設立する。この組織は、地方電力事業の財務業務だけに特化し、会計の分離を達成する。いわば、オプション 1 とオプション 3 の折衷案である。この組織は、運転保守等の現場のスタッフを一切持たず、外部の機関との財務上の取引のみを行う。この機関はその性格上、「地方電力事業持ち株会社」と呼ぶこととする。一方、村レベルでは検針、料金回収業務の効率改善のために「村落配電会社」を設立することを提案する。

#### 1) 地方電力事業持ち株会社

本提案において、小規模な持ち株会社が、地方電力事業に係わる全ての資産を所有することになる。しかしながら、その業務範囲は財務管理のみに限定する。有能な経理能力を持ったスタッフから構成される小規模な組織のほうが、経営効率を向上するには適しているので、地方電化事業の建設の際においても、効率的なマネジメントを追求することができる。

#### 2) BPC

BPC の立場は、この制度上では、サービス提供者という位置づけとなる。電柱を設置し、配電線の延長する建設の際には、建設マネジメントサービスを提供することになる。この段階では、コントラクターの調達リスクを BPC がとる可能性が高い。グリッド完成

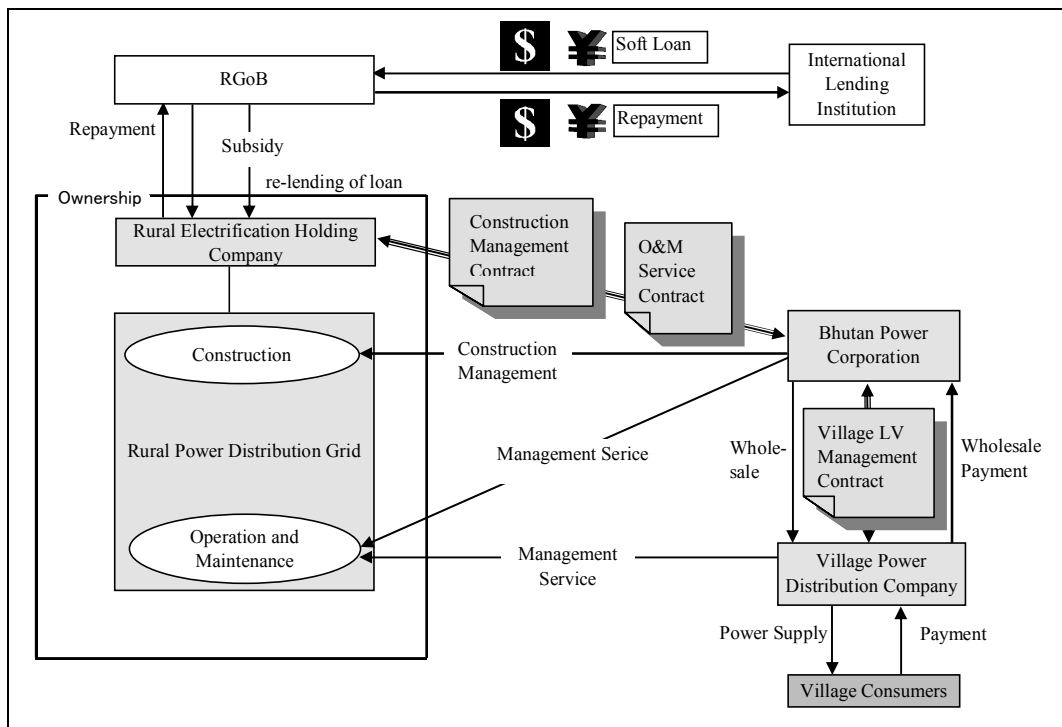
の後には中圧線の運転保守サービスを行う。また、「村落配電会社」のない地域では配電事業（低圧線）の保守および、売電事業を行うことになる。

### 3) 村落配電会社

村落配電会社（VPDC）は中圧線端のトランス以降の低圧ラインの保守、運営が業務範囲となる。具体的な業務としては、メーターの検針および料金回収、低圧線の保守、ユーザーへの室内配線サービスである。BPC・DOE の支援により、技術スタッフの能力向上ないし、高い保守基準を完全に満たすことは不可能である。不測の事故、あるいは重要な機材の交換が必要になる事態に備えて、一種の保険のシステムが必要である。この保険のシステムは、BPC あるいは地方電力事業持ち株会社が運営する必要がある。一回の事故で、高額の補修費用を必要とすることはよくある。村落配電会社の余剰金の十分でない段階で、こうした事態が発生した場合には、電力事業の中止にさえつながりかねない。しかしながら、国全体で資金をプールするシステムがあれば、そうしたリスクを吸収することが可能となる。

#### 20.1.6 地方分散型システムの財務シミュレーション

地方分散型を採用した場合の財務への影響を理解するために、表-20.1.1 および表-20.1.2 示すように財務シミュレーションを行った。仮定では、現在のユーザー数から 3 倍の 74,585 世帯にユーザーが増加する。この際に地方電力事業の損失は現在の 50 百万 Nu. から 128 百万 Nu. に増加する。BPC が現在のようにこの事業を実施した場合にはその事業費は 2 億 26 百万 Nu. になる。配電事業を村落レベルに全て移管した場合にはコストの削減効果は合計で 53 百万 Nu. である。表-20.1.2 に示すように、BPC ならびに村落配電会社の財務はバランスが保たれている。



JICA 調査団作成

図-20.1.1 オングリッドの制度組織の提案

表-20.1.1 地方電化事業の財務シミュレーション

Item	Unit	Year 2004	Year 2020	Year 2020 After Reform
NO of HH	nos	24,833	74,585	74,585
Annual Energy Demand	GWh	42,911	128,883	128,883
Tariff	Nu./kWh	0.8	0.8	1.4
Wholesale Price	Nu./kWh			0.6
LV distance	km	3,106	8,081	8,081
LV investment	million Nu.	373	970	970
Annual Replacement Cost	million Nu.	11	29	29

JICA 調査団作成

表-20.1.2 BPC と配電会社の利益とロス

Unit: million Nu.

BPC	Year 2004	Year 2020	Year 2020 After Reform
Revenue	34	103	77
Annual LV Maintenance Cost	59	154	0
Generation and Transmission Cost	26	77	77
Profit/Loss	-50	-128	0

Unit: million Nu.

VPDC	Year 2020
Revenue	180
Wages	72
Payment to BPC	77
Material Cost	29
Profit	2

JICA 調査団作成

## 20.2 オングリッド維持管理のオプション

オングリッドの地方電化においては、運転・保守および料金徴収は、一部は村落配電会社が担当することになることにせよ、全体的には BPC が管理することになる。特にブータンでは、地方は村落あるいは民家が散在していることから、こうした業務をいかに効率的に実施するかが、効率経営の観点からも重要となる。

### 1) 設備の運転・保守

設備の維持・管理については、日常の設備の保守・点検、伐採および故障時の復旧作業があげられる。保守・点検は「第 10 章 電力技術基準」の 10.2.3 節に示した BPC の「Maintenance Schedule for Distribution System」に基づき保守・営業所の技術者により実施される。地方電化の実施にともない設備量が増加するため、業務量に応じた技術者の確保と、巡視・点検に必要な十分な教育を実施する必要がある。このため、20.4 節に述べる地方電化センターの設立を提案する。なお、BPC の営業所から一定の距離が離れた村落については、トラベルコスト削減のために、前述の、村落配電会社のほか、村落組合に、簡易な保守・点検を委託することが提案される。

## 2) 料金徴収

料金徴収は、検針業務および集金業務に分けられる。村落あるいは世帯が分散した地方電化においては検針・料金徴収に要するコストの低減が、重要な課題となる。現在は基本的に、地方の営業所の検針員が、各需要家のメーターを毎月読み取り、請求書を渡し、それをおのおのの需要家が営業所に支払いに出向くという方法をとっている。今後、地方電化を進める上では、こうしたBPCの検針コスト、需要家の料金支払いのためのトラベルコストの削減が重要な課題となる。

BPC、需要家双方のコストの低減方法については、次の5案が考えられる。

### (1) プリペイドメーターの採用

プリペイド方式のメーターを設置することで、検針業務、集金業務をなくすことができる。需要家側でカードの購入のためのトラベルコストが発生するのは避けられない。しかし、現在も需要家が料金支払いのために営業所に出向いていることを考えると、むしろ複数の店でプリペイドカードが購入できるようになることから、手間が省けるとも考えられる。なおプリペイド方式の場合は、現行とは異なった使用量によらない一律料金を設定する必要がある。この方式の一番の問題は、メーター費用が高くつくことである。

### (2) 定額制の採用

定額制の採用により検針業務をなくすことができるが、定額制は省エネのためのインセンティブが働かないため、電気の浪費につながるおそれがある。一般的には街灯のように消費量がほぼ一定である負荷以外には、適さないと考える。

### (3) 検針周期の延長

検針周期を四半期あるいは半年に1回に延ばすことで、コストの低減を図ることができる。検針を行わない月については見なしで金額を確定させ、料金徴収を行う。料金の自動引落としや銀行での支払いが一般的な場合には効果があるが、料金徴収を検針と同時に行うような場合にはさほど効果はない。また、使用者の支払能力が低い場合は、グループによる支払いの義務化などを考慮する必要がある。

### (4) 検針・料金徴収の同調

検針と料金徴収を同時に行うことで、トラベルコストを削減させるものである。検針時に需要家が在宅であることと、現金を持ち合わせていることが前提となる。

### (5) コミュニティーレベルでの協力

村落レベルのコミュニティーに検針・料金徴収を代行してもらうもので、委託あるいは自主的な協力による方法が考えられる。大幅なコストの削減が期待できる。なおこうした方式を採用する場合でも、BPCは自ら定期的に検針データの検査を行う必要がある。

こうした対策を組み合わせて、村落ごとに適した対策を構築していくことが必要となる。

## 20.3 オフグリッドの維持管理体制

### 20.3.1 オフグリッド維持管理の概要

ブータン国の世帯ベースのソーラーホームシステムを用いたオフグリッド電化においては、民間が維持管理を実施するのが現実的である。これは、19.4節で述べたとおり、ブ

ータン国の地形的文化的特色から、住民の維持管理組織の形成は困難であると考えられる。よって、再生可能エネルギー部(RED)との設置委託契約において、民間が定期的メンテナンスの義務を迫る。その一方で、各世帯が所有者意識を持ちながら維持管理を行うシステムについて提案する。

### 1) バッテリーの更新と回収

バッテリーの更新と回収が、最も重要になる。使用済みバッテリーの回収を行わず放置した場合、土壌環境に悪影響を及ぼす可能性がある。含まれている鉛と硫酸のためである。なお、バッテリーの寿命は 4 年程度である。

また、過放電などの過った使用により、バッテリーの寿命は短くなる。設置の際に、適正な使用に関するノウハウを、民間の RESCO が使用者に指導することが必要となる。

これら、バッテリー及び機器の適正な更新・回収と、使用者への指導は、オフグリッド電化の持続性を確保する上で、不可欠である。この 2 点は、導入設置を委託する民間の RESCO に、契約内で義務付ける事とする。

### 2) モニタリング

持続性を高め、計画をより現実的なものとするためには、モニタリングが不可欠となる。しかし、オフグリッド世帯が遠隔地に点在して位置するブータンにおいて、中央政府がモニタリングを実施することは、大きな負担となる。よって、モニタリングは、20.4 節に述べる地方電化センターの管轄とすることを提案する。モニタリング計画は RED が策定する。地方電化センターは、定期的に、ランダムに選定した使用世帯へモニタリング部隊を派遣する。定期報告の他、問題が生じた際は地方電化センターは RED へ報告を行う。RED は問題を検討し、必要に応じて設置者に、罰金やライセンス剥奪などのペナルティを課すこともありうるとする。

これら、維持管理とモニタリングに関しては、法制度を整備し、RED の監督により運用を行う必要がある。

## 20.3.2 オフグリッドソーラー電化の維持管理費用と補助金

設置費用に関してのみならず、維持管理の必要経費に対しても、補助金が必要となる。

PV パネルの更新、バッテリーやチャージコントローラなどの交換、人件費を考慮すると、1 世帯あたりの平均経済コストは、年間 3,100 Nu. 程度となる (13.9 節)。これらは、各世帯の支払い可能能力を超えていると考えられる。また、PV パネルの更新を除外しても、維持管理経費のみでエネルギーコストは US \$ 49/kWh<sup>[2]</sup> となり、これを電気料金などの形で徴収することは現実的ではない。よって、維持管理に対しても、補助金の適用が不可欠となる。

第 10 次 5 年計画の目標オフグリッド電化世帯数 2,000 世帯では、維持管理経費は、大まかに算出して、年間約 US\$86,000<sup>3</sup> となる試算である<sup>4</sup>。

<sup>2</sup> チャージコントローラの年経費 258 Nu.、バッテリーの年経費 1,176 Nu.、維持管理経費(人件費+運搬費)500 Nu.、合計 1,934 Nu.。PV の月間発電量 7.3 kWh とすると、1,934Nu./12 ヶ月 /45 \$/Nu. /7.3kWh = US\$0.49

<sup>3</sup> 年経費合計 1,934 x 2,000 世帯 /45 US\$/Nu = US\$85,956

<sup>4</sup> ただし、設備を、村落の世帯で一括して導入するとすれば、定期的交換もまた村落単位で実施可能であるので、維持管理における輸送費、人件費を節約することが可能となる。

また、維持管理に要される世帯あたりの経費の試算を、表-20.3.1 に示す。

表-20.3.1 オフグリッド 1 世帯あたりの維持管理経費

Item	Unit cost Nu.	nos	Cost Nu.
PV panel	7,866	1	7,866
Battery	4,000	1	4,000
Charge controller	1,438	1	1,438
O&M	500	L.S.	500
Battery replacement cost (every 4 years)			4,500
Battery + Chage controller replacement cost (every 8 years)			5,938
PV panel replacement (every 25 years)			13,804

JICA 調査団作成

補助金の適用に際し、補助額の割合を決定することが必要である。設置の補助金と同じく、使用者が一定の割合を負担することとする。たとえば、使用者負担の割合を 20% とすると、使用世帯は、バッテリー交換時期の 4 年に 1 度 900 Nu.、PV パネルの交換時期である 25 年に 1 度 2,760 Nu. を負担することになり、残りの 80% 相当額が、補助金額となる。この割合は、導入時の使用者負担割合設定(19.4.3 節)と同じく、フィージビリティスタディで決定することが望ましい。

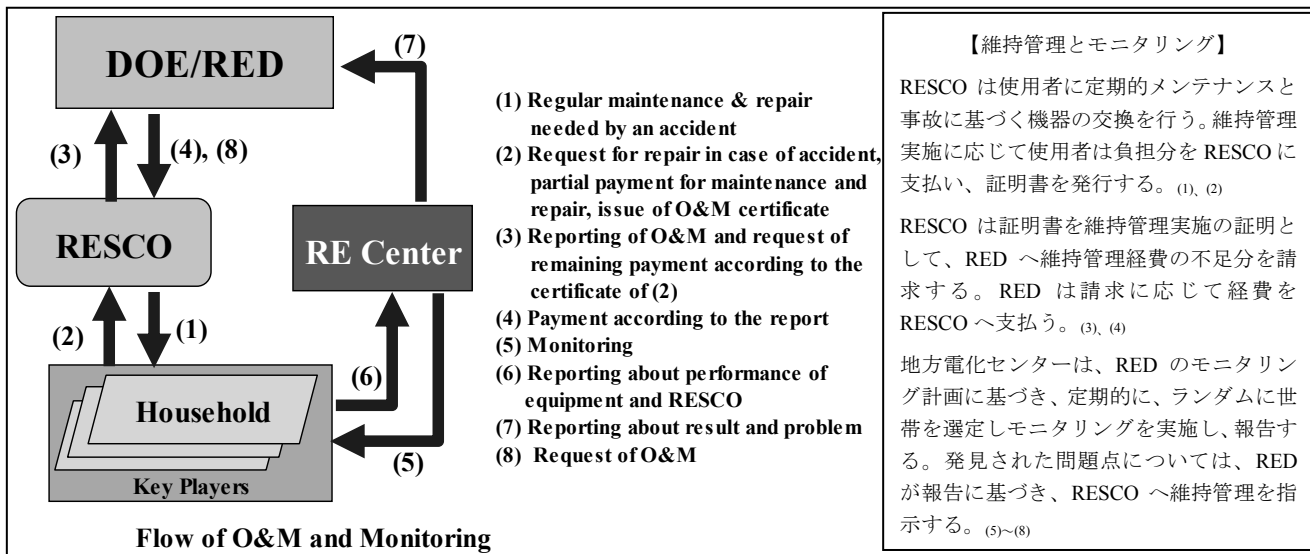
補助金の支払い方法については、効率を考慮し、次の方法を提案する。

RESCO は RED や使用世帯からの要請により、維持管理を実施する。実施後、RESCO は使用者から、使用者負担分に相当する費用を受け取る。使用者は RESCO へ証明書を発行する。RESCO は証明書を元に、RED へ、維持管理費用の不足分を請求する。RED は RESCO へ維持管理実施費用の不足分を支払うが、これが実質上、補助金となる。

維持管理に関する経費は、太陽光システムを設置している限り、毎年発生する。絶対額は少なくとも、結果的に政府負担は大きくなる。このため、OFF-REF(19.4 節)などのファンドにより、資金を確保することが望ましい。

### 20.3.3 オフグリッドソーラーホームシステム維持管理体制のフレームワーク

オフグリッドソーラーホームシステム設備の維持管理体制について、以下にフレームワークを示す。



JICA 調査団作成

図-20.3.1 オフグリッド電化の維持管理とモニタリングのフレームワーク

民間が維持管理を行うことが経済的に成り立つかに関しては、フィージビリティスタディなどで、さらなる検討を要する。

なお、19.4 節に、DOE-RED が作成した”Report on Solar Scheme” の計画として、村落の維持管理と、住民による維持管理費用の支払いについて述べた。

## 20.4 人材育成

### 20.4.1 地方電化マスタープランの人材育成に関する基本的枠組

この節では、地方電化における人材育成に付いて基本的な枠組を述べる。ここで述べる基本的枠組は、本調査において策定された地方電化マスタープランの一部として提案されるもので、人件費や経費を含む具体的な分析が、フィージビリティスタディの段階などで検討が必要になる。

基本的枠組は以下の 2 つのコンポーネントによって構成されている。

- ▶ 地方電化センターの設立
- ▶ 管理スタッフおよび維持管理スタッフの訓練

地方電化センターは、地方電化にかかる人材育成と維持管理を担当する。ティンパー、ウォンデュポダン、モンガルを拠点とし、それぞれ、東部、中央部、西部を管轄する。

貿易産業省エネルギー局 (DOE) およびブータン電力公社 (BPC) の地方電化センター (以下センター) の設立に関する基本的枠組を表-20.4.1 に要約した。



表-20.4.1 地方電化センター設立の基本的枠組

コンポーネント	コンポーネントの内容
所属母体	センターは以下の2つの政府機関に所属し、共同で運営される。 <ul style="list-style-type: none"> <li>- DOE</li> <li>- BPC</li> </ul>
主要機能	センターは以下の機能を有する。 <ul style="list-style-type: none"> <li>- DOE および BPC の「地域訓練センター」として(a) 地方電化の維持管理、(b) メーター検針、料金徴収、配電線目視点検、(c) 住民型小水力発電の維持管理について実務的な訓練を提供する。</li> <li>- DOE および BPC の「地域維持管理センター」として地方電化の維持管理についての監督とモニタリングを行う。</li> </ul>
訓練対象者と訓練内容	センターの訓練対象者と訓練内容は以下の通りである。 <ul style="list-style-type: none"> <li>- BPC 支店職員：(a) 配電線の維持管理、(b) 電気計測と試験、(c) 機電、(d) 住民型小水力発電の維持管理</li> <li>- 現地囑託職員（地域住民）：(a) メーター検針、(b) 料金徴収、(c) 配電線目視点検</li> </ul>
センター職員	DOE と BPC より配属されるセンター職員とその役割： <ul style="list-style-type: none"> <li>- 訓練・維持管理マネージャー：各センター1名配属、センターの責任者</li> <li>- 訓練・維持管理スタッフ：各センター5名配属                      (a) 訓練計画の策定、(b) 訓練の実施、(c) BPC 支店の維持管理業務の監理とモニタリングを担当 (d) オフグリッド太陽光のモニタリングを担当</li> <li>- 庶務担当スタッフ：各センター1名配属</li> <li>- 経理担当スタッフ：各センター1名配属</li> </ul>
センターの名称、所在地、管轄地域	センターの名称、所在地、管轄地域は以下の通り。 <ul style="list-style-type: none"> <li>- 「中央訓練・維持管理センター」は、首都ティンブーにあって本部として機能し、またティンブー、パロ、ハ、チュカ、サムツェの5県を管轄する地域訓練センターと地域維持管理センターとしての機能も併せ持つ</li> <li>- 「ウオンデュポダン地域訓練・維持管理センター」は、ウオンデュポダン、プナカ、ガサ、ダガナ、チラン、トンサ、サルバン、シェムガンの8県を管轄する。</li> <li>- 「モンガル地域訓練・維持管理センター」は、モンガル、ブムタン、ルンツェ、ヤンツェ、タシガン、ペマガツェル、サムドゥップジョンカの7県を管轄する。</li> </ul>
必要要件	センターは、センターが建設される県の BPC 支店敷地内あるいはその周辺に建てられ、トレーニー（訓練受講者）用の宿泊施設を備えるものとする。

JICA 調査団作成

## 20.4.2 管理スタッフおよび維持管理スタッフの訓練枠組

### (1) 管理スタッフの訓練枠組

DOE と BPC 本店の管理職及び準管理職にある技術専門スタッフを対象とした能力の開発及び向上に関する基本的枠組を表-20.4.2 に要約した。

表-20.4.2 管理スタッフの訓練枠組

コンポーネント	コンポーネントの内容
主要目的	DOE と BPC 本社の管理職及び準管理職にある技術専門スタッフを対象として、地方電化の計画、維持管理、プロジェクト管理等の能力開発及び向上を行うことを目的とする。
訓練手法	管理スタッフの訓練は以下の手法により実施される。 - 長期訓練プログラム：海外における大学院修士課程への派遣 - 中期訓練プログラム：海外における大学院ディプロマプログラム（修士課程レベルの専門教育および実務教育）への派遣 - 短期訓練プログラム：海外または国内における専門技術に関する短期コースおよびセミナーへの派遣
訓練対象者と訓練手法	訓練対象者と訓練手法は以下の通り。 - DOE および BPC 本店の技術管理職：(a) 長期訓練プログラム、(b) 短期訓練プログラム - DOE および BPC 本店の技術準管理職：(a) 中期訓練プログラム、(b) 短期訓練プログラム
必要要件	これらの訓練を実施する前に、DOE および BPC によってトレーニングニーズの把握、訓練計画の策定、実施計画の策定等が実施される必要がある。 - トレーニングニーズアセスメントの実施 - 訓練計画の実施計画の策定 - 訓練を実施する教育機関等の確認

JICA 調査団作成

(2) 維持管理スタッフの訓練枠組

BPC 支店職員および現地囑託職員（村落住民）の地方電化維持管理に関する基本的な技能および知識を提供する訓練に関して基本的枠組を表-20.4.3 に要約した。

表-20.4.3 維持管理スタッフの訓練枠組

コンポーネント	コンポーネントの内容
主要目的	BPC 支店職員および現地囑託職員（地域住民）、住民型小水力の地方電化維持管理に関する基本的な技能および知識を提供することを目的とする。
訓練手法	維持管理スタッフの訓練は以下の手法により実施される。 - 座学（教室授業）：地方電化の維持管理業務に必要な実務的な技能と知識を教室授業により行う。 - オンザジョブトレーニング（OJT）：座学で学んだことを現場での実務を通じて技能と知識を確実に身に付ける場を提供する。 - フォローアップトレーニング：現場で既に業務に従事している訓練修了者に対して、一定期間の間、技術的な助言と指導を行う。
訓練対象者と訓練手法	訓練対象者と訓練手法は以下の通り。 - BPC 支店職員：(a) 座学、(b) オンザジョブトレーニング - 現地囑託職員（地域住民）：座学のための訓練

JICA 調査団作成

20.4.3 地方電化マスタープランの人材育成実施スケジュール

(1) 実施スケジュール

人材育成プログラムの実施スケジュールを表-20.4.4 に要約した。

表-20.4.4 地方電化マスタープラン人材育成実施計画

作業項目	実施者	第1期工事				
		1年次	2年次	3年次	4年次	5年次
<b>A 地方電化センター設立</b>						
<b>A-1 訓練教材の作成</b>						
1 訓練カリキュラム	コンサルタント	—				
2 訓練単位およびスケジュール	コンサルタント	—				
3 訓練用教科書	コンサルタント	—				
<b>A-2 訓練・維持管理センターの建設工事</b>						
1 中央訓練・維持管理センター(ティンブー)	コントラクター	—				
2 ウォンデューボダン地域訓練・維持管理センター	コントラクター	—				
3 モンガル地域訓練・維持管理センター	コントラクター	—				
<b>B 管理スタッフおよび維持管理スタッフの訓練</b>						
<b>A-1 管理スタッフの訓練</b>						
1 DOEとBPC本店の管理職(エンジニア/マネージャー)						
- トレーニング・ニーズの査定と評価	ブータン政府	—				
- 訓練計画の策定	ブータン政府	—				
- 訓練実施機関の確認	ブータン政府	.....				
- 長期訓練プログラム(大学院修士課程)	ブータン政府	.....				
- 短期訓練プログラム(短期訓練コース)	ブータン政府	.....				
2 DOEとBPC本店の準管理職(エンジニア/マネージャー)						
- トレーニング・ニーズの査定と評価	ブータン政府	—				
- 訓練計画の策定	ブータン政府	—				
- 訓練実施機関の確認	ブータン政府	.....				
- 中期訓練プログラム(大学院ディプロマコース)	ブータン政府	.....				
- 短期訓練プログラム(短期訓練コース)	ブータン政府	.....				
<b>B-2 維持管理スタッフの訓練</b>						
1 センター職員						
- 訓練指導者養成(管理スタッフおよび維持管理スタッフ訓練)	コンサルタント	—				
- 訓練修了者へのフォローアップトレーニング	コンサルタント		—			
2 BPC支店職員						
- 配電線維持管理の訓練	訓練センター		—			
- コントラクターによる訓練修了者へのオンザジョブトレーニング	訓練センター		.....			
- 訓練修了者へのフォローアップトレーニング	訓練センター			—		
3 現地嘱託職員(地域住民)						
- メーター検針と料金徴収の訓練	訓練センター					—
- 配電線目視点検の訓練	訓練センター					—
<b>C コンサルタント要員計画</b>	<b>M/M</b>					
訓練専門家(配電維持管理)	13.0	外国人専門家	—	—		
訓練専門家(電気計測及び試験)	13.0	外国人専門家	—	—		
訓練専門家(機電)	13.0	外国人専門家	—	—		
訓練専門家(小水力発電維持管理)	13.0	外国人専門家	—	—		
訓練専門家(太陽光発電維持管理)	24.0	外国人専門家	—	—		

JICA調査団作成

(2) 実施スケジュール策定における想定事項

実施スケジュールは、以下の3事項を想定して策定されている。

- ▶ 地方電化マスタープランのために策定された人材育成プログラムは、ドナーから資金援助を受けて実施することを想定している。
- ▶ ドナーの援助により、事業実施監理を行うエンジニアリング・コンサルティング・サービスが提供されることを想定している。
- ▶ 本件のエンジニアリング・コンサルティング・サービスには以下のソフト・コンポーネントが含まれている:(a) 訓練・維持管理センターで使用する教材の作成、(b) センター職員の訓練、(c) 管理スタッフの訓練、(d) 維持管理スタッフの訓練

## 20.5 デイマンド・サイド・マネジメントの適用可能性とマスタープランでの取り扱い

### (1) デイマンド・サイド・マネジメントの概要

デイマンド・サイド・マネジメント (DSM) は、省電力機器の活用や負荷の平準化など、需要家側でのマネジメントにより、エネルギー供給システム全体としての効率を高めようとするもので、ブータンの地方電化にも適用可能といえる。

各国で実施されている、主な DSM の方策として、以下があげられる。

- 省エネルギーの機器・技術の配布、導入補助金・助成、広報活動・キャンペーン
- 省エネルギー製品に対する「エコマーク」シールなどのラベリング
- 時間帯別の電気料金制度の導入 (ロードマネジメント)
- 蓄熱システム、コージェネレーション (熱伝併給) システムの導入促進
- マイクログリッドなどによるエネルギー有効利用の促進
- 電力消費量の削減達成者に対する報奨金制度 (アボイダル・コスト導入)
- 省エネ型建築物の奨励、建築基準・建築許可による指導
- 特別契約した家庭のエアコンや大口顧客の電源を一定時間リモコンによって強制的にオフにする代わりにその顧客の電気料金を割り引くサービスの実施
- 一般住宅・業務用建築の遮熱・断熱対策を推進するための相談業務や検査業務
- 建物南側への落葉時の植樹 (夏は涼しく、冬温かい「緑のエアコン」: 米国サクラメント市)
- 太陽熱温水器の奨励と太陽光発電の設置への協力要請
- リアルタイム・エネルギー消費量モニタリング・表示システムの導入
- 内部・外部から通信回線等を用いたエネルギー使用機器制御システムの導入
- ESCO 事業推進
- 環境会計への情報提供 (省エネも含めた環境保全コストと費用対効果、企業経営の効率化のための情報提供)
- サマータイムの導入
- 時間帯別/地域別の電力供給制限

ブータン国の地方村落における、具体的な DSM の適用方法として、特に以下を提案する。

- LED ランプの採用
- 需要家側での水素製造とその利用

### (2) LED ランプ

発光ダイオード (Light Emitting Diode : LED) ランプの採用は、電力の最も主要な利用形態である照明への利用の効率化である。省エネ型の照明として近年各種照明の開発が進んでいる。現在最も一般的なものはインバータ付の省エネ電球型蛍光灯であるが、電圧変動の大きい場合は、寿命を縮める。地方への電力供給は、一般に電圧変動が大きくなり、ブータンも例外ではない。この点、LED ランプは、電圧変動にも強く、省エネ効果も高い。ただし、高輝度 LED ランプは開発間もない製品のため、価格が高く、ブータンへの適用は 2010 年ころからが適切と考える。



Source: The LED Light.Com

### LED ランプ

ブータンではインドへの売電単価が、国内地方での平均売電単価より高いので、LED ランプにより削減できた国内消費電力をインドへ輸出することにより、電力事業の収益を高めることができる。したがって、LED ランプの普及に国が補助金を出すことには合理性がある。

**(3) 水素利用**

ブータンの地方電力需要の特徴を再確認すると、「電気を調理用の熱源として使用するため、ピーク時の消費電力が他の途上国より著しく高く（5 倍から 10 倍）、そのほとんどが熱として消費されていること」である。朝夕発生するピーク需要を抑制し、負荷を平準化するには、この調理用に使用される熱需要を抑える必要がある。

その方法として、オングリッドの需要家であれば、オフピーク時間帯の電力を利用し水素を製造・貯蔵し、その水素を直接燃焼し調理用の熱源として使用することを提案する。

オフピーク時の余剰電力を利用して水の電気分解を行い、水素としてエネルギーを貯留し、ピーク時には、貯留した水素から電気と熱を取り出す燃料電池などの新技術の適用も検討すべきである。また、蓄えられた水素は、電気のみならず、水素を直接燃焼させるガスコンロや、燃料電池自動車などにも利用可能である（図-20.5.1）。これにより薪炭や化石燃料の削減効果も期待でき、森林保全にも有効となろう。

ピーク需要を大幅に抑制することができれば、配電設備の容量を大幅に低減させることができる。

この方法は、オフグリッドの需要家にも、同様に適用できる。オフグリッドの場合、水素製造は、太陽光や小水力など電源の発電する電力を全て吸収する形で行われる。

水素の製造・貯蔵とも商業ベースで実用化されている技術であるが、まだ若干高価であるため、ブータンの地方電化への適用時期は 2010 年頃と考える。さらに価格低下が進めば、燃料電池も併せて導入することも可能となり、製造した水素から電力も供給できるようになる。ここまで至ると、太陽光などオフグリッドによる電力供給の質も、オングリッドと同等となる。この時期は 2015 年から 2020 年頃と考えられる。

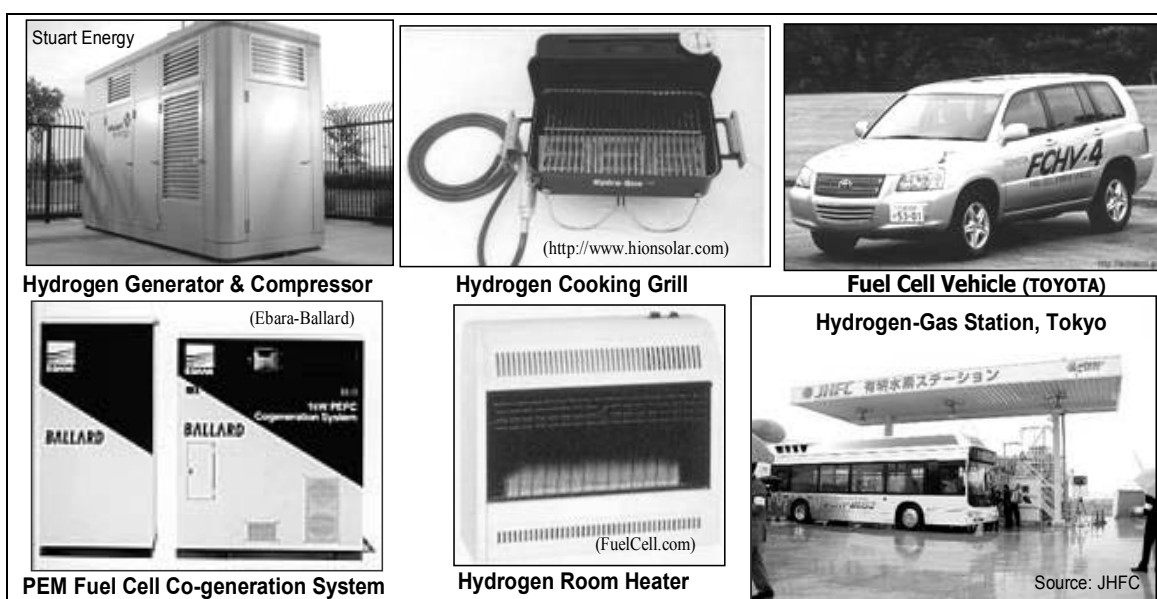
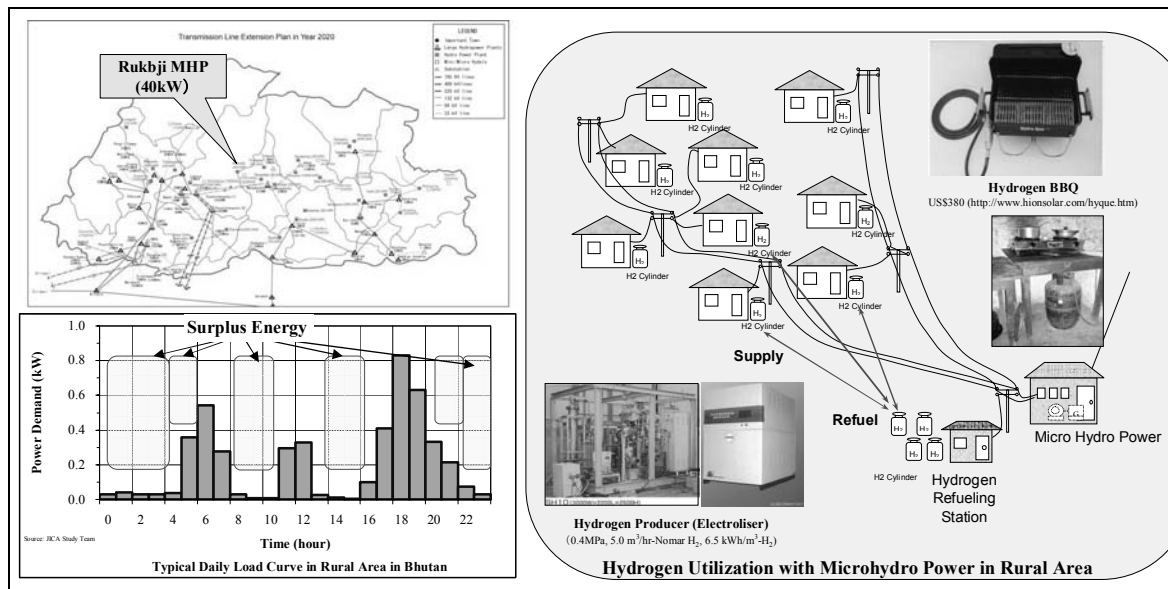


図-20.5.1 燃料電池および水素利用技術

オフグリッド地域における水素利用の可能性を検討するため、以下のようなケース検討を行った。以下の検討では、ブータン国ウォンデュポダン県 Rukubji 村（65 世帯）を選定し、既設小水力発電による電化村落における水素利用モデルを検討した。提案するモデルは、図-20.5.2 に示すように、(i) 既設小水力発電(設備容量 40 kW)の夜間・昼間の余剰電力を利用し、水を電気分解して水素を製造し、(ii) その発生した水素を高圧ガスボンベに貯蔵する。(iii) 水素ボンベは各戸に配布し、(iv) 各家庭では水素を直接燃焼するガスコンロで調理などに利用する。



JICA 調査団作成

図-20.5.2 既設小水力を利用した水素製造と利用計画（案）

必要な設備としては、既設小水力発電所に加え、水素製造装置（電気分解装置 PEM 型）と、ガス圧縮機（コンプレッサ）、ガス貯蔵タンク、ガスポンベ、ガス注入装置（ディスペンサ）、水素ガスコンロなどが必要となる。

表-20.5.1 にコスト試算結果を示した。この結果、既設小水力発電 40 kW を用いて、65 世帯の村落に水素供給を水素ガスボンベで行う場合、コストは約 US\$1.0 百万となった。設備費用のうち、水素発生装置と水素ガス圧縮機（コンプレッサ）が高く、全体費用の 53%を占める。また、高圧ボンベのコストも高く全体の 27.5%を占めている。

また、水素は LPG 等に比べ発熱量が低いことから、現時点のコストの場合、経済性の観点からは劣っている。しかしながら、再生可能エネルギーの余剰電力を活用して、クリーンな熱源供給を行うことは、温室効果ガスの削減や薪炭の削減などの環境保全にも寄与する。将来のコストダウンに伴い、実現可能性を検討すべきである。

本検討では、ボンベによる水素供給を行うケースを検討したが、水素ボンベを 350 気圧で、内容量 39 リットル、水素重量 0.92 kg H<sub>2</sub> (=10.56 Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub>) としても、ボンベ 1 本あたり 20 時間程度しか持続しない。更に多くのコンロや給湯・暖房に使用すればも使用可能時間はより短くなり、頻繁にボンベを回収・運搬しなければならない。したがって、供給範囲が限定される場合は、パイプラインによる水素供給が適していると考えられる。

なお、水素は取り扱いを誤れば重大事故になる可能性も高い。地方農村部の一般家庭で、簡単に水素を扱えるよう、安全設備などの技術開発が期待される。

**(4) デイマンド・サイド・マネジメントのマスタープランでの取り扱い**

上記の 2 提案とも新しい技術のため、LED ランプのオフグリッド電化への適用以外は、本マスタープランでは提案として扱い、経済評価の中には含めないこととした。

**表-20.5.1 ルクブジ小水力発電による水素製造・利用計画(案)のコスト試算結果**

Name of Target Village	Rukubuji (Wangduephodrang)
Number of Target Household	65 HH
Source of Power	Microhydropower Rukubuji
Installed Capacity of Micro Hydro Power	40 kW

Estimated of Required System and the Cost		
Maximum Pressure of Hydrogen Gas Cylinder (20kg LPG cylinder size)	350.00 bar 35.00 MPa	
Capacity of Hydrogen Gas per Cylinder	10.561 Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> /cylinder	
Capacity of Hydrogen Gas per Cylinder	0.940 kg H <sub>2</sub> /cylinder	
Calorie of Hydrogen Gas	3,050 kcal/m <sup>3</sup>	
Calorie of Hydrogen Gas per Cylinder	32,210 kcal/cylinder	
Average Calorie Consumption per Hour by Gas Range	2,500 kcal/hr/unit	
Available Hour per Hydrogen Gas Cylinder	12.88 hours/cylinder	
Average Utilization time (minutes) per Day per Household	37.5 min/day/HH	
Average Utilization time (hours) per Day per Household	0.63 hours/day/HH	
Available Days per Cylinder	20.61 days/cylinder	
Average No. of Refueling Cylinder per Day at H2 Producer	3.2 day/cylinder	
Required Production of Hydrogen Gas	33.3 Nm <sup>3</sup> /day	
Assumed Hydrogen Production Hours per Day	13.0 hr/day	
Required Capacity of Hydrogen Gas Production per Hour	2.6 Nm <sup>3</sup> /hr	
Required System of Capacity	5 Nm <sup>3</sup> /hr	
<b>Required No. of System of Hydrogen Generator</b>	<b>1 set(s)</b>	
Power Consumption	32.5 kWh	
Unit Power Consumption	6.5 kWh/Nm <sup>3</sup>	
Dispensing Pressure	4.0 bar	

<b>No. of Hydrogen Gas Range (Hydrogen BBQ)</b>		65 sets
<b>No. of Hydrogen Gas Cylinder</b>	1.5 x	98 nos.
Unit Cost of Hydrogen Gas Grill (include shipment cost)		1,000 US\$/set
Unit Cost of Hydrogen Gas Cylinder (including regulator, etc.)		2,672 US\$/set

COST		
Electrolyser (Hydrogen Generator)	Output Pressure = 0.40 Mpa	273,000 US\$
H <sub>2</sub> Compressor (including Bulk Storage Tank, etc.)		236,000 US\$
Manifold (Refueling) Facility and Storage Facility, etc.		18,000 US\$
Civil and Building/ Structures (assumed)	5.0% of above	26,350 US\$
Cost of Hydrogen Gas Range (Hydrogen Gas Range/Grill)		65,000 US\$
Cost of Hydrogen Gas Cylinder (350 bar, 97.5sets)		260,520 US\$
MHP Generation System & Installarion (existing)	0 US\$/kW	0 US\$
Transportation and Installation cost	2.5% of above	22,000 US\$
<b>SUB-TOTAL</b>		<b>901,000 US\$</b>
Design, Construction Supervision, Training, etc., (L.S.)	2.5% of above	23,000 US\$
Miscellaneous Cost	2.5% of above	23,000 US\$
<b>TOTAL COST</b>		<b>947,000 US\$</b>

JICA 調査団作成

## 第21章 結論と提言

### 21.1 結論

本マスタープラン調査の結論を以下に示す。

1. 本マスタープランの対象となる第10次5ヵ年計画以降すなわち2007年7月より電化すべき未電化村落の現地踏査を行った。その結果、1,716村落が電化対象村落であり、そこには29,942世帯があることを確認した。
2. 未電化村落の位置はすべて緯度・経度を確認しGISデータとして記録した。また、既設配電線位置、第9次5ヵ年計画で実施されるADB/RE-3の計画配電線位置もGISデータとして記録し、マスタープラン策定の主要な作業はGIS上で効率的に行った。
3. 未電化村落の2020年までの電力需要予測を行った。2020年時点における合計未電化世帯数は43,702世帯まで増加していると予測し、その全体需要はピークで58.6MW、電力量で9,623MWh/月と予測した。
4. 既電化地域の電力需要も予測し、既電化地域と未電化村落の電力需要を合わせた全国レベルの2020年時のピーク需要は442.7MW、電力量で182GWh/月となった。発電側は、2006年より1,020MWの発電容量を持つタラ水力発電所が運転開始を予定しており、合計発電能力は約1,450MWとなるため、発電側の問題は無いといえる。
5. 未電化村落の電化方法は、配電線延長によるオングリッドとソーラーホームシステムによるオフグリッド電化を、経済合理性に基づいて比較し、村落毎に決定した。
6. 上記の結果としてオングリッド電化は、2020年時点で未電化村落の73.8%、未電化世帯の88.4%で、残りがオフグリッド電化となった。配電線の総延長は2,321km、配電線延長コストUS\$71.356百万となった。オフグリッド電化のソーラーホームシステムのコストはUS\$2.54百万であった。
7. マスタープランでは、第11次5ヵ年計画終了時(2017年)に100%電化を達成する計画とした。計画は県別にまとめたものも作成し、各県が参照しやすいものとした。
8. 第10次5ヵ年計画のオングリッド電化は、858村落、21,519世帯(2007年換算)、投資額はUS\$49.2百万、第11次5ヵ年計画では、410村落、7,819世帯(2007年換算)を電化、投資額はUS\$21.1百万である。
9. オフグリッド電化のオプションとして、合計39の小水力発電計画について机上検討を行い、オングリッド電化との経済性比較を行った。この結果、5計画(Lingshi, Jangothang, Laya, Sengor and Khelphu)が、グリッド延長よりも経済的であるという結果となった。この内Sengorについては、UNDP/GEFの支援により小水力プロジェクトが2005年中に開始される予定である。他の4計画およびグリッド延長が技術的に困難な地点やインドからのグリッド延長をする場合に電力供給の信頼性に懸念のある地点(Samdrup Jongkhar県のShingkar-Lauri地点など)については、今後、小水力発電の適用可能性について、更なる詳細調査やF/Sの実施が望まれる。
10. マスタープラン策定段階において、環境保護を明確に重視し、必要な対策・提言を行っているので、事業実施に伴う環境影響は低減されるものと考えられる。



11. 地方開発を効率的に進めるため、地方電化計画と共に情報通信網の拡張を計画した。計画は第 10 次から第 12 次までの 3 期の 5 ヶ年計画で実施されるものとし、それぞれの EIRR は順に 1.8%、6.2%、24.0%となった。結果より、計画実施の合理性はあると判断する。
12. 地方電化事業の運営維持管理体制について検討を行い、オングリッド電化については、持株会社制と地方分散型運営の考え方を導入し、財務的に透明性のある効率的な運営体制を提案した。オフグリッドについては、所有者意識を高め事業の持続性を確保するため、需要家のコスト負担と、民間機能の導入による維持管理体制を提案した。
13. マスタープラン策定作業は、技術移転を重視し、カウンタパートとの完全な協同作業で行った。また、「ワークショップをカウンタパート自身で行うこと」など明確な技術移転の目標も定めたため、効率的かつ高いレベルの技術移転を行うことができた。

## 21.2 提言

以下を本マスタープランの提言とする。

1. 第 10 次 5 ヶ年計画のオングリッド電化については、JBIC および ADB パッケージを提案し、それぞれのローンによる計画の実施を提言している。JBIC は SAPROF の実施を予定しており、この調査で中圧配電線の現地測量、環境クリアランスの申請までは可能と考える。その後、低圧配電線のルート決定と数量算出、EIA が必要となった場合にはその実施が、大きな作業として残る。この作業を、ADB パッケージの同作業も含め、JICA 他各ドナーの技術支援の中で行うことを提案する。
2. マスタープランは、可能であれば毎年、長くとも 5 年に 1 度は見直すことが必要である。この見直し作業をブータンが自分で行えることを目標に、今回のマスタープランでは技術移転に力を入れた。時間の経過とともにマスタープランを構築している各種条件が変化する。特に想定需要、技術進歩の著しいソーラーホームシステムを構築する機器の価格低下には注意し、最新の情報を元にマスタープランの見直しを行うことを提言する。
3. 上記の想定需要については、今回の需要予測の前提条件が適切であるかどうかを、サンプル各需要家端で電力消費量の 24 時間計測を行い、それによって確認することを提言する。
4. 需要側対策(Demand Side Management)の一つとして、将来は、オフピーク時の余剰電力を利用して水の電気分解を行い、水素としてエネルギーを貯留し、ピーク時には、貯留した水素から電気と熱を取り出す、燃料電池などの新技術の適用も検討すべきである。また、蓄えられた水素は、電気のみならず、水素を直接燃焼させるガスコンロや、燃料電池自動車などにも利用可能である。これにより薪炭や化石燃料の削減効果も期待でき、森林保全にも有効となろう。
5. 環境に関する基礎データのデータベース化を提言する。自然環境、社会環境の既存資料の整備が遅れている。動物相、植物相に関する調査は数多く行われているものの体系的な整理が成されていないため、十分に活用できないのが現状であった。

6. 本調査で検討した情報通信網拡張は、地方開発をセクター間で協調して行うことで、その開発コストを低減させかつ効率的に行うことができる提案である。今後、フィージビリティ調査で、さらに検討することを提言する。