

第11章 オフグリッド電化計画

11.1 再生可能エネルギーポテンシャル

11.1.1 気象・水文データの存在状況

(1) 気象観測データ

ブータン国では、DOE の気象水文課 (Hydromet Services Division) が、全国の水文・気象の観測およびデータ管理を一括して行っている。DOE が管理する気象観測ネットワークでは、全国で計 84 箇所の気象観測所があり、農業気象観測所 Agro-Meteorological Station (Class A) 12 箇所、一般気象観測所 Climatological Station (Class C) 64 箇所がある。これらの観測所では、基本的に毎日 2 回 (朝 9:00 と 14:00) マニュアルでの観測が行われている。このほか、主に通信施設の管理用として設置された自動気象観測所 (Special Station) 5 箇所と、自動積雪深観測所が 4 箇所設置されている。各観測所の観測項目を表-11.1.1 に、観測所の位置図を図-11.1.1 に示す。

表-11.1.1 気象観測所の観測項目

気象観測名	観測所数	観測項目
Class A Stations (マニュアル観測)	12	1. Rainfall 2. Min./ Max. Temperature 3. Wind Speed & Direction 4. Sunshine hours 5. (Humidity) 6. (Evaporation) 7. (Solar Radiation) 8. (Soil Temperature)
Class C Stations (マニュアル観測)	64	1. Rainfall 2. Min./ Max. Temperature 3. Humidity
Special Station (自動観測)	5	1. Rainfall 2. Others
Snow Gauge Station (自動観測)	4	1. Snow Depth

Hydromet Services Division / DOE への聞き取りを基に JICA 調査団作成

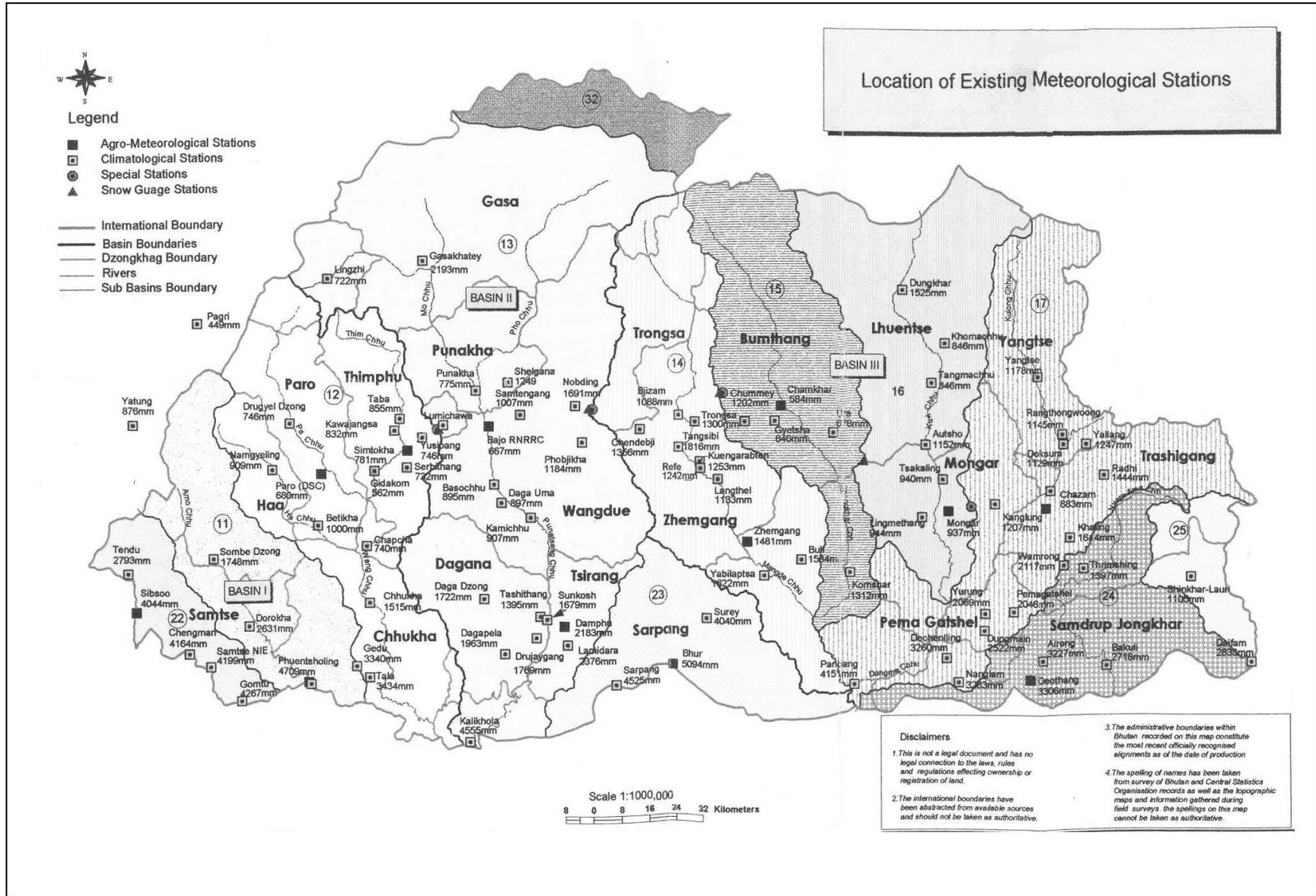
上記観測所のうち 15 観測所には、1990 年初頭に NORAD により、降雨と日射量に関し、データロガーによる自動観測装置が設置されていた。しかしながら、いずれも 2~4 年程度しか観測は行われておらず、故障等の原因により、現在は使われていない。

この他、パロの空港内に軍の気象観測施設がある。また、名古屋大学と貿易産業省ブータン地質調査所が、2002 年よりガサ県北部ヒマラヤのルナナ氷河で氷河流動の共同観測を行っており、自動気象観測機器を設置している。

(2) 水文観測データ

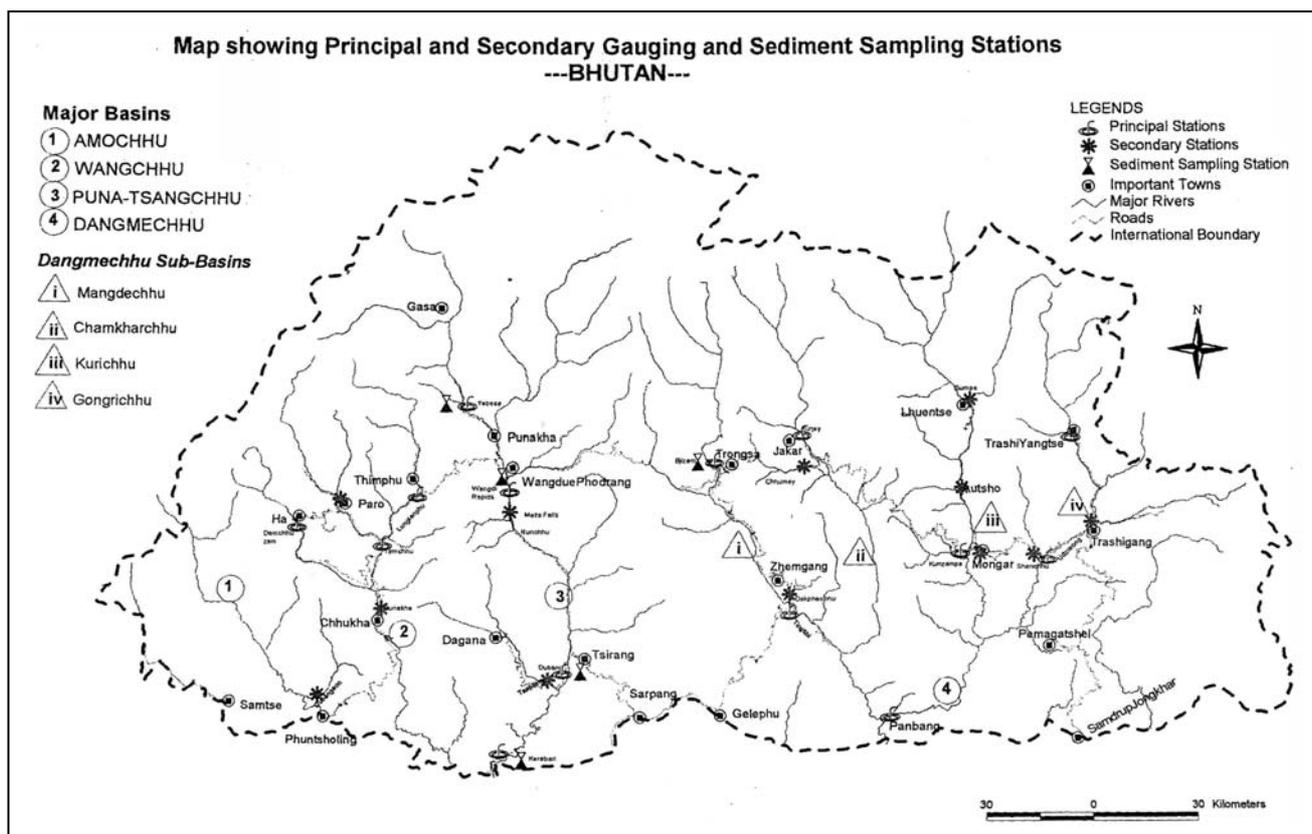
水文観測所は、主な水系に設置されている一級流量観測所(Primary) 16 箇所と二級流量観測所(Secondary) 8 箇所の常時観測所があり、河川水位・流量、浮遊土砂量などの観測が 1987~1991 年頃から開始されている。図-11.1.2 に水文観測所位置図を示す。

このほか DOE では、全国 72 箇所の中小河川の観測所 (Lean Season Station) において、1992 年頃から年 1 回程度 12 月~4 月の乾季 (不定期) に低水流量を観測している。



出典: DOE

図-11.1.1 気象観測所位置



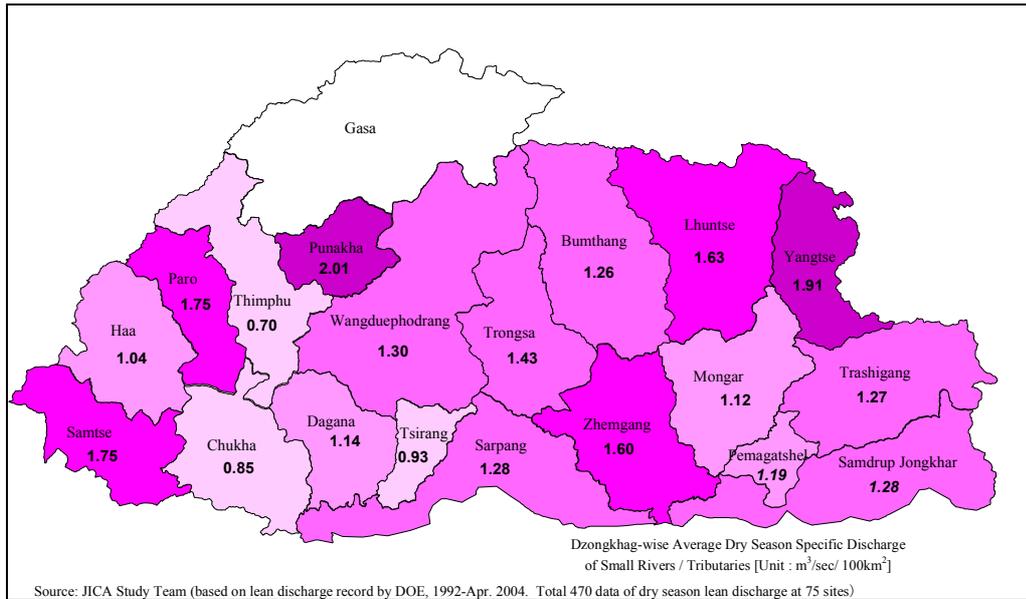
出典:DOE

図-11.1.2 水文観測所位置図

11.1.2 小水力発電ポテンシャル

ブータン国全域を対象とした小水力発電に関する定量的なポテンシャル調査は未だ行われていない。しかしながら、前述のように DOE の Hydromet Service Division では、1992 年頃から全国 72 箇所の中小河川の観測所 (Lean Season Station) において、不定期ながらも乾季 (12~4 月) に低水流量観測を継続しており、さらに DOE スタッフは、全国の奥地に至るまで現地踏査を数多く実施している。調査レポート等としてまとめたものは無いものの、ブータン国各地の小水力発電のポテンシャルサイトについて DOE は豊富な知見を有している。これらの知見・経験を基に、1999 年に当時の DOP (現在の DOE) が全国 31 箇所の小水力発電候補地を選定している (前出 5.4.1 節で示した図-5.4.1 および表-5.4.1 参照)。

Appendix C-II に DOE が実施した全国 72 箇所の中小河川乾季流量観測データを添付した。この観測データを基に、各地点の乾季平均流量を、比流量 (単位面積 100 km² 当たりの流量) から各県 (Dzongkhag) 別の平均を算出したものを図-11.1.3 に示す。

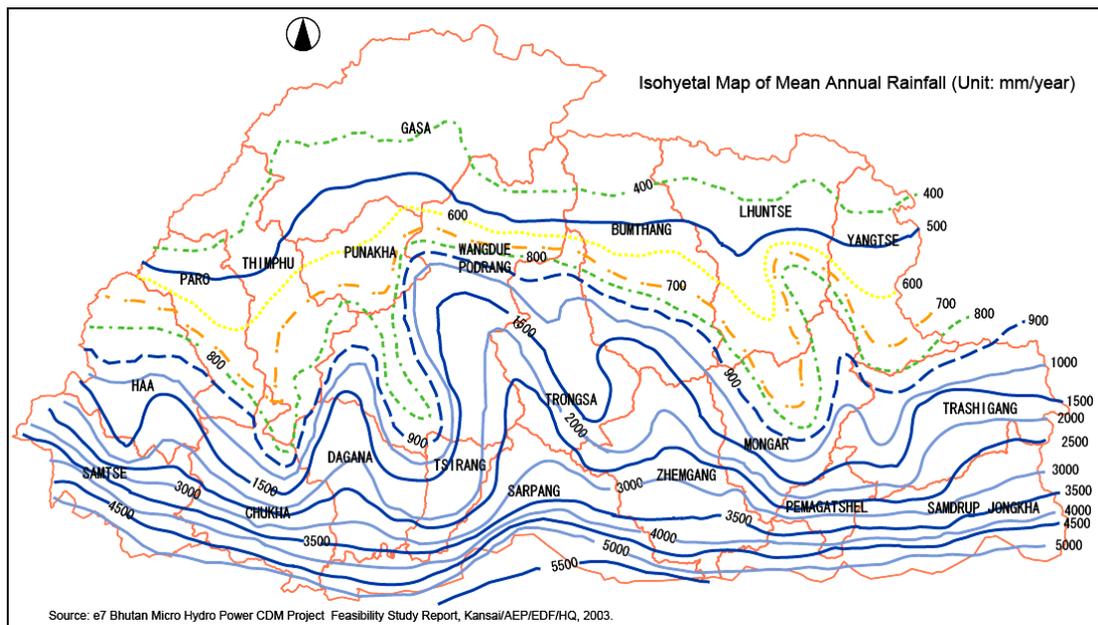


DOE 乾季観測流量データを基に JICA 調査団作成

図-11.1.3 小流域河川の県別平均乾季比流量分布図

データには、観測地点の流域面積が明らかになっていないために比流量が算出できない地点や、観測データが存在しない県があり、概略値のみの検討となるが、上図を見ると、ブータン国の東部は概ね、乾季でも小流域河川の流量が豊富であり、特に、北東部のルンツェ県、ヤンツェ県および中部プナカ県は大きい。これらの地域は、地形も急峻であることから小水力発電ポテンシャルが大きい地域であるといえる。一方、西部のティンプー県、チュカ県は、ブータン国内の他県と比較すれば、乾季比流量の値は小さい値となっている。しかし、一般的な他国の比流量と比較すれば良好な流量を有しており、流域面積と地形（落差）次第では、十分なポテンシャルを有していると言える。

ブータン国では、年降水量の分布図（Isohyetal Map）は公表されていないが、2003年に e7 により調査が行われたトンサ県 Chendebji 小水力 CDM プロジェクトの F/S 調査報告書に、ブータン国の年降水量の分布図が示されている（図-11.1.4）。



出典：e7 Bhutan Micro Hydro Power CDM Project Feasibility Study Report, Kansai/AEP/EDF/HQ, 2003.

図-11.1.4 年平均降水量の等雨量線図（単位：mm/年）

上図から、ブータン国南部（サムツェ、チュカ、サルパン、シェムガン、ペマガツェル、サムドゥルップ・ジョンカ県等）のインド国境付近、特にインド・アッサム地方との境界付近は、世界的にも多雨地帯として有名であり、降水量は 4,000 mm/年近くにも達する。中緯度地帯では、ダガナ、チラン、ブムタン県南部、モンガル、タシガン等の県が 1,500-2,000 mm/年程度と比較的降水量の多い地域である。一方、ハ、パロ、ティンピー、プナカ等は年降水量も少なく、小水力発電ポテンシャルも他県と比較すれば小さいと言える。上図では、ブータン国北部の降水量が少なくなっているが、これは、北部山岳地帯は降水量の観測データが殆ど存在しないためと考えられる。実際には、7,000m 級のヒマラヤ山脈が連なっており、降雪を含めた総降水量は大きな値であると考えられる。

2004 年 1 月および 2004 年 6 月に、DOE のカウンターパートと共に以下地点の現地踏査を行った。現地踏査では、流量観測およびハンドレベルを用いた簡易地形測量による小水力発電ポテンシャル調査と社会調査等を実施した。調査地点は、DOE が 1999 年に選定した小水力候補地（31 箇所）、および UNDP/GEF が Pre-FS を実施した地点、さらに、1980 年代のインドによる調査で提案された地点などから選定した。

表-11.1.2 小水力発電候補地の現地調査結果（JICA 調査団）

No.	Date	Dzongkhag	Village	Name of River	GPS Coordinates		Elevation (m)	Obs. Q (m ³ /sec)	G.Head (m)	Potential P (kW)	Design P (kW)	Notes
					Longitude (N)	Latitude (E)						
1	2004/1/20	Lhuentse	Khoma	Yongla-chu	N 27° 41' 16.1"	E 91° 13' 27.6"	1,325	1.85	80	940		Grid Connected in 2002
2	2004/1/21	Lhuentse	Autsho	Phawan-chu	N 27° 28' 45.8"	E 91° 10' 59.7"	944	0.82	43	220	150	Swedish Study (1999)
3	2004/1/22	Mongar	Sengor	Manshing-chu	N 27° 21' 52.5"	E 91° 02' 08.7"	2,980	0.14	101	90	50	UNDP/GEF Study (2000)
4	2004/1/23	Bhumtang	Tang	Tendegang-chu	N 27° 37' 27.9"	E 90° 52' 35.8"	2,750	0.39	55	140	200	Swedish Study (1999)
5	2004/1/23	Bhumtang	Tang	Selgang-chu	N 27° 36' 57.9"	E 90° 53' 13.6"	2,735	1.21	106	820	400	UNDP/GEF Study (2000)
6	2004/6/24	Wangdue P.	Lumuzu	Chuba Ling-chu	N 27° 38' 26.2"	E 90° 12' 16.1"	2,414	0.73	59	270	110	JICA Study Team (2004)
7	2004/6/24	Wangdue P.	Tara	Ramli-Chu	N 27° 36' 57.0"	E 90° 11' 35.0"	2,266	5.33	91	3,100	1,240	JICA Study Team (2004)

JICA 調査団作成

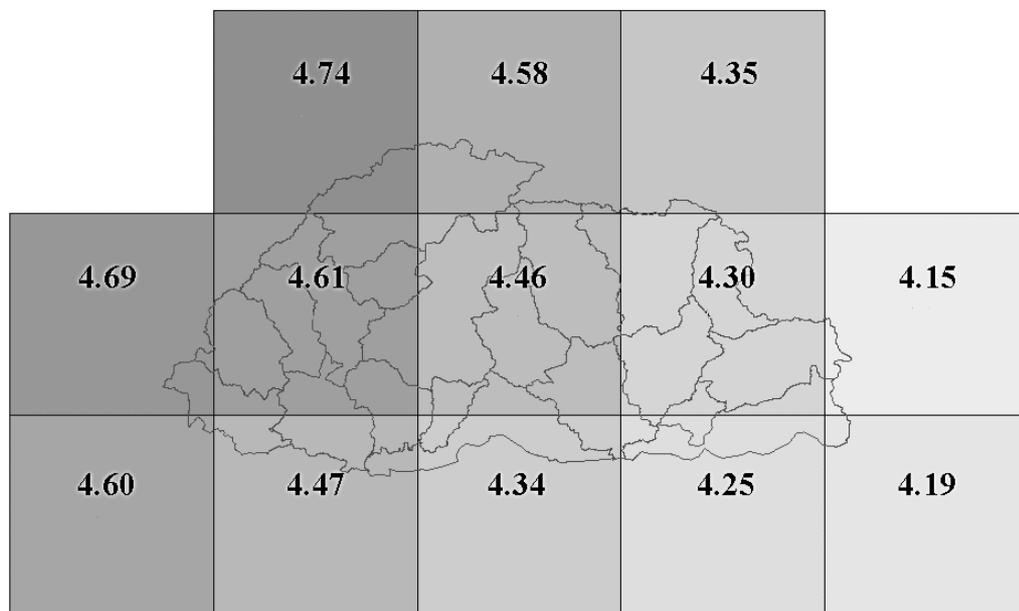
11.1.3 太陽光およびその他の再生可能エネルギー利用発電のポテンシャル

(1) 太陽光発電

太陽光発電については、ブータン国では雨季が長く、曇天の日が続くという条件を無視できない。スコールのような雨が降った後直ぐに晴天になるというような気象条件の国とは異なり、曇天が長く続いて必要電力を供給できるようなシステム容量（蓄電池容量）について十分検討しなければならない。DOE の再生可能エネルギー課（RED）によれば、ブータン国では 4 日間の無日照期間に対応できるように太陽光発電設備を設計している。

太陽光発電システムの設計で必要となる日射量データは、現在ブータン国ではほとんど存在しない。日射量データが得られない場合、日照時間データを利用することも可能であるが、推定値は誤差が大きく、ポテンシャル評価には適していない。このため、本調査では、NASA の衛星データを利用した概略のポテンシャル推定を行うこととした。図-11.1.5 に衛星データを基に作成したブータン国の年平均水平面全天日射量の分布図を示す。Appendix A-III-3 (a)に月別平均水平面全天日射量の算定結果を示す。雨季に降水量の多いブータン国南東部では、平均日射量は 4.3 kWh/m²/日程度となっているが、北部のガサ県や西部では、平均 4.6 kWh/m²/日以上と高い太陽光ポテンシャルであることが分か

る。全国平均でも 4.4 kWh/m²/日以上になり、全国的に高いポテンシャルを有していると言える。



出典：NASA

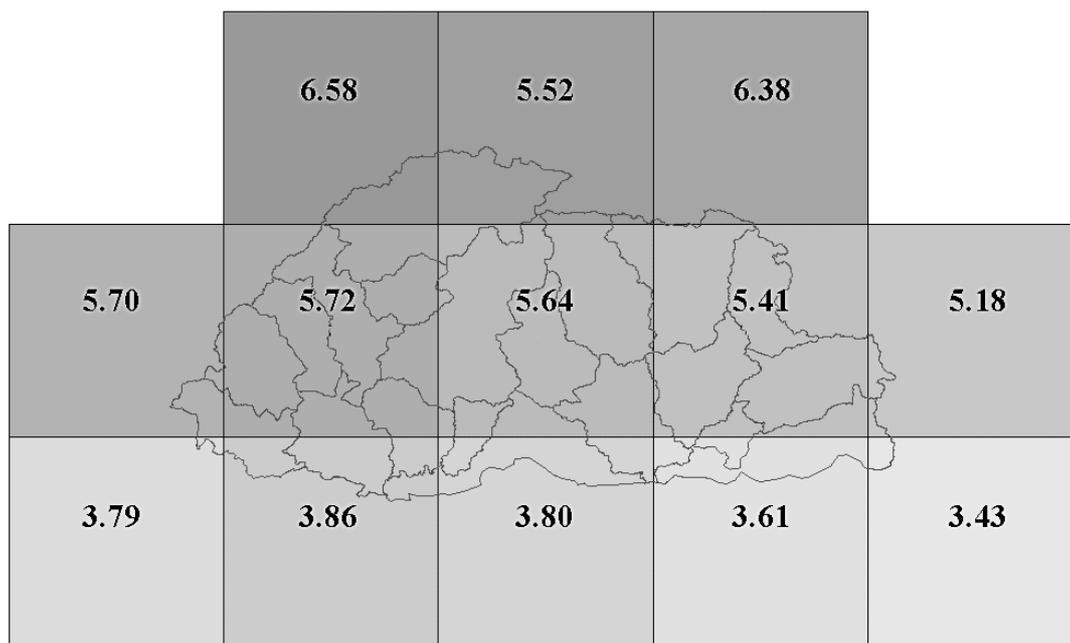
図-11.1.5 衛星データから作成した年平均水平面全天日射量の分布図 (kWh/m²/日)

(2) 風力発電ポテンシャル

ブータン国は、その険峻な地形からも、全国的に風力ポテンシャルは高いものと推察されるが、風力発電に関する計画は現時点では立てられていない。また、風況マップ作成や風力発電ポテンシャルの調査も行われていない。

現在、全国 12 箇所の農業気象観測所 (Class-A Station) において、地上約 2.5m の高さでの風向・風速の観測が行われている。観測は 1 日 2 回、朝 9:00 と昼 2:00 時に観測員によるマニュアル観測が行われているのみであり、日平均値及び積算風速値しか得られていない。一般に、風況は一日の中でも大きく変化し、時には全く風が吹かなくなることもあるため、日平均風速値では、ポテンシャルが低めに算定されてしまうことになる。従って、少なくとも時間平均程度のデータが必要となるが、1990 年代前半に NORAD により設置された自動気象観測機器の中にも、風向・風速観測は含まれていない。このため、現時点では、NASA の衛星データを利用した概略ポテンシャルの推定を行うこととした。ただし、この方法は地域特性により地上観測とのずれが大きくなる可能性もあり、今後、詳細な観測を行い、観測データに基づいたポテンシャル評価を行う必要がある。

図-11.1.6 に衛星データから作成したブータン国の年平均風速分布図を示す。年平均風速の場合も日射量と同様に、北部で年平均風速値が高くなっており、風力発電に適していることが分かる。全国平均をとった場合でも 5 m/s 以上にもなる。ただし、南部は、年平均値も 3 m/s 台と全国平均値よりも 25% も低く、一般的に風力発電の設置が経済的に可能とされる 5 m/s よりも下回っている。Appendix A-III-3 に、衛星データから作成した月別平均風速算定結果を示す。



出典：NASA

図-11.1.6 衛星データから作成した年平均風速分布図 (m/s)

(3) バイオマス・エネルギーのポテンシャル

現在まで、バイオマス発電に関する調査・計画はほとんど行われてこなかったため、発電のデータはない。しかし、国土の殆どが森林で覆われていることから、木質バイオマスのポテンシャルは大きいと推定される。

また、南部低地は温暖であり、半牧半農の形態も多いため、家畜の糞尿を用いたバイオガスのポテンシャルは高いと考えられる。2000年時点で、全世帯の74%が蓄牛を、36%が豚を、27%が馬を所有している。ブータン国の家畜の数を表-11.1.3に示す。

表-11.1.3 ブータン国各県の家畜数

Dzongkhag	Cattle	Buffaloes	Yak	Hourses	Mules	Donkeys	Sheep	Goates	Pigs
Thimphu	6,990	-	8,699	968	75	2	18	6	762
Paro	12,102	-	3,158	1,084	146	7	15	58	2,511
Haa	9,639	-	5,629	810	530	25	173	12	1,179
Chukha	24,870	67	-	591	56	10	1,375	5,739	3,154
Samtse	29,341	743	-	209	100	2	4,659	10,916	1,185
Punakha	12,125	-	24	1,019	42	3	-	15	2,640
Wangduephodrang	20,893	-	3,057	1,722	78	21	3,884	139	3,304
Gasa	863	-	4,051	380	264	4	196	-	38
Tsirang	14,645	382	-	339	9	1	1,189	5,441	1,451
Dagana	14,296	107	-	383	33	10	732	3,612	2,378
Bumthang	10,002	-	2,672	1,299	107	8	2,147	28	30
Trongsa	11,336	-	-	390	50	6	1,337	7	350
Zhemgang	12,156	-	-	1,434	230	14	7	112	1,618
Sarpang	26,611	425	-	473	7	2	1,588	4,371	1,640
Mongar	26,635	-	46	2,123	505	27	105	341	4,398
Lhuntse	14,089	-	44	1,768	160	22	279	7	1,617
Yangtse	12,505	-	115	1,753	216	18	47	48	2,793
Trashigang	308,258	-	7,369	45,264	719	42	5,047	104	5,640
Pemagatshel	8,570	-	-	479	407	37	20	91	1,414
Samdrup Jongkhar	21,967	29	60	1,842	635	22	61	281	2,599
TOTAL	597,893	1,753	34,924	64,330	4,369	283	22,879	31,328	40,701

出典：Renewable Natural Resources Statistics of Bhutan, 2000, MOA

バイオガスにより、ガスエンジンと小型発電機を用いて発電を行った場合、効率を 20% とし、ブータン全土で発生する畜糞の 5% が収集可能であると仮定すると、年間の発電量は 20.8 GWh と試算される。世帯需要を 120 kWh/月とすると、約 14,000 世帯の需要を年間まかなう発電量となる。また、このエネルギーを調理用燃料として用いると、LPG ガス換算で、年間で、10 kg 入り LPG ボンベ約 50 万本分に匹敵する。

実際に導入を考える場合、住民が畜糞収集作業へ難を示す例が多く見られる。畜糞の継続的な回収の方法が、目下の課題となる。

11.2 既設オフグリッド電化に適用されている技術基準の現状

11.2.1 小水力発電

これまでに、ブータン国では、設備容量 300 kW 未満のマイクロ小水力発電所は 16 箇所建設されており、このうち 13 箇所が日本の無償資金協力により建設された。日本の無償資金協力により建設された小水力発電プロジェクトに適用された主な技術基準・考え方を、以下に示す。

(1) 土木構造物

表-11.2.1 既設小水力発電所の土木構造物設計に適用された技術基準

	構造物	適用された基準・考え方
1	取水堰 (Intake Weir)	<ul style="list-style-type: none"> 取水地点は河床の安定した地点を選定する。 取水堰の構造はコンクリート構造とする。 取水開口部の上にパイプスクリーンを設置し、土石がスクリーン上部を流下できる様にする。 設計、施工、維持管理等を考慮し出来るだけ構造の標準化を図る。
2	沈砂池 (Sand Setting Basin)	<ul style="list-style-type: none"> 取水堰に近い所に沈砂池を設ける。 沈砂池の末端に排砂設備を設ける。 沈砂池内の平均流速は 0.2 m/sec、水深は 1 m を原則として、沈砂池の長さを決定する。 同様に構造の標準化を図る。
3	導水路 (Canal)	<ul style="list-style-type: none"> 原則として開水路方式とする。 通水量の水力計算はマンギの公式を用いる。 同一の通水断面積で最大の動水半径を与える最有利断面を採用する。 水路の最大平均流速は、水路内面が侵食されない範囲内の許容流速以下 (1 m/sec 前後) とする。
4	水槽 (Head Tank)	<ul style="list-style-type: none"> 水圧管路入口に水槽を設置する。 水槽の容量は最大使用水量を 30 秒間以上補給できること。 入口のゲートは原則として設置せず、発電所側の水圧管路末端に入口弁を設ける。 水槽側部に自由越流余式の余水吐を設ける。 槽内に流入した土砂を排除できる様に、土砂吐ゲートを設け、手動で操作できる様スピンドルゲートとする。 水槽の構造は鉄筋コンクリート造りとする。
5	水圧管路 (Penstock)	<ul style="list-style-type: none"> 水圧管はフランジ付普通給水管を採用。 保守面を考慮して埋設を基本とする。 管内の設計流速は最大で 3.5 m/sec とし、管径は極力統一する。
6	発電所 (Power House)	<ul style="list-style-type: none"> 機器の点検、分解等が出来るスペースを確保する。 発電所建家は、基礎から高さ 1 m の部分をコンクリート壁とする。 土砂流入、転石による損傷を防ぐ構造とする。 発電機器は建屋内に設置する。 防虫網付の換気口を設け換気に配慮する。
7	放水口 (Tailrace)	<ul style="list-style-type: none"> 放水口は、水車より流下する水に渦流を発生させないように、一定の水深を保つように設計する。

出典： The Basic Design Study on Establishment Project for Micro Hydro Power Facilities (Phase-I & II) in the Kingdom of Bhutan, 1998 & 1999, JICA.

(2) 電気設備

表-11.2.2 既設小水力発電所の電気設備設計に適用された技術基準

	設 備	適用された基準・考え方
1	水車	<ul style="list-style-type: none"> ・ 中落差、小水量の場合、構造が簡単で、経済的なクロスフロー水車を採用する。 ・ 50 kW 前後の出力の場合、ガイドベーンサーボモーターを採用すると機構が複雑となり保守が困難で、不経済となることから以下の方式を採用する。 <ul style="list-style-type: none"> ➢ 水量調整：需要に合わせてガイドベーンを手動調整する ➢ 速度調整：電子サーボレスガバナーとし、需要の増減に応じ回転数が一定となるよう擬似負荷（ダミーロード）を放水路に掛け、擬似負荷の電流を電子回路により制御する静止型ガバナーとする。 ➢ 入口弁：手動式仕切弁 <p>なお、このサーボレスガバナーを採用した場合、ガバナーの故障発生時、無拘束速度に達しても機械的損傷等の問題のない設計とする。</p>
2	発電機	<ul style="list-style-type: none"> ・ 発電所の制御は無人制御方式とし、1 日 1 回程度の巡視点検で運転に支障のないよう設計上の配慮する。 <ul style="list-style-type: none"> ➢ 発電機電圧：経済性を考慮し AC 400 V ➢ 制御方式：発電機電圧は自動電圧調整装置（AVR）による自動制御とする。 【発電機】 <ul style="list-style-type: none"> ● 型 式：3 相交流ブラシレス同期発電機 ● 周波数：50 Hz ● 発電機電圧：AC 400 V ● 結 線：星形、3 相 4 線式 ・ 水車発電機は直結式とし、ベルト式の連結効率低下および保守上の煩雑さを避ける。 ・ 水車効率 71%、発電機効率 85%とし、総合効率は 60%とする。

出典：The Basic Design Study on Establishment Project for Micro Hydro Power Facilities (Phase-I & II) in the Kingdom of Bhutan, 1998 & 1999, JICA.

11.2.2 太陽光発電

DOE の再生エネルギー課（RED）が外国援助機関の協力のもとに、一般住宅、修道院、寺院、学校、診療所等に 2003 年までに設置した小型ソーラーホームシステム（SHS）は、表-11.2.3 に示した設計パラメーターを用いて構築している。

表-11.2.3 DOE/RED が SHS 設置に用いた設計パラメーター

S. no.	Parameter	Value	Unit
1	Yearly average Horizontal Solar Irradiation (Country Average)	4.25	kWh/m ² ·day
2	CFL Lights (Number of lights 5)	11	Watt
3	Ballast of Efficiency of Light	80	%
4	Daily operation hours	4.5	Hours
5	PV module specification (55 Wp × 2 nos.)	110	Wp
6	Derating factor of PV module (Dust, Temperature etc.)	10	%
7	Days of Autonomy	4	Days
8	Battery Efficiency	85	%
9	Depth of Discharge (DOD)	80	%
10	Coldest average temperature	-20	°C
11	Storage Battery Capacity (@C10 rate, Tubular)	110	Ah
12	Temperature derating factor of Storage Battery	80	%
13	Charge Controller (12 VDC type)	10	Amp
14	Provided length of Cable (Size: 2.5 Sq. mm, Copper)	70	meter

出典: Renewable Energy Division (RED) / DOE

ブータン国では、日射量の地上観測所が少ないことから、周辺国の日射量データを参考に平均値を算出し、この値を全国一律に適用している。さらに太陽光発電設備を構築する際、設置する地域の傾斜面日射量を用いてシステムの規模を決定するのが一般的である。しかし、ブータンでは算定した水平面平均日射量を用いてシステムの規模を決定している。

また、蓄電池容量を算定する際、無日照日が 4 日間（96 時間）として計算し、算出された値を蓄電池の 10 時間率での値として容量を決めている。このため、蓄電池容量が大きくなる傾向にある。このような算定方法では、小型のシステムでは大きな差は出ないが、設備容量が大きくなるほど太陽電池容量及び蓄電池容量が大きくなり、容量過大となる可能性が高い。全国で統一した手法を用いることにより、システムの標準化を図ることは出来るが、地域により利用可能な時間が異なることとなり、システム単価が高く、蓄電池の寿命にも影響することになる。

11.2.3 バイオマスエネルギー

現在のところ、ボイラー、ガス化、メタンガスともに、ブータンにおいてバイオマスエネルギーを発電に用いているという情報は得られていない。薪炭消費の軽減のために、メタン発酵バイオガスを導入し、照明や煮炊きのエネルギー源に用いた例はあるが、材料の集積が課題となり、継続して行われている例は少ない。

11.3 マスタープランに適用する技術基準およびモデル

11.3.1 小水力発電

(1) 適用する小水力発電技術基準

日本の無償資金協力により建設された小水力発電所（13 箇所）は、建設後 10 年以上が経過しているが、現在もなお概ね順調に稼働しており、地域の発展と BHN（Basic Human Needs）の充足に大きく貢献してきている。本マスタープラン調査においても、基本的には前述の日本の無償資金協力で建設された小水力発電施設に適用された技術基準を踏襲することで問題はないと考える。

ただし、送電電圧については、日本の無償で建設された小水力発電では 6.6 kV が採用されているが、ブータン国では一般的ではない。スペアパーツ等の入手の容易さや、将来のナショナルグリッドへの接続などを考慮すると、ブータン国で標準規格に用いられている電圧（11 kV 等）を使用することが望ましい。

(2) 小水力発電のモデル

DOE/BPC は、これまでの経験から、小水力発電所を建設してもすぐ需要が超過してしまい、また、トラブルも多いという意見を持っている。ブータン国では、最近では地方部でも電気炊飯器や電気調理器を利用する家庭が増えている。よって、設計時には想定していなかったような電力需要の増加が発生しており、多くの小水力で供給能力不足となっている。

今後の新規計画の設計に当たっては、需要想定を慎重に行う事も重要であるが、将来の想定外の需要増にも柔軟に対応できるよう計画を立案することが必要である。また、建

設後に改造の困難な土木施設（取水施設、導水路、水圧管路）などについては、計画時から余裕をもった設計としておくか、将来の改造が容易な設計としておくことが望ましい。地方村落では、各家庭の生活リズムが似ており、朝夕の炊飯時に需要の急激なピークが生じる。一方、それ以外の時間帯（特に深夜）は、需要はほとんどなく、小水力発電所では、ダミーロードにより余剰電力を捨てている。ヘッドタンクの貯水容量を大きくし、低負荷時に貯水しておけば、ピーク需要にある程度は対応可能である。このような改造は、新規のみならず、既設の小水力発電所においても適用可能である。

なお、小水力発電所の建設に当たっては、水車発電機の搬入などトラックの通れる道路の確保という条件をクリアする必要がある。オフグリッド電源は、配電線が延長できないようなアクセスが困難な村落に対して望まれることが多い。こうしたアクセス困難な地域には、道路が無くても適用可能な10 kW以下のマイクロ/ピコ水力（Village Hydro）などが有効である。このような小規模水力はコストも安く建設、維持管理も容易であることから、今後、代替案の一つとして検討対象に含める必要がある。

11.3.2 太陽光発電、風力

(1) 太陽光発電設備

ブータン国では2020年までに100%電化を目標としており、太陽光などの再生可能エネルギーを利用した電化は、グリッド延長が困難な地域に有効な手段の一つとなる。DOEでは、遠隔地の地方村落においても、地域格差是正、都市部への人口集中防止、地方経済の活性化等を目指すため、地方電化においても良質の電気を供給することが望ましいと考えている。

一般に、小型ソーラーホームシステム（SHS）は、照明のみに利用されることが多い。従って、ここでは、照明のみを対象とした小型太陽光発電設備と、配電線の延長による電化と同等（量・質とも）の電力供給を行う場合を想定した大型太陽光発電設備の、2つの設備の規模とコストを算定することとした。

システムは、一年を通じて安定した電力を供給することを念頭におき、年間発電量が一定となる様に、太陽電池アレイの設置傾斜角度を選択する必要がある。日射量の地上観測データがないため、ここでは、衛星データを利用した日射量推定値によりシステムの容量求めた。

(a) 小型太陽光発電設備

小型太陽光発電設備の構築には、直流（DC）システム及び交流（AC）システムの2通りの方法がある。設備費用を安価にすることを考え、ここでは直流システムを採用する。

太陽光発電設備の大きさを求めるための設計パラメーターを下表の項目1～8に、利用する負荷及び無日照日の設定を項目9～11に示す。

表-11.3.1 小型太陽光発電設備設計パラメーター

Item no.	Parameter	Value	Unit	Remarks
1.	Inclined Solar Irradiation (15 deg)	4.9	kWh/m ² /day	Whole Country Average (from satellite data)
2.	Module derating factor	10	%	Decrease of output due to Temp., dirt, years of use and so on.
3.	Columbic efficiency	90	%	To charge the battery effectively.
4.	Charge controller consumption	10	mA / hour	Depends on manufacturer.
5.	Battery Depth of Discharge (DOD)	80	%	Maximum useable capacity.
6.	Temp. derating factor for battery sizing (at -15 deg Celsius)	80	%	If Temperature changes value changes.
7.	Battery Rate Factor	1.4	%	To bring back the battery at manufactures standard rate.
8.	System Voltage (DC)	12	V	For better system performance and availability of equipments.
9.	LED Lamp (2 Watt each)	10	Watt	2 Watt each x 5 numbers
10.	Days of Autonomy	5	days	To adjust the size & expand the life of Battery.
11.	Hours of uses	6	hour/day	Consider the maximum uses in winter season.

JICA 調査団作成

上記表のパラメーターを基にシステム構築した場合システムの形状及び大きさは以下のようなになる。

- PV 最適動作電圧 (Vpm) : 16 Volt 以上
- PV 最適動作電流 (Ipm) : 2.5 Amp 以上
- PV モジュール容量 (約) : 45 Wp 以上
- モジュール直列数 : 1 nos.
- 必要蓄電池容量 (深放電形) : 50 Ah (10 時間率で 40 Ah 以上)
- チャージ・コントローラ容量 : 10 Ah (12 VDC)

システム構築の際、一般にマーケットで購入可能な機器に重点を置く必要がある。このため、蓄電池、チャージコントローラ等は、入手可能な容量に調整してシステム単価の算出を行った。マーケット・ベースで大量購入した場合の機器の値段を現在値として、システム価格の算出を行った結果、システムの価格は約 US\$500 になった。なお、システム単価には運搬、据付及び掘削等のコストは含まれていない。

以下に小型太陽光発電設備の販売価格を示す。

表-11.3.2 小型太陽光発電設備の販売価格

Item	Required		Market		Cost (US\$)
	Qty.	Unit	Price	Unit	
PV Module	45	Wp	152	Nu./Wp	152.0
Charge Controller (12 VDC, 10 A)	1	Nos.	1,250	Nu./nos.	27.8
LED Lights (2 W)*	5	Nos.	1,400	Nu./nos.	155.6
Battery (50Ah, 12V Deep cycle)*	1	Nos.	3,200	Nu./nos.	71.1
Accessories (Wires 70 m., Nails, Screw and so on)	1	Set	4,000	Nu./Set	88.9
Total (US\$)					495.3

注) *は推定値。 JICA 調査団作成

上記のように、小型太陽光発電システムにおいて、LED 照明を使用することにより、システムの効率的な利用が可能になる。例えば、上記に述べた照明 5 灯の内 1 灯を、充電可能な電池を備えた持ち運び可能な照明とすれば、懐中電灯の乾電池利用の削減が可能になる。さらに、照明の使用時間を 6 から 4 時間、無日照日を 5 日から 3 日とし算出した場合、15 W 程度のラジオカセットが 1 日 3 時間程度使用可能になる。

双方のシステムの場合、チャージコントローラや蓄電池を一切変更する必要はないため、システムコストに大きな変化がなく、システムの構築が可能になる。あるいはシステムコストは多少増えるが、PV モジュールを 45 Wp から 50 Wp に上げ、LED 照明も 5 灯から 7 灯、15 W のラジオカセットを 1 日 3 時間、無日照日は 4 日として、システムを構築することも可能である。また、照明だけのシステム考えた場合、システムの小型化が可能である。しかし、一般に少容量で、放電深度が深く、長寿命の蓄電池の購入は困難であり、ラジオカセット等を使用したい場合は、設備容量や蓄電池容量を増やす必要がある。設備の後付けは、コスト的に割高となる。なお、2 W の LED 照明 5 灯で、1 灯当たり 1 日 4 時間使用、無日照日は 3 日とし、他条件は表-11.3.1 の設計パラメーターと同じとし、照明だけのシステムを構築した場合、システムの形状及び大きさは、以下の通りとなる。

- PV 最適動作電流 (I_{pm}) : 1.0 A 以上
- PV モジュール容量 (約) : 18 Wp
- 必要蓄電池容量 (深放電形) : 15 Ah 以上 (10 時間率)
- チャージ・コントローラ容量 : 3 Ah 以上 (12 VDC)

上記の場合、太陽電池モジュールや蓄電池やチャージ・コントローラの容量が少なくなるが、太陽電池モジュール製造する際に分割セルが必要となり、作業工程が増える。このため、ワット当りのコストが、大型モジュールに比べて割高になり、システム全体のコストは、約 10%強しか安価にはならない。長期利用を考え、後に設備容量を増加したい場合、小型化するメリットは少なくなる。

(b) 大型太陽光発電システム

煮炊きのため電気炊飯器の使用を想定した太陽光発電システムを構築する。炊飯器を利用する場合、システムの構成は交流 (AC) になる。照明は直流でも可能だが、システムの運用管理上困難になり事故が発生する可能性もあるため、照明も交流システムとする。炊飯器 (640 W) は 1 日 3 回、1 回約 25 分で、照明は 1 灯あたり 11 ワット (効率 80%) で 1 日 4 時間利用することを仮定したシステム設計とする。

以下の表では、太陽光発電設備の大きさを求めるための設計パラメーターを示す。

表-11.3.3 大型太陽光発電設備設計パラメーター

Item no.	Parameter	Value	Unit	Remarks
1.	Total Load in a day (AC)	1.08	kWh/day	Assumption
2.	Peak load	0.71	kW	Assumption
3.	Inclined Solar Irradiation (15 deg)	4.9	kWh/m ² /day	Whole Country Average (from satellite data)
4.	Module derating factor	10	%	Decrease of output due to Temp., dirt, years of use and so on.
5.	Inverter efficiency (Average)	80	%	Depends on manufacturer, waves type and load factor.
6.	Columbic efficiency	90	%	To charge the battery effectively.
7.	Charge controller consumption	40	mA / hour	Depends on manufacturer.
8.	Battery Depth of Discharge (DOD)	80	%	Maximum useable capacity.
9.	Days of Autonomy	3	days	Days of Reservation
10.	Temp. derating factor for battery sizing (at -15 deg Celsius)	80	%	If Temperature changes value changes.
11.	Battery Rate Factor	1.4	%	To bring back the battery at manufactures standard rate.
12.	System Voltage (DC)	12	V	For better system performance and availability of equipments.

JICA 調査団作成

上表のパラメーターを基にシステム構築した場合、システムの形状及び大きさは以下となる。

- PV 最適動作電圧 (Vpm) : 16 V 以上
- PV 最適動作電流 (Ipm) : 3.0 A 以上
- PV モジュール容量 (約) : 550 Wp
- モジュール直列数 : 1 nos.
- 必要蓄電池容量 (深放電形) : 450 Ah (10 時間率で 438 Ah 以上)
- チャージ・コントローラ容量 : 40 Ah (34 Ah 以上、12 VDC)
- インバータ (正弦波) : 1 kW (Out put 220 V, 50 Hz)

システム構築の際は、一般にマーケットで購入可能な機器に重点を置く必要がある。このため、蓄電池、チャージコントローラ等は、入手可能な容量に調整し、システム単価の算出を行った。マーケット・ベースで大量購入した場合の機器の値段を現在値としてシステム価格の算出を行った結果、システムの価格は、約 US\$4,100 になった。なお、システム単価には運搬、据付及び掘削等のコストは含まれていない。

以下に大型太陽光発電設備の販売価格を示す。

表-11.3.4 大型太陽光発電設備の販売価格

Item	Required		Market		Cost (US\$)
	Qty.	Unit	Price	Unit	
PV Module	550	Wp	152	Nu./Wp	1,857.8
Inverter (1 kW rating)	1	Nos.	60,000	Nu./kW	1,333.3
Charge Controller (12 VDC, 40 Amp)	1	Nos.	7,700	Nu./nos.	171.1
CFL Lights 11 Watt (14 W with 80% eff.)	5	Nos.	1,280	Nu./nos.	142.2
Battery (90 Ah, 12 V Deep cycle)	5	Nos.	4,400	Nu./nos.	488.9
Asocceries (Wire 70 m, Nails, Screw and so on)	1	Set	4,000	Nu./Set	88.9
Total					4,082.1

JICA 調査団作成

大型太陽光発電システムの場合も、小型太陽光発電システムと同じく、利用方法によってシステムの効率的な利用可能になる。例えば上記に述べた CFL 照明を LED 照明に変える事によって、5 灯から 7 灯、15 W のラジオカセットを一日 5 時間利用することが可能になる。この場合も蓄電池や、チャージコントローラ等、一切変更する必要がないため、システムコストにも大きな変更は生じない。照明の利用時間の変更、あるいは、照明の数を増加しない場合は、システムの容量は若干小さくなり、システム・コストも少なくなる。また、LED 照明は寿命が非常に長いため、CFL に必要な定期的な電球の交換も必要なくなる。さらに、このようなシステムにより、各家庭別の設置ではなく、周辺の敷地を纏めてシステム構築した場合、設備機器が兼用可能になり、システムコストがより安価になる。但しこの場合、より大きな設置スペースが必要になる。

(2) 風力発電設備

風力発電機の場合、容量が小さくなるほど高くなる傾向がある。このことから、ここでは太陽光発電設備のような小型システムの検討は省略し、大型太陽光発電設備と同様に、各家庭の需要を賄える設備容量を算出し設備を構築するケースを検討した。一般的には、このような容量算出は行われませんが、グリッドとの比較を目的としてシステムの規模を算出することとした。

システムを構築する際、太陽光発電設備と同じく一年を通じて安定した一定電力を供給することを念頭におき、年間発電量が一定になる様に、風力発電機を選定する必要がある。表-11.3.5 に風力発電設備の容量を求めるための設計パラメーターを示す。

表-11.3.5 風力発電設備の設計パラメーター

Item no.	Parameter	Value	Unit	Remarks
1.	Total Load in a day (AC)	1.08	kWh/day	Assumption
2.	Peak load	0.71	kW	Assumption
3.	Capacity Factor	13	%	To get the actual out put
4.	Conversion efficiency	80	%	Generated power to charge the battery
5.	Inverter efficiency	80	%	Depends on manufacturer, type of waves and load factor.
6.	Charge controller consumption	60	mA/hour	Depends on manufacturer.
7.	Columbic efficiency	90	%	To charge the battery effectively.
8.	Battery Depth of Discharge (DOD)	80	%	Maximum useable capacity.
9.	Days of Autonomy	3	days	Days of Reservation (24 h × 3 =72 hours).
10.	Temp. derating factor for battery sizing (at -15 deg Celsius)	80	%	If Temperature changes value changes.
11.	Battery Rate Factor	1.4	factor	To bring back the battery at manufactures standard rate.
12.	System Voltage (DC)	12	V	To adjust the availability of equipments.

JICA 調査団作成

上記表のパラメーターを基にシステムを構築した場合、システムの規模は以下のようになる。

- 必要風力発電機容量 : 0.6 kW 以上
- 風力発電機容量 : 0.9 kW (入手可能容量に調整)
- 必蓄電池容量 (深放電形) : 540 Ah 以上 (10 時間率での容量)
- チャージ・コントローラ容量 : 60 Ah (12 VDC)
- インバータ容量 (正弦波) : 1.0 kW (出力 : 220 V、50 Hz)

システム構築の際、一般にマーケットで入手可能な機器とする必要がある。このため風力発電機、蓄電池及びインバータの容量は、一般に入手可能な容量に調整し、システム単価の算出を行った。ブータン国で現在、マーケット・ベースで販売されている機器 (風車価格は一般値) を参考に、システムコストの算出を行った。この結果、コストは約 US\$ 4,700 になった。なお、システムの単価には運搬、据付及び掘削等のコストは含まれていない。表-11.3.6 に風力発電設備の販売価格を示す。

表-11.3.6 風力発電設備のマーケット・ベースでの価格

Item	Required		Market		Cost (US\$)
	Qty.	Unit	Price	Unit	
Wind Turbine	0.9	kW	2,609	US\$/kW	2,348.1
Inverter (1 kW rating)	1	Nos.	60,000	Nu./kW	1,333.3
Charge Controller (12 VDC, 60 Amp)	1	Nos.	13,000	Nu./nos.	288.9
CFL Lights 11 Watt (14 W with 80% eff.)	5	Nos.	1,280	Nu./nos.	142.2
Battery (90 Ah, 12V Deep cycle)	5	Nos.	4,400	Nu./nos.	48.9
Asoceries (Wires 70 m, Nails, Screw and so on)	1	Set	4,000	Nu./Set	89.9
Total					4,690.3

JICA 調査団作成

なお、風車（小型風車）については、現在ブータン国では一般マーケット・ベースでの購入は不可能であるため、日本で一般に入手可能な容量を用いて設備の価格を算出した。ただし、メーカー、発電設備の構造、及び、大きさによって価格が大きく異なる。よって、ここでは、必要電力量が発電可能で、かつ軽量、安価な製品を選定した。

また、ここでは、小型風車利用による各戸電化を想定したシステムとしており、大型風車によるミニグリッド電化のケースは想定していない。

エネルギーポテンシャルデータが不足しているため、ここで行ったのは、概略検討である。今後、風力、太陽光発電のポテンシャルデータの精度が（気象観測により）向上することができれば、それぞれのシステムの必要規模、コストも明確になり、さらには、風力と太陽光のハイブリッド発電の適切な組み合わせも検討可能となる。

風力は、季節によっても、また、一日の内でも時間帯によっても風速パターンが異なり、朝夕の電力需要の高い時間帯に、風速が大ききこともある。また、ハイブリッドシステムにより、風力発電が太陽光発電設備の無日照日の対策量を減らすことができれば、システム全体の信頼性を向上させ、各設備の容量が小さくでき、コストを安価にすることが可能となる。

(3) 電気二重層キャパシター

寿命後の蓄電池を回収し、適切な処分あるいはリサイクル方法を検討することは、環境への悪影響を避けると共に地方電化の継続のためにも不可欠である。しかしこれは、個人や組織にとって金銭的に大きな負担になりうる。

一方、電気二重層キャパシターは、価格的には高くなるが、上記の蓄電池の欠点を克服する。キャパシターは蓄電池より寿命が長く、例えば車の蓄電池に比べ約10倍、深放電深度持つ蓄電池に比べ2倍以上である。しかし、現在の時点では、電気二重層キャパシターは蓄電池に比べ、10倍以上の価格である、また、発注ベースでのみ生産されているので、一般に入手は困難である。現在は、各製造者が普及と価格低下に努めている段階である。日本の製造業者が2005年の半ばに一般に販売する準備を行っているが、価格はまだ公表されていない。

11.3.3 バイオマスエネルギー

(1) 概要

バイオマスを利用したエネルギー供給システムは、ボイラー焚タービン発電、ガス化発電、および、メタン発酵の3種に大別できる。それぞれのシステムの特徴を、表11.3.7に示す。

このうち、ボイラー焚タービンは系統用の規模であり、グリッドの電源が大型水力により供給されるブータンにおいては不適と考えられる。ガス化発電は、原料となる穀殻やウッドチップなどの集積が必要になり、ある程度の規模以上の製材産業や大規模な精米所のある場所に設置されることが、経済上必要である。この条件に合致する場所は、ほぼ確実にオングリッドにより電化されるため、これも本調査の適用外と考える。一方、メタン発酵は、世帯規模のエネルギー消費にも適用可能である。

表-11.3.7 バイオマスシステム

システム種別	ボイラー・焚タービン発電	ガス化発電	メタン発酵
概要	直接燃焼したバイオマスを、ボイラーで焚き、蒸気でタービンを回転させて、発電する。	不完全燃焼による熱分解により生じるガス(水素、一酸化炭素)を燃料として、エンジンを回転させ、発電する。	嫌気発酵により発生するメタンを燃料とする。
規模	1~10 MW	5~1000 kW	1 kW~500 kW (効率 20%)
長所	<ul style="list-style-type: none"> ・ 大容量に適応可能 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 数世帯~数百世帯に適応可能 ・ 初期投資が小さい ・ 精米・製材所動力として応用可能 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 世帯規模に適応可能 ・ 初期投資が小さい ・ メタンを直接燃焼させることにより、熱供給が可能。 ・ 良質の液肥が得られる ・ 水分の多い原料も適している
短所	<ul style="list-style-type: none"> ・ 水分が多い場合、効率が下がり、不適 ・ 原料の大規模な集積が必要 ・ システムが複雑であり初期投資が大 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 水分が多い場合、効率が下がり、不適 ・ 原料の集積が必要 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 原料の集積が困難 ・ 発電にはエンジン-発電機の導入が必要

JICA 調査団作成

バイオガスによるエネルギー供給方法には、エンジン発電機を用いて発電する方法と、ガスを直接燃焼させる方法がある。世帯で発生する糞尿の 25%が回収可能であるとする、バイオガスを電気に変換した場合、ブータンの世帯あたりの需要である 120 kWh/月の需要を補うためには、10 頭の蓄牛、あるいは 28 頭の豚が必要となる。発生したバイオガスを直接燃焼させ、調理用の熱供給、あるいは、ガス灯による照明を行うほうが、はるかに効率が良い。1 世帯 5 人分の煮炊きの熱量であれば、1~2 頭の牛、あるいは 4~5 頭の豚でまかなうことが可能である。これは、孤立した小規模な牧畜を営む世帯にも適用できる。ガスを直接燃焼する場合は、ガスエンジン・発電機の導入が不要である。よって、システムを、簡易かつ安価に設計することができる。ただし、ガス灯は、エネルギーの 97%が熱となって発散される。このため、屋外は問題ないが、屋内への適用は検討を要する。

以上より、ブータンにおけるバイオマスの適用として、メタン発酵バイオガスから煮炊きの熱量供給を行うことにより、照明のみのオフグリッド小型太陽光発電を補う位置付けを提案する。

(2) バイオガス設備費用

標準的なバイオガスを、煮炊き用に利用する場合、1日 1.5 m³程度のガスが必要となる。他国の実績から、20℃で発酵槽 1m³あたりのガス発生量を 0.25 m³ とすると、必要な発酵槽の容積は、6~10 m³となる。標準的な 8 m³ 発酵槽の場合のコストの試算を、表-11.3.8 に示す。世帯当たりのコストは、約 US\$1,000 となる。このコストは、輸送、断熱材の必要性により、上下する。ガスの発生量は、温度に大きく依存し、発酵槽内は 20℃以上の温度を確保する必要がある。このため、発酵槽は地表に埋設し、断熱材で覆う。コストの内訳で、断熱材の占める割合が大きくなっているが、南部で標高が低く年間を通して気温の高い地域では、この断熱材の量を減らし、コストを下げることも検討できる。

なお、メタン発酵は、家畜糞尿などの原料を、継続的に集積することが不可欠となる。薪炭採集の労力を省くことができ、森林保全に寄与するが、導入と継続における住民の意思が、持続性に特に大きく関わることになる。

表-11.3.8 家庭用バイオガス設備のコスト試算(8 m³ 発酵槽)

Item	Q'ty	Unit	Unit Cost	Price (Nu.)	Note
<i>Tank</i>					
Cement	6	bag	315	1,890	1 bag = 25 kg
Sand	1.5	m ³	1190	1,785	can be prepared locally
Gravel	2	m ³	1190	2,380	
brick	300	pieces	4.8	1,440	
Timber	1	L.S.	775	775	
Insulator	25	m ²	630	15,750	Depends on ambient temperature
<i>Pipe</i>					
PVC pipe 8'	3	m	2250	6,750	
PVC Pipe 4'	1.5	m	585	878	
PVC bend	8	pieces	150	1,200	
Vinyl hose	20	m	122	2,440	
Pressure meter	1	Set	850	850	
<i>Desulfurization</i>					
PVC pipe	0.4	m	2250	900	
Ian oxide	8	kg	150	1,200	can be obtained from waste construction material
Saw dust	5	kg	10	50	
Lime	5	kg	50	250	
<i>Labor work</i>					
Skilled engineer	5	man-days	300	1,500	
Unskilled labor	10	man-days	150	1,500	
<i>Transportation</i>	1	L.S.	5000	5,000	per a track
TOTAL				46,538	
TOTAL in US\$				US\$1,034	

JICA 調査団作成

(3) バイオガス導入ガイドライン

以上のように、ブータンにおいて、バイオマスの導入に関して、認知度の低さが普及の障壁となっていると考えられる。よって、以下の3つの過程を提案する。

ステージ-1：パイロット・ステージ(試験的導入段階) …1年

ステージ-2：プロモーション・ステージ(普及段階)…1.5年

ステージ-3：プライベート・ステージ(民間段階)

ステージ-1は、政府主導の試験段階であり、世帯導入における運転・利用上の問題点の抽出を主眼とする。また、バイオガス経験の少ない DOE-RED 担当者が技術と経験を得る段階でもある。RED がプロジェクトを主導し、DOE-RED が、オフグリッドの世帯からバイオガス導入を望む数世帯を選定し、設備の導入を行う。これには、ドナーの技術援助プロジェクト等が利用できる。表-11.3.9 に、バイオガス導入に利用できる、主に本邦のスキームを例示する。スキームによっては、実施主体は NGO や県・郡、あるいは村落となり、DOE-RED 担当者は政府サイドの管理者として参加することになる。

表-11.3.9 バイオガス導入のためのスキーム

スキーム名称	予算	資金源	概要
地方電化 F/S のパイロットプラント	(開発調査予算に含む)	JICA	地方電化 F/S の調査の範囲として、バイオガスのパイロットプラントの建設、及び、技術移転を含める。
草の根無償	10 百万円	EOJ	在インド国日本国大使館が窓口。中央政府が実施者となるのは不可。NGO や村落、地方政府が実施主体となる。
PROTECO	国別 JICA 技術協力予算に於ける (1 億円程度)	JICA	農村開発、自然環境保全として適応可能性あり。受入国の要請対応タイプと、課題開発タイプがある。日本の法人・団体が実施者となり、日本の技術移転を目的とする。
GEF-SGP	US\$50,000	UNEP/ UNDP/WB	対象分野として Climate Change に適用。再生可能エネルギー導入プロジェクトに対応。NGO、CBO が実施主体となる。ネパールにおいてバイオマスは 728 件の過去導入実績あり(2004 年 12 月)。

JICA 調査団作成

上記に挙げる他、インドやネパールなど隣国、欧州の無償援助が適用可能であろう。特にインド、ネパールは、バイオガス先進国であり、世帯ベースのバイオガス設備の導入例や普及プログラムも多く、民間が育っている。ブータンでバイオガスが発展すれば市場になりうるため、進出には積極的であると考えられる。

導入の際には、すでに畜糞の集積を行い、肥料利用を行っているような半牧半農の世帯を選定する。導入業者は、国際入札で選定する。これは、ブータン国内に民間で行っている業者が無いためである。担当者は選定された業者と共に設置に参加する。この導入において、ブータンにおけるバイオガス設備の運用上の問題を洗い出し、普及のための対策を検討する。RED 職員は世帯選定、住民教育、設置の管理を担当する。また、バイオガスが発生し世帯でガスをエネルギーとして利用できるようになれば、月に1~2回のモニタリングを行う。

ステージ-1 において実施、管理上の問題が無いこと、あるいは問題への対処法が明らかになった時点で、ステージ-2 の普及段階に移る。各県につき、オフグリッド村落の1~数箇所を、バイオガスプロモーションの拠点世帯として募集し、村落のいくつかの世帯に導入する。この導入は、第11次5ヵ年計画の配電線延長を待つ村落でもよい。

この導入には、入札を行い、実施は民間が行う。この際、インドやネパールなど経験のある民間会社の参入を求め、経験のないブータン国内の会社・企業家とJV とすることを条件とすると、ブータン国内の民間にノウハウが導入され、民間の業者が育つ。

この段階は、普及のための導入と位置づけ、導入場所は可能な限り道路近傍のアクセスの良い地点とし、周辺村落へのアピール、波及を狙う。また、波及効果に応じて民間を奨励する仕組みとする。たとえば、導入実績に応じた補助金の適用などである。

この段階で、ソーラーホームシステムと同様に、使用者の主体性を高めるために、一部は使用者の負担とし、残りに補助金を適用することが望ましい。また、表-11.3.9 に挙げたスキームをここで利用するのも可能である。

最後のステージ-3 の民間段階は、民間の広報、導入による、民間ベースとする。使用者の所得を考慮して補助金額を設定し、民間のインセンティブを上げる。ネパールでは、遠隔地の度合いとバイオガスタンクの容量に応じて、制限額を設けて補助金を提供する制度を採っている。この補助金の例を、Appendix C-IV-1 に示す。RED は導入目標の設定、補助金の計画と交付、民間のライセンス管理、定期的なモニタリングを行い、バイオガスの持続的な普及を図る。

バイオガスの導入においては、計画や運用のための家畜の把握や、液肥の利用の計画など、農業開発セクターにも深いかわりがある。農業省と情報を共有し、普及や設置、維持管理においても役割を分担する体制を構築することが望ましい。

下表に、試験的導入段階、普及段階、民間段階の3つのステージの工程表を、今後の参考として示した。

表-11.3.10 バイオガス導入ステージ別工程(一例)

Year/month	2007				2008				2009				2010			
	Jul.	Oct.	Jan.	Apr.												
Stage-1: Pilot Stage																
Planning and fund arrangement																
Technical training of personnel																
Selection of pilot households																
Selection of contractor																
Installation and operation																
Monitoring and evaluation																
Stage-2 Promote Stage																
Planning and fund arrangement																
Raise and Selection of pilot households																
Bidding and Selection of contractor																
Installation and operation																
Promotion activity																
Monitoring and evaluation																
Stage-3 Private Stage																
Subsidy planning																
Advertisement and promotion																
Implementation by private sector																
Operation by household																
Periodical monitoring																

JICA 調査団作成

また、導入時期は、菌が活性化する、気温の高い夏場が好ましい。上記工程は、導入の季節を考慮している。

第12章 電力需要予測

12.1 過去の地方電化計画における需要予測手法

ブータン国の地方電化(RE)には、アジア開発銀行(ADB)の援助が継続的に行われている。第7次5ヶ年計画のADB/RE-1、第8次5ヶ年計画のADB/RE-2が実施され、第9次5ヶ年計画のADB/RE-3が現在実施されている。

12.1.1 ADB/RE-1の需要予測手法（ニュージーランドのコンサルタントWORLEY）

ADB/RE-1では、Worleyが開発したLOADFOR-Rを用いて予測している。このプログラムは、計画対象の12県での現地調査（社会経済調査）結果から得られた各地域の家庭用（大・中・小）、商業用（大・中・小商店、ホテル、レストラン/カフェ）、公共用（宗教寺院、学校、病院、事務所）、工業用（大・小工場、水ポンプ、製粉所等）の需要家数、人口増加率、電力消費成長率、電化率の伸び、大規模工業用需要の不等率、需要家毎の平均日負荷曲線等のデータを基礎としている。また、村落毎のカテゴリー別の成長シナリオを緩・急2ケース設定できるようになっている。

12.1.2 ADB/RE-2の需要予測手法（インドのTATA）

ADB/RE-2では、全国の東部、中部、西部の各地域にまたがる17県を対象とし、各地域から既電化・未電化村のそれぞれ2村落を選定し、社会経済調査などを実施している。需要家は、家庭用、商業用、公共用、工業用に分けて想定している。

(a) 家庭用需要

最近電化された需要家はメーター付きで60～80 kWh/月、メーター無しの場合は更に需要が多く、トンサ県のメーター無しの需要家の消費電力量を平均103 kWh/月と推定している。

また、電気料金の支払い可能額は、平均で200 Nu./月（約US\$4.5/月）であるとの調査結果を報告している。これは、電力量に換算すると400 kWh/月程度となるが、電気料金が低廉であることから、将来の電力料金の上昇を考慮すれば180 kWh/月が妥当であろうとしている。

これらを基に、電化当初（2001年）の120 kWh/世帯/月が10年後には180 kWh/世帯/月、すなわち年4%の伸び（全体では3%程度）を想定している。初年度のピーク需要を1.2 kVA/世帯（5 A）とし、伸び率2%/年で10年後1.6 kVA/世帯と想定している。

(b) 商業用需要

地方の商業用需要は、住居兼用などの小さい商店がほとんどであり、平均負荷は、電灯100 Wで、冬季に電熱器2 kWを想定している。電灯使用は10時間/日、電熱器使用は冬季4ヶ月10時間/日と仮定し、2,800 kWh/年の消費量と、年2%の伸びを見込んでいる。

(c) 公共用需要

病院、学校、事務所等がこのセクターの主な需要家である。各部屋に平均100 Wの電灯と、冬季には電熱2 kWを見込んでいる（学校は2 kW×2台）。事務所に2日/週、学校には1日/週と2ヶ月/年の休日を仮定し、各室の年間電力消費量を病院3,300

kWh/年、学校 2,700 kWh/年、事務所 1,600 kWh/年、需要増を年 2%と想定している。

(d) 工業用需要

製粉、製材、精米が主な需要であり、調査地域には大きな産業はないことから、現在の需要をベースとしている。冬季には電熱器 2 kW/工場を考慮し、800 時間/年の電熱器使用、操業は年間 2,400 時間/年と仮定している。

12.1.3 ADB/RE-3 の需要予測手法（オーストラリア SMEC）

ADB/RE-3 における電力需要予測の詳細は示されておらず、住居 1 戸当たりの最大需要を 2 kW として設計している。

12.2 電力システムマスタープラン (PSMP) における需要予測手法

PSMP では、県毎、需要家毎の電力需要予測を、2022 年まで実施している。需要家を一般家庭、工業、商業と政府関係（公共）に 4 分類している。各需要家への電力販売量は、2002 年の販売電力量をベースとして予測している。すなわち、各県のその年の総必要電力量は、既存の需要家への 2002 年度の販売電力量に、新規需要家への販売電力量と想定系統損失を加えて求めている。過去の年間伸び率は反映していない。

一般家庭用需要への販売量は、一人あたり GDP の伸び率と収入弾性値との関数で予測している。工業、商業および政府関連（公共）需要値は、各セクターの GDP 伸び率と GDP 弾性値の関数で求めている。予測に際して仮定している条件は下記の通りである。

(1) 一般家庭需要

- (a) GDP/人の伸び率(8.0% ~ 6.0%)と収入の弾性値(1.3% ~ 1.2%)を想定のベースとしている。ブータン国には対収入弾性値は、データがないため南アジアの類似国の例を都市部と地方に同一数値を適用している。
- (b) 新規接続需要家は 2002 年の値をベースに年間 17% ~ 4%（県別に調整している）で増加するものと仮定している。
- (c) 新規接続需要家の月平均消費量を、県別に初年度 90 kWh ~ 50 kWh に仮定。収入が低いため、遅れて接続する需要家ほど初年度消費量は少ないと仮定している。

(2) 工業需要

- (a) 既設大規模工業の消費の伸びは考慮せず一定としている。
- (b) 小規模工業の GDP 年伸び率は、10%から徐々に低減し 2013 年以降は 9% ~ 8% としている。
- (c) アジア諸国の例から小規模工業の対 GDP 弾性値を 1.2 としている。

(3) 商業需要

- (a) GDP 年伸び率を 6.5%から徐々に低減し 2018 年以降には 5.0%としている。
- (b) 対 GDP 弾性値を 1.4 と仮定し全期間に適用している。

(4) 公共需要

- (a) GDP 年伸び率 6.0%を予測の全期間一定と仮定している。

(b) 対 GDP 弾性値を 1.3 と仮定し全期間に適用している。

(5) 送配電系統の電力損失

1994～2000 年の平均損失を基に県毎に損失率を仮定している。未電化のガサ県については初期値 20%としている。損失率は、予測期間中低減しない県と漸減する県に分けている。

(6) 負荷率

過去の実績（概して極めて低い実績値である）から想定している。県別の想定初期値 76%～38%から徐々に改善されるとしているが、依然として 2018 年以降も 30%～45% 程度に留めている県もある。工業負荷の割合が大きいチュカ県とサムツェ県の 2018 年以降の負荷率には、それぞれ 65%と 60%を適用している。

(7) 電力量とピーク需要

必要電力量は、上記予測値の年間合計に、年間発生損失電力量を加えて求めている。ピーク電力は、電力量を負荷率で除して求めている。

以上が PSMP ベース・ケースの需要予測手法の概要である。ベース・ケースの工業需要の予測には、新設予定の工場からの新規受電申請と既設工場からの増容量申請が DOE に提出されているが、これらの需要は実現性が不確定であるとして考慮していない。ただし、送電計画用需要予測をベース・ケース予測とは別途作成し、この予測の中にこれらのピーク需要をある程度加味している。

12.3 マスタープランに適用する未電化地域の需要予測手法

12.3.1 概要

地方電化マスタープランの対象となる村落は、第 7 章の「村落調査」結果にもあるように、過半数の村落が 10 世帯前後の小規模な村落である。このため、各村落の電力需要は、一般家庭用需要が主となり、商工業の需要は副次的なものとなる。規模のやや大きな村落においては、商店、学校、診療所、寺院、小規模産業の需要が考えられるものの、その電力需要は小規模なものになると考えられる。

「村落世帯調査」において、未電化村落調査（位置、世帯数、生活実態調査）の他に、13 の既電化村落調査を含め、既電化 51 世帯における電気製品の所有状況（種別・数量・容量）及びその使用実態（使用時間等）についての調査を実施し、需要予測の基礎データとした。一般家庭需要家 51 と小規模商店・レストラン 12 を含めた調査結果は **Appendix B-III** に集計してある。調査した 51 世帯のうち 65% が電気炊飯器（平均 640 W）を使用し、29% が電気湯沸しポット（650 W）を使用している。

ブータン国の地方村落のエネルギー需要の特色は、照明・炊飯器・調理器が主であるという点である。したがって、各家庭のエネルギー需要の時間帯は一斉に立ち上がり負荷率（最大需要に対する平均需要の比）は低く、配電網の容量は、消費総電力量に比べ使用電線のサイズは大きめになる可能性がある。

本調査では、未電化村落に対する予測、および、既電化地域に対する全国レベルの予測を実施した。前者は未電化地域の電力施設の新設計画に、後者は既設設備の補強、および、電力需給バランスの検討に資することになる。

12.3.2 未電化村落の電力需要予測手法

村落実態調査において確認された地方農村部の電力使用実態を基に、配電計画の前提となる需要原単位（一般家庭用、公共施設、商業用、工業用等に分類）を算出した。また、これらの原単位と、世帯数および電力需要の伸び等を考慮して、2020年までの電力需要想定を行った。マスタープランで用いる需要想定の対象期間は2020年までとするが、国家5ヶ年計画のフェーズに合わせ、2007年、2012年、2017年、2020年の4段階での需要を算定した。さらに、一律の需要の伸びを仮定してブータン側からの要請により2030年までの需要想定を、参考値として算定した。

想定においては、地方村落需要の大半を占める一般家庭用需要と、その他の需要に大別して、図-12.3.1に示したフローに基づいて実施した。下記はその手法の概要である。

(1) Step-1 (家庭需要家数の予測)

ブータン国では、2003年に第1回目の国勢調査が実施され、現在、その集計作業が内務省（Ministry of Home and Culture Affairs: MoHA）により行われている。詳しい内容については未公開となっている。現段階では、過去の地区、村落ごとの人口、世帯のデータ、人口・世帯の伸び率などは明らかになっていない。

従って、本マスタープランでは、世帯数の伸びは、調査団が実施した未電化村落調査で得られた1998年から2003年までの各未電化村落の世帯数の実績データに基づき、県別平均の世帯数年増加率を算出して、世帯数の伸びを予測することとした。表-12.3.1に未電化村落における世帯数調査結果、年平均増加率および2020年までの想定需要家数を示す。全国平均伸び率2.59%は一般にブータン国で適用されている人口の伸び率(2.5%)からも、妥当な値といえる。

チラン、サルバン、ダガナ、パロ県は、近年急激に人口・世帯数が増加している地域であり、1998年から2003年までの世帯増加率は、年3%以上となっている。この増加率は、全国平均2.59%と比べても大きな値であり、今後も同じ数値で増加することは、農地などの制約上からも限界があると考えられる。このことから、需要想定では、2007年以降は、年3%以上の場合は5年毎に1%低減させることとした。想定した未電化地区の需要家数を、カテゴリー別、県別にAppendix B-IIIに示した。

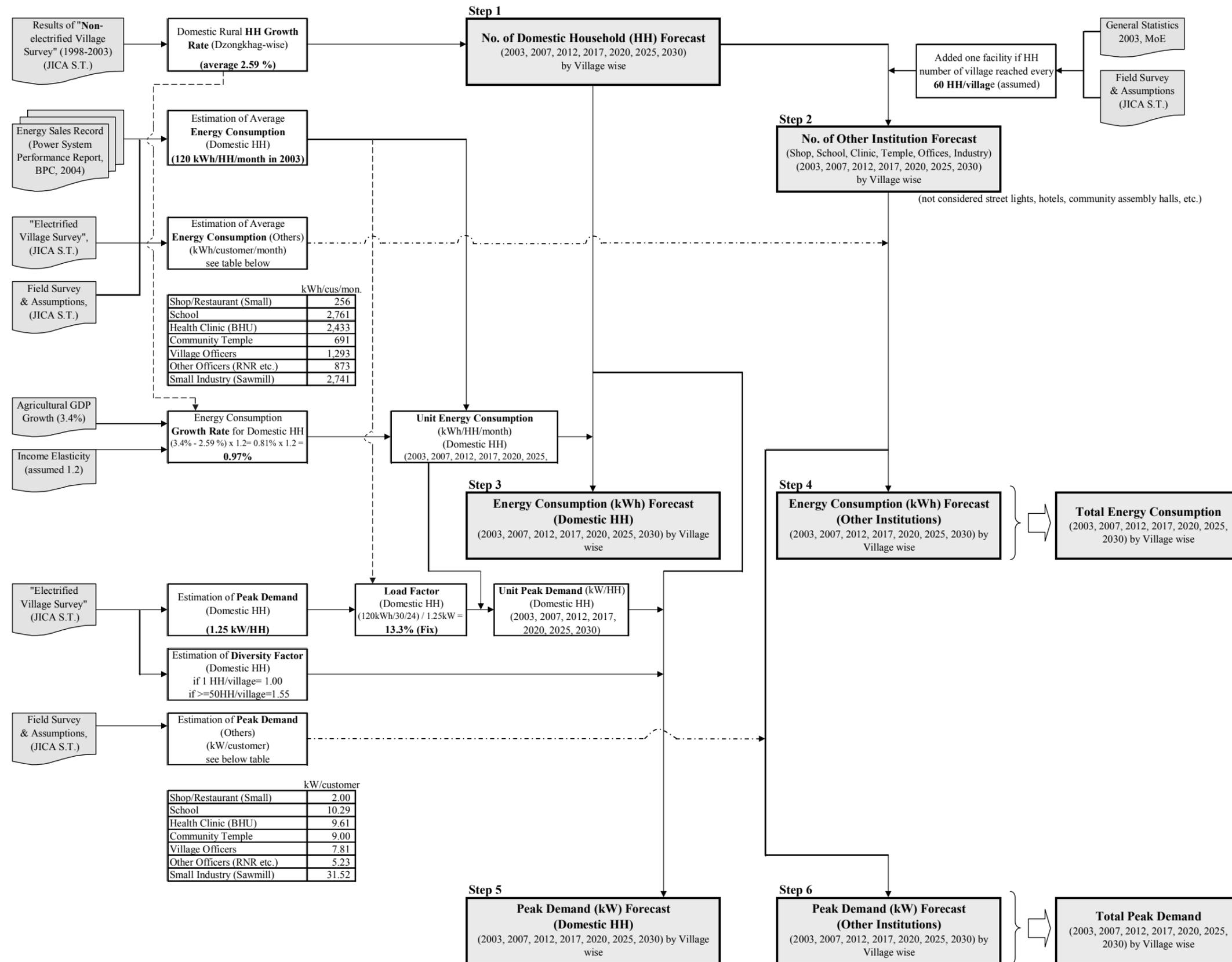
表-12.3.1 未電化世帯数および世帯数増加率の想定値

No.	District (Dzongkhag)	Non Electrified HH		N.E. Pop. 2003	HH size (Person/HH)	Annual HH Growth ('98-'03)	Assumed HH Growth Rate (%)					Projected Non Electrified Household				
		1998	2003				2003	2003	2007	2012	2017	2020	2003	2007	2012	2017
1	Thimphu	125	132	908	6.9	1.10%	1.10%	1.10%	1.10%	1.10%	1.10%	132	138	145.60	153.76	158.87
2	Chukha	1,535	1,814	12,319	6.8	3.40%	3.40%	2.40%	2.40%	2.40%	1,814	1,994	2,245	2,527	2,713	
3	Haa	215	248	1,663	6.7	2.90%	2.90%	2.90%	2.90%	2.90%	248	278	321	370	403	
4	Paro	138	162	1,250	7.7	3.26%	3.26%	2.26%	2.26%	2.26%	162	177	198	221	237	
5	Samtse	3,820	4,318	33,757	7.8	2.48%	2.48%	2.48%	2.48%	2.48%	4,318	4,763	5,384	6,086	6,550	
6	Tsirang	1,684	2,186	18,922	8.7	5.36%	5.36%	4.36%	3.36%	2.36%	2,186	2,593	3,058	3,436	3,684	
7	Dagana	1,473	1,765	12,442	7.0	3.68%	3.68%	2.68%	2.68%	2.68%	1,765	1,962	2,240	2,557	2,768	
8	Punakha	246	263	2,089	7.9	1.35%	1.35%	1.35%	1.35%	1.35%	263	277	297	317	330	
9	Gasa	297	331	1,936	5.8	2.19%	2.19%	2.19%	2.19%	2.19%	331	361	402	448	478	
10	Wangduephodrang	1,570	1,714	12,167	7.1	1.77%	1.77%	1.77%	1.77%	1.77%	1,714	1,839	2,007	2,191	2,310	
11	Bumthang	394	446	3,137	7.0	2.51%	2.51%	2.51%	2.51%	2.51%	446	492	557	631	680	
12	Sarpang	2,022	2,570	19,116	7.4	4.91%	4.91%	3.91%	2.91%	2.91%	2,570	2,997	3,459	3,993	4,353	
13	Zhemgang	1,474	1,627	17,637	10.8	1.99%	1.99%	1.99%	1.99%	1.99%	1,627	1,761	1,944	2,145	2,276	
14	Trongsa	745	860	7,214	8.4	2.91%	2.91%	2.91%	2.91%	2.91%	860	965	1,114	1,285	1,401	
15	Lhuntse	1,262	1,377	8,827	6.4	1.76%	1.76%	1.76%	1.76%	1.76%	1,377	1,477	1,611	1,758	1,852	
16	Mongar	2,419	2,662	18,617	7.0	1.93%	1.93%	1.93%	1.93%	1.93%	2,662	2,874	3,163	3,480	3,686	
17	Pemagatshel	681	650	4,794	7.4	-0.93%	-0.93%	-0.50%	0.00%	0.00%	650	637	637	637	637	
18	Samdrup Jongkhar	3,268	3,573	25,853	7.2	1.80%	1.80%	1.80%	1.80%	1.80%	3,573	3,837	4,196	4,587	4,839	
19	Trashigang	1,942	2,087	15,175	7.3	1.45%	1.45%	1.45%	1.45%	1.45%	2,087	2,211	2,376	2,553	2,666	
20	Yangtse	1,037	1,157	7,835	6.8	2.21%	2.21%	2.21%	2.21%	2.21%	1,157	1,263	1,409	1,572	1,679	
Grand Total		26,347	29,942	225,658	7.5	2.59%	2.40%	2.17%	2.10%	2.05%	29,942	32,895	36,762	40,950	43,702	

JICA 調査団作成

(注1) 全国平均人口伸び率2.5%よりも世帯数の伸び率の方が大きいですが、ブータンの農村部でも大家族制から核家族化への移行が認められ、今後平均世帯人数は小さくなる傾向にある。

(注2) ペマガツェル県では-0.93%と減少傾向となっているが、将来は減少が止むものと仮定し、2007年で-0.5%、2012年以降は0%とした。



調査団作成

図-12.3.1 未電化地域の電力需要予測の検討フロー

なお、世帯数の推定は、将来の村落における電力需要の精度に大きく影響する。このため、随時、世帯数想定の見直しを行い、人口・世帯数増加率、1世帯当たりの平均人口、移転・転出・移民、などの新たなデータを追加・更新し、精度を高める必要がある。

(2) Step-2 (家庭需要家以外の需要家数の予測)

公共施設、商業、工業関連の需要家数の予測は、下記の仮定の基に行った。

公共施設である学校については、コミュニティスクールおよび小学校（プライマリースクール）程度の規模を想定し、既設の学校数の他に、将来は、60世帯/村落に1校の平均的規模の学校が新設されるものと仮定した。この仮定は General Statistics (2003 MOE) および調査団の現地調査結果を踏まえたものである。

表-12.3.2 は Statistical Yearbook of Bhutan 2003, National Statistical Bureau RGOB, Thimphu, Catalogue No. 101, March 2004 (原典は General Statistics 2003, MOE) の記録である。2003年現在の全国の学校（コミュニティスクール）の数（188校）と生徒数（22,502人）より、1世帯当たり2人の子供が学校に通うものと仮定し、約60世帯に1校と推定した。学校では、平均3.1人/校の教員がいることから、学校1施設につき3世帯分の教員宿舎の需要を見込んだ。

表-12.3.2 学校・教育施設および教員・生徒数（2003年）

Details	CPS	PS	LSS	MSS	HSS	Pvt.	Other Inst.	NFE Center	Total
	Primary Grade	Junior High Grade	High School Grade	Higher Secondary School					
Grade	PP-VI	PP-VIII	PP-X	PP-XII	PP-XII				
Number of School and Institution	188	90	77	23	16	18	14	365	791
Teaching Staff (Total)	592	701	1,388	623	466	235	313	428	4,746
National	586	679	1,178	426	287	154	239	428	3,977
Non-Bhutanese	6	22	210	197	179	81	74	0	769
Number of Students	22,502	26,168	46,856	17,735	11,268	4,631	3,251	12,838	145,249
Male	11,949	13,850	23,968	9,319	6,388	2,363		4,164	
Female	10,553	12,318	22,888	8,416	4,880	2,268		8,674	
Student to Teacher	1:38	1:37	1:34	1:28	1:24	1:20	1:10	1:30	1:31
Number of Students per School	120	291	609	771	704	257	232	35	184
Number of Students per Household (Assumed)	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Estimated Number of Household per School	60	145	304	386	352	129	116	18	92
Number of Staff per	3.1	7.8	18.0	27.1	29.1	13.1	22.4	1.2	6.0

Source: "General Statistics 2003", Policy & Planning Division, MoE, Thimphu.
 Notes) CPS: Community School, PS: Primary School, LSS: Lower Secondary School, MSS: Middle Secondary School, HSS: High Secondary School, Pvt.: Private School.

その他の「公共施設」として、診療所、事務所、地方開発センター（RNR）、村落寺院等を考慮した。施設数は、事務所を既存数一定とし、それ以外は、学校と同様に、既設設備の他、将来の世帯数増加60世帯/村落の割合で1つの平均的規模の施設が新設されるものと仮定した。

「商業施設」としては小規模な商店（住居兼用の雑貨店）やレストランを想定した。地方村落ゆえホテルなどは考慮しない。需要家数は学校と同様に、既設数に一般需要家の増加60世帯/村の割合で1つの平均規模の商店が新設されると仮定した。

「工業/産業」として製材所を考慮した。施設規模はハ県の既設製材所の調査結果を基に、需要原単位（ピーク需要＝26.9 kW＝31.5 kVA 程度）を仮定し、上記と同様に、将来は 60 世帯/村落に 1 つの製材所が新設されるものと仮定した。

想定した各カテゴリー別の未電化村落における需要家数を、**Appendix B-III** に示す。

(3) Step-3（一般家庭の消費電力量の予測）

(a) 既存需要家の平均消費電力量

表-12.3.3 は BPC の Monthly Performance Report から抜粋したデータである。地方部の一般家庭需要家数および販売電力量のデータを集計した。

地方農村部における 1 世帯当たりの平均電力使用量は、ハ、ブムタン、ワンデュポダン、ティンパーの順で大きく、地方部ではあるが 100 kWh/世帯/月以上の平均電力消費となっている。データの信頼性が向上し、かつ市街地と地方の区分の分類が修正された 2004 年 1 月から 2004 年 6 月までのデータを用いれば、地方村落の一般世帯の全国平均電力使用量は、81.6 kWh/世帯/月である。

この数値は調査団の電化地区に対する「村落世帯調査」および現地調査結果によっても確認されている。しかしながら、小水力発電による電力供給不足や、グリッドの供給能力不足を生じている県、および、電化後間もない地域で全国平均の消費量に比し極端に電力消費の少ない県を除いた平均値は、109.3 kWh/月となる。

各家庭に設備されている電力メーターの精度や、ノンテクニカルな損失（約 10%）を考慮すれば、平均消費電力量は 2003 年時点で 120 kWh/世帯/月となる。この平均消費量をベースに電力量需要想定を実施した。

(b) 消費電力量の伸び率

マスタープランの対象村落は、主に地方農村部であることから農業セクターの GDP 伸び率、および、所得弾性値を適用して、伸び率を推定した。農業セクター GDP 伸び率は 2001 年 11 月に Planning Commission が公表した 1991~2003 年の平均数値（3.4%）を適用した。所得弾性値は、内務省の Living Standard Survey における所得と電力消費量のデータを用いる予定であったが、入手できないため、一般に使用されている係数 1.2 を適用した。地方村落の一般家庭消費電力量の年間伸び率は以下のように算出した。

$$\begin{aligned} & [(農業セクターGDP 伸び率) - (家庭需要家数の平均伸び率)] \times (所得弾性値) \\ & = (3.4\% - 2.59\%) \times 1.2 = 0.97\% \end{aligned}$$

需要予測に用いた需要家カテゴリー別の最大電力 (kW)、月平均電力消費量 (kWh/月) およびパラメータを、表-12.3.4 に示した。

(c) 需要家あたりの消費電力と各年の総消費電力量

上記 (a) と (b) から一需要家の各年の月あたりの消費電力量を算出した。さらに、この値と Step-1 にて想定した需要家数から各年度の一般家庭需要家の総消費電力を算出した。

表-12.3.3 世帯あたりの月別平均電力消費量 (kWh/世帯/月)

		[Domestic Rural]																			Unit: kWh/HH/Month	
Year	Month	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	National Average
		Thimphu	Chukha	Haa	Paro	Samtse	Tsirang	Dagana	Punakha	Gasa	Wangdue phodrang	Bumthang	Sarpang	Zhemgang	Trongsa	Lhuntse	Mongar	Pemagatshel	Samdrup Jongkhar	Trashigang	Yangtse	
2002	7 Jul	176.0	149.1	154.5	127.7	89.6	52.7	20.7	97.8		92.0	99.9	82.8	24.5	77.4	85.5	50.1		66.9	64.8	68.3	87.8
	8 Aug	232.9	113.4	157.8	103.3	91.5	52.9	16.0	112.8		105.0	89.6	10.8	13.7	77.4	139.1	49.0		74.1	71.1	63.4	87.4
	9 Sep	130.7	109.7	155.8	154.5	94.1	50.5	6.4	121.3		92.0	90.8	92.4	16.0	79.7	97.7	43.9		74.5	67.8	32.2	83.9
	10 Oct	231.9	108.2	157.8	147.2	84.7	59.0	27.2	101.7		105.1	116.5	92.2	27.0	76.3	65.1	49.0		71.9	71.3	88.0	93.3
	11 Nov	231.1	142.0	143.8		89.2	56.2	25.1	105.4		113.9	94.3	88.9	28.4	77.5	99.3	54.4		76.6	84.0	60.3	92.4
	12 Dec	368.7	166.7			91.6	63.8	26.4	140.6		137.4	92.3	77.4	47.2	78.4	105.5	53.7		78.3			109.1
2003	1 Jan																					
	2 Feb																					
	3 Mar																					
	4 Apr																					
	5 May																					
	6 Jun																					
	7 Jul																					
	8 Aug																					77.4
	9 Sep																					80.8
	10 Oct																					83.1
	11 Nov																					90.1
	12 Dec																					82.9
2004	1 Jan	134.4	97.7	131.4	210.4	71.2	32.1	60.4	132.6		139.0	93.6	112.4	61.7	70.3	69.2	93.9	40.7	62.1	66.1	47.7	90.9
	2 Feb	129.7	108.7	117.5	195.7	60.3	55.9	69.7	104.4		129.2	87.3	110.3	79.8	64.0	66.5	83.5	46.7	53.9	64.2	37.3	87.6
	3 Mar	114.5	82.6	105.6	182.1	77.6	33.8	66.7	101.9		97.9	79.2	99.0	46.5	65.7	61.8	71.9	40.3	53.4	60.8	39.8	77.9
	4 Apr	113.4	76.3	124.1	173.6	75.6	41.0	64.0	120.9		71.0	93.8	96.0	36.5	58.2	57.8	73.1	35.9	59.9	55.9	43.0	77.4
	5 May	133.2	78.3	113.2	187.0	80.2	53.6	49.3	112.4		85.2	110.6	125.9	36.5	62.7	52.1	59.2	34.7	69.9	52.9	35.6	80.7
	6 Jun	109.6	55.7	126.9	174.7	84.2	44.9	32.2	84.5		89.5	109.0	118.6	41.1	53.1	48.5	65.8	41.5	56.5	50.6	35.0	74.8
Ave (Jan.2004-Jun.2004)		122.5	83.2	119.8	187.3	74.9	43.6	57.1	109.4		102.0	95.6	110.4	50.3	62.3	59.3	74.6	40.0	59.3	58.4	39.7	81.6
Ave (Jan.04-Jun.04) w/o Power Supply Shortage Dzongkhag		122.5	83.2	119.8	187.3	74.9		P. Supply Interruption/ L. Shedding	P. Supply Interruption/ L. Shedding		109.4		110.4	Too Low Energy Consumption	P. Supply Interruption/ L. Shedding	Too Low Energy Consumption		Too Low Energy Consumption	Too Low Energy Consumption	P. Supply Interruption/ L. Shedding	P. Supply Interruption/ L. Shedding	109.3

Source: BPC, System Performance Report

Non-technical Loss	Assumed Ave. Consumption (kWh/HH/month)
10%	120

(注) 上表は BPC の各支店から毎月報告されている System Performance Report を基に作成した。2003 年の空白は、提出様式が改訂されたために需要家カテゴリー別の報告が途絶えたために発生している。

表-12.3.4 初年度想定負荷と消費電力量および想定パラメータ

	Peak Load (kW/customer)	Energy (kWh/customer)
NON-INDUSTRIAL		
Domestic HH		
Domestic HH (Average in 2003)	1.25	120.0
Commercial		
Shop/Restaurant (Small)	2.00	256.1
Public Service		
School	10.29	2,760.8
Health Clinic (BHU)	9.61	2,433.1
Community Temple	9.00	690.6
Village Officers	7.81	1,293.4
Other Officers (RNR etc.)	5.23	872.7
INDUSTRIAL		
Small Industry (Sawmill)	26.90	2,741.0
Flour mills	4.43	
Water pumps		
Average Efficiency (n) of Motor	0.8	
Power Factor (cos-t)	0.8	
Demand Factor of Motor	75%	
Diversion Factor for Motor	1.1	
Small Industry / Saw mill (kVA)	31.52	
Income Growth and Income Elasticity		
Agricultural GDP Growth Rate	3.40%	
HH Growth Rate	2.59%	
Growth Rate of Income	0.81%	
Income Elasticity	1.2	
Diversity Factor		
Village HH	Diversity Factor	
50 HH	1.55	
1 HH	1.00	
Average number of HH in Village for Estimation of Additional Facilities		
Shop/Restaurant (Small)	60 HH	
School	60 HH	
Health Clinic (BHU)	60 HH	
Community Temple	60 HH	
Village Officers	use existing nos.	
Other Officers (RNR etc.)	60 HH	
Small Industry / Saw mill	60 HH	

JICA 調査団作成

(4) Step-4 (家庭カテゴリー以外の需要家の消費電力量)

(a) 平均消費電力の想定

家庭需要家以外のカテゴリーの標準的な規模を、現地調査などの結果から想定し、施設内の室数、電灯数、電気製品の数量および使用時間などを仮定して、消費電力量と最大負荷を想定した。Appendix B-III にこれら想定値を示した。

(b) 需要家カテゴリー別の消費電力

Step-2 にて算出したカテゴリー別の需要家数と上記 (a) の平均消費電力から各県のカテゴリー別の年間消費電力量を算出した。

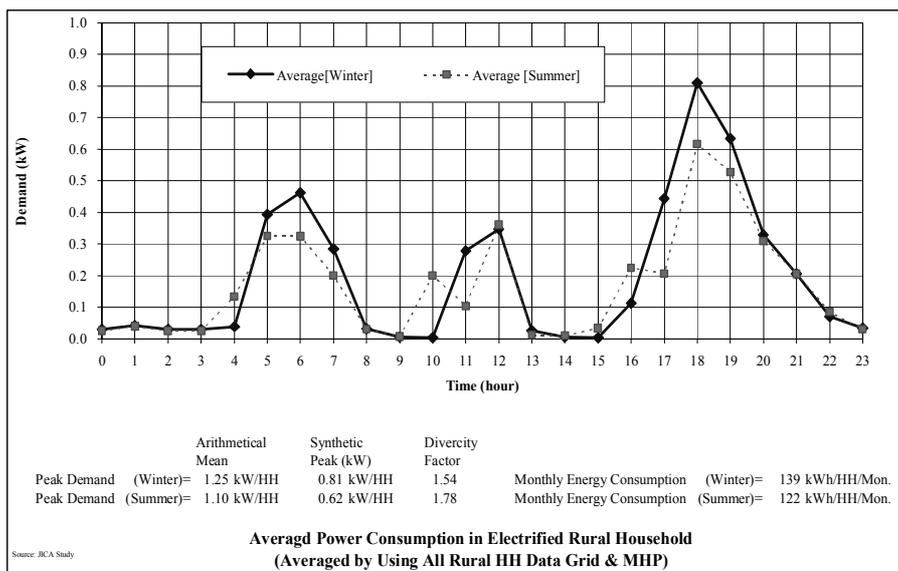
Step-3 と Step-4 の消費電力量から各年度の県別・カテゴリ別消費電力量が得られる。

(5) Step-5 (一般家庭カテゴリの最大負荷の想定)

(a) 需要家あたりの最大負荷および電力消費パターン

Appendix B-III-1 にまとめた「既電化地域調査」の結果から、未電化地域の家庭需要家あたりの最大負荷を冬季 1.25 kW、夏季 1.10 kW と想定した。

図-12.3.2 は、調査した一般家庭 51 世帯の時間別需要量を単純に平均したものであり、地方既電化地域の一般家庭の電力消費パターンの典型である。ブータン国の地方農村部での一般家庭における電力使用の特徴は、早朝 5 時~6 時頃から、突然、炊飯などの需要が立ち上がり、朝、昼、夕の 3 回のピークが立ち上がることにある。農作業などの時期や・地域にもよるが、昼食時に炊飯する家庭も、意外に多い。食事時以外の昼間は、ほとんど需要はなく、夕方再び 17:00 から 20:00 頃にかけて一斉にピークが立ち上がる。深夜はほとんど電気が使われない。朝夕のピーク時の電力は、冬季が夏季よりも大きい。インタビューでは、1 時間単位での各電気製品の使用状況 (スイッチのオン・オフ) を聞いたため、電力消費量は大きめの値となっているものと考えられる。例えば、夕方 18:00~19:00 の間に炊飯器 (640 W) を使うと回答が得られた場合でも、実際に炊飯に電力が使われる時間は 20-30 分程度であるため、640 W×1 時間とはならない。



JICA 調査団作成

図-12.3.2 地方既電化村落の一般家庭の平均的な日負荷曲線

(b) 不等率

不等率 (diversity facotor) とは、負荷 (需要家) が多数ある場合に、それぞれの負荷の最大電力の算術合計を最大電力で除したのものである。これは、多数の負荷の総合最大電力を考える場合に、個々の負荷の最大値の発生する時刻が異なる。この不等率により村落の総合最大負荷を求めることができる。不等率は常に 1 より大きい。不等率は負荷の種類、使用状況によって著しく異なる。調査した 51 世帯それぞれの最大負荷は、冬季で 0.12 ~ 4.55 kW/世帯、夏季で 1.10 kW/世帯であった。仮にこの 51 世帯が一村を形成すると仮定すれば、各負荷を総合した時の不等率を考慮した最大負荷は、それぞれの時間帯の平均から求められる。一世帯の平均最大負荷は、冬季で 0.81 kW/世帯、夏季で 0.62 kW/世帯となる。これらの最大負荷から、

マスタープランに適用する不等率は 50 世帯以上の村落で最大（冬季）で 1.55 (1.25/0.81) となる。

(c) 負荷率（平均使用電力/最大使用電力）

前述のように、想定した地方部の一般家庭の消費電力量は、120 kWh/世帯/月である。一方、最大負荷は表-12.3.3 に示したように 1.25 kW である。したがって、家庭の使用電力の負荷率は 13.3% [(120 kWh/30 days/24 hours)/1.25 kW=0.133] となる。この負荷率は需要想定の対象期間を通じて一定とした。

(d) 各年度の一般家庭需要家の想定最大負荷

上記 12.3.2 (3) (c) で想定した各年度の需要家あたり消費電力量と、上記の負荷率から、各年度の需要家あたりの最大負荷が算出される。

(e) 一般家庭用最大負荷の想定

Step-1 にて想定した各年度の需要家数、および、上記の各年度の需要家あたりの最大負荷、および「不等率」から、各年度の村落毎の最大負荷が求められる。

$$(\text{村落の最大負荷}) = [(\text{需要家あたり最大負荷}) \times (\text{需要家数})] / (\text{不等率})$$

(6) Step-6（家庭需要家以外の需要家の総合最大負荷想定）

(a) 需要家あたり最大負荷の想定

調査団の現地調査の結果（Appendix B-III）から、カテゴリー別の需要家あたりの最大負荷を想定した。想定最大負荷は図-12.3.1 にも記載した。この想定負荷は、調査対象期間を通じて一定とした。

(b) 総合最大負荷の想定

村落毎の各年度最大負荷の想定は、Step-2 のカテゴリー別各年の想定需要家数と上記の需要家別最大負荷から算出した。村落毎の家庭需要とその他需要家の最大負荷を年度毎に集計し、村落の最大負荷を想定した。

12.4 既電化地域における全国レベルの需要予測手法

12.4.1 概要

本節では、既電化地域の需要予測を県別・カテゴリ別に検討するための手法を述べる。PSMP では、経済指標に基づいて全国レベルの需要想定を実施しているが、必要なブータン国の指標が整備されていないこともあり、本マスタープランでは原則的に過去の需要推移をベースに検討する。下記は予測に適用する基本事項である。

(a) 主要参照資料

- ・ DOE 編纂の Power Data 2002/03 (Twenty First Edition)
- ・ PSMP の Final Report (2004)
- ・ DOE および BPC からの諸情報

Power Data には、複数県のデータが合体されているものがある。(ウオンデュポダン県とプナカ県、タシガン県ペマガツェル県とヤンツェ県、プムタン県とトンサ県) 県別の検討を行うために合体データを各県の需要家数により按分した。

(b) 需要家カテゴリー

DOE/BPC の需要家分類に従って 6 カテゴリーとした。

- ・ 一般家庭 (Domestic sector)
- ・ 工業セクター (Industrial sector)
- ・ 商業セクター (Commercial sector)
- ・ 公共セクター (Government Office sector)
- ・ 集合セクター (Bulk Supply sector)
- ・ 街灯セクター (Public Lighting sector)

(c) 想定シナリオ

高成長、標準成長と低成長の 3 シナリオを想定した。それぞれのシナリオの条件は各セクターの項に記述してある。

(d) 電力販売量、必要電力量と最大負荷の想定法

各セクターへの販売量（消費電力量）は、過去の実績値の分析と需要家数から県別に想定する。消費電力量に系統内に発生する電力損失を加えて、必要な電力量を得る。各県の最大電力は、必要電力量と想定負荷率から算出する。想定負荷率は表-12.4.1 に示した。

(e) 損失係数

系統内の技術的電力損失は、負荷の増加に比例して増加し、送配電設備の増強に従って減少する。2002/03 年の各県の電力損失係数をベースに、調査対象期間の係数を、表-12.4.2 のように想定した。

(f) Coincidental Factor (集中係数)

各県の最大負荷は、必ずしも同じ時間に発生しない。国全体の最大負荷を算出するための過去の集中係数は、Power Data より算出すると、表-12.4.3 のように 73%～91% であるが、将来の系統については 90% と仮定する。

表-12.4.1 既電化地域の県別想定負荷率 (%)

県	2002/03	2003/04~06/07	2007/08~011/12	2012/13~16/17	2017/18~29/30
ブムタン	26	26~34	35~39	40~44	45~50
チュカ	52	52~54	55~59	60	60
ダガナ	28	28~29	30~34	35~39	40
サルパン	38	38~44	45~54	55~59	60
ハ	40	40~44	45~54	55	55
ルンツェ	34	34~39	40~44	45	45
モンガル	25	25~34	35~40	41~44	45~50
パロ	40	40~44	44~49	50~54	55~60
ペマガツェル	31	31~34	35~39	40~44	45~50
プナカ	45	45~48	49~50	51~54	55~60
サムツェ	62	62	62	60	60
ティンプー	37	37~39	40~44	45~49	50~54
トンサ	26	26~34	35~39	40~44	45~50
サムドゥップ	70	70~61	60	60	60
タシガン	31	31~34	35~39	40~44	45~50
ヤンツェ	31	31~34	35~39	40~44	45~50
チラン	33	33~34	35~39	40~44	45~50
ウオンデュ	45	45	45~49	50	50
シェムガン	37	37~39	40~44	45~49	50~54
ガサ	n.a	30~34	35	35~39	40

JICA 調査団作成

表-12.4.2 既電化地域の県別想定損失係数 (%)

県	2002/03	2003/04~06/07	2007/08~011/12	2012/13~16/17	2017/18~29/30
ブムタン	15	19~20	20	20	20
チュカ	4	5	6	7	7
ダガナ	35	35~26	25~21	20	20
サルパン	15	15~19	20	20~16	15
ハ	27	27~26	25~21	20	20
ルンツェ	20	20	20	20	20
モンガル	15	15	15	15	15
パロ	27	27~29	30~26	25~21	20
ペマガツェル	15	15	15	15	15
プナカ	26	26	25~21	20	20
サムツェ	7	7~8	9~10	11	11
ティンプー	21	21~24	25~21	20~16	15
トンサ	15	15~19	20	20	20
サムドゥップ	30	30~21	20~16	15	15
タシガン	15	15	15	15	15
ヤンツェ	20	20	20	20	20
チラン	20	20	20	20	20
ウオンデュ	26	26	25~21	20	20
シェムガン	40	40~21	20~16	15	15
ガサ	20	20	20	20	20

JICA 調査団作成

表-12.4.3 既電化地域の県別および全国の最大負荷

Dzongkhag (BPC Divisions)		Peak Demand (MW)					
		1998-99	1999-00	2000-01	2001-02	2002-03	2003-04
Thimphu	a	14.100	14.950	16.560	19.360	24.330	23.191
Paro	b	2.950	3.640	3.540	3.890	4.640	4.860
Haa	c	1.080	1.220	1.440	1.420	1.600	1.870
Wangduephodrang/Punakha	d	1.232	2.630	3.030	2.561	3.303	4.268
Puntsholing/Lhamoizingkha	e	3.400	2.480	3.270	4.840	4.360	8.900
Pasakha	f	47.980	48.340	52.400	51.530	54.840	57.290
Gedu/Tala	g	1.800	15.500	6.410	10.580	11.820	11.240
Tsimalakha	h	0.000	0.000	0.000	0.000	1.240	4.000
Samtse	i	0.900	1.200	0.943	0.943	10.010	13.910
Chengmari/Nainital/Ghumauney	j	0.300	0.350	0.360	0.360	0.000	0.000
Sipsu/Chargharey	k	0.140	0.428	0.319	0.319	0.313	0.370
Gomtu/Pugli	l	9.500	8.550	8.197	8.197	0.000	0.000
Gelephu/Sarpang/Kalikhola	m	1.580	1.900	1.900	1.950	1.828	2.210
Samdrup-Jongkhar/Deothang	n	0.672	0.698	0.700	0.750	1.200	1.200
Daifam	o	0.065	0.058	0.060	0.065	0.000	0.000
Trasigang/Khaling/Pemagatshel/Yangtse	p	1.194	1.845	2.112	3.000	3.820	3.890
Mongar	q	0.256	0.254	0.252	0.800	1.360	1.360
Lhuntse	r	0.000	0.000	0.091	0.180	0.260	0.317
Bumthang/Trongsa	s	0.465	0.750	0.750	1.530	1.947	1.999
Zhemgang	t	0.140	0.130	0.140	0.160	0.490	0.850
Dagana	u	0.145	0.145	0.150	0.145	0.330	0.370
Tsirang	v	0.000	0.105	0.105	0.132	0.284	0.390
Total of Division Peak Loads (MW)	$w = \sum(a-v)$	87.899	105.173	102.729	112.712	127.975	142.485
Country-wise Instantaneous Peak Loads (MW)	x	80.000	89.000	92.000	92.630	93.107	112.000
Coincident Factor (%)	$y = (x/w)$	91	85	90	82	73	79

出典: Power Data 2003-04, DOE

12.4.2 既電化地域の消費電力量の予測

(a) 一般家庭セクター

既設需要家の需要予測であるゆえ、需要家数は将来とも一定である。一需要家あたりの消費電力の伸びから、各年度の消費電力を想定する。

家庭需要の各県の総需要の記録は蓄積されているが、需要家数の推移データはない。したがって、需要家あたりの消費電力の過去の伸びは、Power Data、その他資料からは得られていない。表-12.4.4 に 2004 年 4 月現在の各カテゴリーの需要家数を示した。全需要家数に対する家庭需要家数の割合（80%）は、過去数年の間変更はないものとし、2004 年の割合で過去の家庭需要家数を推定した。この家庭需要家数から各県の家庭需要家あたりの消費電力量の推移（伸び）を解明した。過去の県別の需要伸びを表-12.4.5 に集計した。

過去の需要家あたりの消費量推移傾向（電化程度、電化製品の普及度、経済開発度など）から、全ての県を下記の 5 グループに分類し、それぞれのグループの成長シナリオを表-12.4.6 に想定した。

グループ -1	ティンプー
グループ -2	チュカ
グループ -3	トンサ、パロ、ハ、プナカ、タシガン（需要家あたり年間消費量 2,000 kWh 以上）
グループ -4	ブムタン、サルパン、サムツェ、サムドゥップジョンカ、チラン、ウォンデュポダン（需要家あたり年間消費量 1,000 kWh 以上）
グループ -5	ダガナ、ルンツェ、モンガル、ペマガツェル、ヤンツェ、（需要家あたり年間消費量 1,000 kWh 以下）

家庭需要家の消費電力は、3%~17%/年で伸びるが2002/03年のティンパーの一需要家の年間消費量は4,700 kWhと推定される。一需要家の消費量の伸びにも限度があるので、7,000 kWh/年を平均上限値とし、以降の伸びはないものとした。

(b) 工業セクター

既設大規模工場は、チュカ県のパサカ地区に稼動するBFAL、BCCLとブータン製材(Bhutan Boards Private Limited: BBPL)と、サムツェ県のPCALのみで、その他の工業セクター需要家は小規模需要家である。これら大規模工場群の消費電力は、増設が認可されるまでは、一定である。新設または増設の工場も、認可の容量で一定とし、需要の伸びは考慮しない。一方、小規模工場は、過去の伸びに沿って成長するものとした。工業セクターの需要実績を表-12.4.5に、工場の増設・新設計画を表-12.4.7に集計した。

高成長シナリオでは、小規模工場は過去の傾向を踏襲するが、徐々に鈍化し、大規模工場は、認可済みおよび計画の需要が計画スケジュール通り100%実現するものとした。標準シナリオでは、小規模工場はやや低い成長率で推移し、増設・新設の大規模工場は計画規模の70%の需要を計画年度より5年遅れて操業開始すると仮定した。低成長シナリオにおいては、小規模工場は3.5%/年で成長し、増設・新設大規模工場は規模を計画の50%の需要で計画年度より5年遅れて操業開始すると仮定した。小規模工場の成長シナリオは表-12.4.6に想定した。

(c) 商業セクター

家庭需要、工業需要と同様に、各県の商業セクターの過去の需要推移傾向を求め、それに準じて算出する方法を適用した。Power Data 2002/03からの各県の商業セクターの実績値および年平均伸び率を表-12.4.6に仮定した。予測のベースは02/03の販売電力量とし、伸び率はシナリオ別に下記のように仮定した。

- i) 高成長 : 1998/99~2002/03期間の全国平均12.5%を初期値として、全県に一律に適用
- ii) 標準成長: 1998/99~2001/02の全国平均9.0%を初期値として、全県に一律に適用(2002/03の前年に対する伸び率が顕著であったため、200/02以前の率を採用)
- iii) 低成長 : 異常に伸びの高いブムタン、ダガナ、モンガル、パロ、チランの5県を除いた98/99~02/03の全国平均8%を初期値として全県に一律に適用

(d) 公共セクター

Power Data 2002/03の統計によれば、公共セクター需要家数(2,539)は全需要家数の6.3%、販売電力量は2002/03年時点で23.472 GWhで全販売量の4.26%であった。予測は、需要家の年間消費量に依らず、県全体の消費量を過去の傾向から算出する方法とした。

表-12.4.5に各県の公共セクターの実績販売電力量を示した。需要予測のベースは2002/03の販売電力量とし、伸び率はシナリオ別に下記の条件を基に、表-12.4.6に仮定した。

- i) 高成長: 1998/99~2002/03 の全国平均 18.50% を初期値として全県に一律に適用
- ii) 標準: 高成長と低成長シナリオの平均 12.8% を初期値として全県に一律に適用
- iii) 低成長: 1998/99~2001/02 の全国平均値 7.0% を初期値として全県に一律に適用

(e) 集合セクター

集合セクターとはDOEの説明によると、“一つの主需要メータに複数の需要化が接続している需要家単位”である。サルパン、チュカ、トンサ県にはこのセクターの需要家が非常に多いが、全くない県も半数近くもある。Power Data 2002/03 の統計によれば、このセクターの需要家数 (89) は全需要家の 0.2%、販売電力量は 2002/03 年時点で 66.848 GWh で、全販売量の 12.14% となり、家庭セクター (13.1%) に匹敵している。設備改善、電化普及や制度変更に伴い、このセクターの他のセクターへの移行が促進され、このセクターは減少する傾向にあることが予想される。特に、地方電化計画への国際機関の支援により、需要メーターが個別に設置されることになれば、このセクターは確実に減少すると考えられる。

しかしながら、このセクターが他のセクターに移行するだけで、需要が消滅するものではない。このセクターの販売電力量の推移を表-12.4.5 にまとめた。販売実績から各県を下記の 5 グループに分類した。

グループ -1	ティンブー
グループ -2	チュカ
グループ -3	トンサ、シェムガン
グループ -4	ブムタン、サルパン、プナカ、サムツェ、サムドゥップジョンカ、チラン、ハ、ウォンデュボダン
グループ -5	ダガナ、ルンツェ、モンガル、パロ、ペマガツェル、タシガン、ヤンツェ

成長シナリオ別の伸び率を表-12.4.6 に示した。

(f) 街灯セクター

各県の街灯セクターへの販売電力量の推移を表-12.4.5 にまとめた。

一灯当たりのワット数が増える訳ではないので、既設街灯設備に対する販売電力量は伸びないことになる。将来とも 2002/03 の消費電力量は一定である。既電化地域においても街灯未設置地帯があり、これらの地帯の街灯設備新設は、新電化地域とは別途考慮しなければならない。2002/03 年度の消費電力量に加えて新設街灯の消費量を下記の仮定をベースとして予測する。このセクターには成長シナリオを適用しない。他のセクターの 3 成長シナリオに共通とする。

県のグループを既設設備状況から判断して下記に分類する。

グループ -1	現在、相当数が設置されている県	チュカ、サルパン、ティンブー、サムドゥップジョンカ、
グループ -2	近年設置が増加しつつある県	ハ、パロ、プナカ、ウォンデュボダン
グループ -3	僅かではあるが設置が認められる県	ブムタン、モンガル、ペマガツェル、トンサ、タシガン、シェムガン
グループ -4	全く設備のない県	ダガナ、ルンツェ、サムツェ、ヤンツェ、チラン、ガサ

各グループの需要伸び率を表-12.4.6 に想定した。

12.4.3 必要電力量および最大負荷

上記の手法で算出した消費電力から損失係数と負荷率を使用して、次式にて、県別の必要電力量と最大負荷を算出した。

必要電力量 = 販売電力量 (消費電力量) / (1 - 損失係数)

最大負荷 (MW) = [(必要電力量 GWh) x 1,000 / 8,760 hours] / (負荷率)

表-12.4.4 既電化地域の 카테고리別需要家内訳 (2004年4月現在)

受電電圧	セクター	ブムタン	チュカ	ダガナ	サルパン	ハ	ルンツェ	モンガル	パロ	ペマガツェル	プナカ	サムツェ	サムドゥツプ	テンプー	トンサ	タシガン	ヤンツェ	チラン	ウオンジュ	シエムガン	合計
低圧	家庭	1,049	3,471	371	1,821	983	680	2,148	3,447	981	1,944	2,018	1,471	9,433	332	5,319	1,103	236	1,775	332	38,914
	商業	200	716	64	118	95	23	91	385	57	61	179	306	1,367	54	259	80	74	179	23	4,331
	工業・農業	14	95	0	12	11	8	11	83	2	9	18	12	25	1	39	19	0	30	3	392
	公共	101	267	55	137	112	12	76	182	39	131	185	121	551	28	302	103	15	99	30	2,546
	街灯	0	26	0	11	4	1	4	1	2	2	16	4	19	0	3	0	0	1	7	101
	集合	0	89	4	153	4	0	7	0	0	0	4	10	8	49	4	0	0	16	0	348
	その他	8	121	4	218	40	36	47	0	52	46	6	20	124	101	8	73	15	35	235	1,189
計		1,372	4,785	498	2,470	1,249	760	2,384	4,098	1,133	2,193	2,426	1,944	11,527	565	5,934	1,378	340	2,135	630	47,821
中圧	家庭	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
	商業	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	工業・農業	0	4	0	0	0	0	0	0	3	0	12	0	1	0	0	0	0	0	0	20
	公共	0	0	0	0	0	0	0	3	1	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	6
	街灯	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	集合	0	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11	0	0	0	0	0	0	24
	その他	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	0	0	0	0	0	0	3
計		0	17	0	0	0	0	3	4	0	12	1	16	0	0	0	1	0	0	54	
高圧	工業	0	2	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
需要家合計数		1,372	4,804	498	2,470	1,249	760	2,384	4,101	1,137	2,193	2,439	1,945	11,543	565	5,934	1,378	341	2,135	630	47,878
家庭需要家数/合計(%)		76.46	72.25	74.5	73.72	78.7	89.47	90.1	84.05	86.28	88.65	82.74	75.63	81.72	58.76	89.64	80.04	69.5	83.14	52.7	81.28

(出典 :Customer Service Department of BPC)

(註) 複数県の併合データの一般家庭需要家数の配分比 (過去の需要家数配分のため)

- 1 Bumthang : Trongsa = 1,049 : 332 = 75.96% : 24.04%
- 2 Pemagatshel : Trashigang : Yangtse = 981 : 5,320 : 1,103 = 13.25% : 71.85% : 14.90%
- 3 Punakha : Wangdue = 1,944 : 1,775 = 52.27% : 47.73%

表-12.4.5 既電化地域の電力量販売実績(1/2)

一般家庭需要家への販売電力量実績 (MWh/年)

県	期間年						年平均伸び率 (%)	
	97-98	98-99	99-00	00-01	01-02	02-03	(97/98-02/03)	(00/01-02/03)
ブムタン	650	682	1,168	1,267	1,131	1,551	19	10.64
チュカ	2,067	2,443	2,713	3,259	3,837	6,651	26.33	42.86
ダガナ	125	121	200	271	267	259	15.69	-2.2
サルパン	1,237	1,599	1,990	2,445	3,108	3,196	20.91	14.33
ハ	449	555	770	879	1,219	1,672	30.08	37.92
ルンツェ	0	0	0	212	324	529	57.96	57.96
モンガル	320	432	503	508	854	998	25.54	40.16
パロ	1,416	1,416	1,683	2,103	1,672	2,717	13.92	13.66
ペマガンツェル	200	293	388	436	520	647	26.46	21.82
ブナカ	577	643	1,013	1,179	1,687	1,993	28.13	30.02
サムツェ	916	1,074	1,227	1,735	1,968	1,889	15.58	4.34
テンプー	19,628	21,446	29,305	32,029	39,667	40,641	15.67	12.64
トンサ	204	214	367	398	356	488	19.05	10.73
サムドゥップ	1,149	1,327	1,522	1,549	1,652	2,131	13.15	17.29
タシガン	1,085	1,591	2,104	2,365	2,819	3,509	26.46	21.81
タシ・ヤンツェ	225	330	436	491	585	728	26.47	21.77
チラン	5	6	30	26	65	221	113.35	191.55
ウオンジュ	526	588	925	1,076	1,541	1,819	28.16	30.02
シエムガン	225	237	361	324	405	492	16.94	23.23
ガサ	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	31,004	34,998	46,707	52,552	63,676	72,130	18.4	17.07

工業セクターへの販売電力量実績 (MWh/年)

県	期間年						年平均伸び率 (%)	
	97-98	98-99	99-00	00-01	01-02	02-03	(98/99-02/03)	(98/99-01/02)
ブムタン	n.a	124	169	191	171	450	38.02	11.31
チュカ(小規模)	n.a	9,862	9,344	8,106	9,732	11,483	3.88	-0.44
チュカ(大規模)	n.a	266,633	280,624	208,555	278,902	295,046	constant	constant
ダガナ	n.a	0	0	0	0	0	0	0
サルパン	n.a	210	239	258	339	572	28.47	17.3
ハ	n.a	56	71	64	74	166	31.21	9.74
ルンツェ	n.a	0	0	0	5	9	80	80
モンガル	n.a	36	52	48	53	95	27.45	11.73
パロ	n.a	214	261	353	534	561	27.24	35.64
ペマガンツェル	n.a	8	8	9	16	10	5.74	25.99
ブナカ	n.a	41	34	41	113	64	11.78	40.21
サムツェ(小規模)	n.a	1,202	1,192	1,579	1,645	54,572	11.02	11.02
サムツェ(大規模)	n.a	44,780	45,658	47,013	50,938	n.a	constant	constant
テンプー	n.a	224	300	288	335	1,975	72.32	14.36
トンサ	n.a	10	13	15	13	35	36.78	9.14
サムドゥップ	n.a	317	346	337	281	280	-3.06	-3.06
タシガン	n.a	64	62	70	126	78	5.07	25.33
タシ・ヤンツェ	n.a	31	30	34	61	38	5.22	25.32
チラン	n.a	0	0	0	0	0	0	0
ウオンジュ	n.a	138	115	136	378	215	11.72	39.92
シエムガン	n.a	14	13	14	16	14	0	4.55
ガサ	n.a	0	0	0	0	0	0	0
合計		323,963	338,531	267,111	343,732	365,663	3.15	1.99
(小規模工業への販売量)		12,550	12,249	11,543	13,892	70,617	54.02	3.44

商業セクターへの販売電力量実績 (MWh/年)

県	期間年						年平均伸び率 (%)	
	97-98	98-99	99-00	00-01	01-02	02-03	(98/99-02/03)	(98/99-01/02)
ブムタン	n.a	172	227	250	343	521	31.93	25.87
チュカ	n.a	4,637	4,912	5,119	5,634	6,366	8.25	6.71
ダガナ	n.a	26	52	67	67	113	44.39	37.1
サルパン	n.a	422	438	500	628	445	1.34	14.17
ハ	n.a	165	186	186	243	277	13.83	13.77
ルンツェ	n.a	0	0	58	64	59	0.89	10.34
モンガル	n.a	115	175	228	522	778	61.28	65.57
パロ	n.a	1,649	2,042	2,598	2,196	4,151	25.96	10.02
ペマガンツェル	n.a	51	52	62	85	99	18.04	18.56
ブナカ	n.a	417	462	476	294	595	9.29	-11
サムツェ	n.a	247	273	325	383	432	15	15.74
テンプー	n.a	3,578	4,717	4,513	5,096	4,166	3.88	12.51
トンサ	n.a	46	61	68	92	141	32.32	25.99
サムドゥップ	n.a	361	382	430	490	692	17.67	10.72
タシガン	n.a	230	235	282	386	448	18.14	18.84
タシ・ヤンツェ	n.a	71	73	87	119	138	18.07	18.79
チラン	n.a	2	22	8	40	175	205.85	171.44
ウオンジュ	n.a	1,222	1,357	1,396	861	1,747	9.35	-11.02
シエムガン	n.a	80	96	92	120	149	16.82	14.47
ガサ	n.a	0	0	0	0	0	0	0
合計		13,490	15,762	16,745	17,663	21,492	12.35	9.4
(5 県を除いた合計 (*))		11,526	13,244	13,594	14,495	15,754	8.13	7.94

(*): ブムタン、ダガナ、モンガル、パロ、チラン(高成長の県)

出典 : Power Data 2002/03

表-12.4.5 既電化地域の電力量販売実績(2/2)

公共セクターへの販売電力量実績 (MWh/年)

県	期間年					年平均伸び率 (%)	
	98-99	99-00	00-01	01-02	02-03	(98/99-02/03)	(98/99-01/02)
ブムタン	313	381	394	397	584	16.87	8.25
チュカ	4,873	17,363	30,668	3,346	3,808	-4.81	-11.78
ダガナ	12	20	29	51	183	97.61	61.98
サルバン	418	427	543	748	573	8.2	21.41
ハ	367	435	603	533	520	9.1	13.25
ルンツェ	0	0	211	138	143	-17.68	-34.6
モンガル	256	482	386	424	623	24.9	18.32
パロ	1,220	1,607	1,905	1,550	2,271	16.81	8.31
ペマガンツェル	59	87	109	127	135	23	29.12
ブナカ	554	824	915	1,288	1,311	24.03	32.48
サムツェ	383	411	490	527	639	13.65	11.23
テンブー	1,687	2,055	2,049	2,389	9,031	52.11	12.3
トンサ	87	105	109	110	162	16.82	8.13
サムドゥップ	506	346	410	447	556	2.38	-4.95
タシガン	445	654	820	957	1,019	23.01	29.08
タシ・ヤンツェ	152	223	280	326	347	22.92	28.96
チラン	3	12	5	25	270	208.01	102.74
ウオンジュ	418	623	692	973	991	24.09	32.53
シエムガン	140	212	217	220	305	21.49	16.26
ガサ	0	0	0	0	0	0	0
合計	11,893	26,266	40,835	14,576	23,471	18.53	7.02

集合需要セクターへの販売電力量実績 (MWh/年)

県	期間年					年平均伸び率 (%)	
	98-99	99-00	00-01	01-02	02-03	(98/99-02/03)	(98/99-01/02)
ブムタン	0	0	0	0	0	0	0
チュカ	2,561	2,876	1,174	43,715	52,135	112.41	157.48
ダガナ	0	0	0	0	0	0	0
サルバン	273	273	402	359	481	15.21	9.56
ハ	880	999	1,450	1,585	1,503	14.32	21.67
ルンツェ	0	0	0	0	0	0	0
モンガル	0	0	0	0	0	0	0
パロ	1,126	1,105	1,757	1,156	2,214	18.42	0.88
ペマガンツェル	0	0	0	0	0	0	0
ブナカ	0	0	0	0	0	0	0
サムツェ	391	368	489	566	589	10.79	13.12
テンブー	60	79	80	90	6,913	227.63	14.47
トンサ	0	0	0	0	0	0	0
サムドゥップ	0	218	135	307	451	27.42	18.67
タシガン	591	623	727	1,067	2,015	35.89	21.77
タシ・ヤンツェ	0	0	0	0	0	0	0
チラン	0	0	0	0	0	0	0
ウオンジュ	277	264	168	353	548	18.6	8.42
シエムガン	0	0	0	0	0	0	0
ガサ	0	0	0	0	0	0	0
小計(*1)	5,218	5,682	5,188	47,613	64,780	87.71	108.97
小計(*2)	941	1,123	1,194	1,585	2,069	21.77	18.98
小計(*3)	0	0	0	0	0	0	0
合計	6,159	6,805	6,382	49,198	66,849	81.51	99.9

(*1): チュカ、パロ、テンブー、タシガンの合計

(*2): サルバン、サムツェ、サムドゥップ、ウオンジュの合計

(*3): その他の県の合計

街灯セクターへの販売電力量実績 (MWh/年)

県	期間年					年平均伸び率 (%)	
	98-99	99-00	00-01	01-02	02-03	(98/99-02/03)	(98/99-01/02)
ブムタン	2	2	3	3	3	-	-
チュカ	77	90	94	72	85	2.5	-2.21
ダガナ	0	0	0	0	0	0	0
サルバン	91	92	97	125	249	28.61	11.16
ハ	12	15	15	29	26	21.32	34.2
ルンツェ	0	0	0	0	0	0	0
モンガル	0	0	0	0	41	-	-
パロ	14	15	16	21	102	64.3	14.47
ペマガンツェル	3	2	2	4	4	7.46	10.06
ブナカ	0	0	5	3	149	445.89	-40
サムツェ	0	0	0	0	0	0	0
テンブー	45	59	56	64	137	32.09	12.46
トンサ	2	2	3	3	3	-	-
サムドゥップ	44	57	73	83	70	12.31	23.56
タシガン	4	3	4	5	7	15.02	7.72
タシ・ヤンツェ	0	0	0	0	0	0	0
チラン	0	0	0	0	0	0	0
ウオンジュ	0	0	2	2	75	512.37	0
シエムガン	2	2	2	2	2	-	-
ガサ	0	0	0	0	0	0	0
合計	295	339	372	416	952	34.03	12.14
合計(*)	68	83	109	134	379	53.65	25.37

(*) : チュカ、サルバン、パロ、テンブー県を除く合計

出典 : Power Data 2002/03

表-12.4.6 既電化地域需要セクターの成長シナリオ (年間伸び率)

(1) 家庭需要セクター (年間成長率)

シナリオ	グループ	02/03-06/07年	07/08-11/12年	12/13-16/17年	17/18-21/22年
高成長	G-1	1.14	1.09	1.06	1.04
	G-2	1.07	1.05	1.05	1.04
	G-3	1.15	1.1	1.07	1.04
	G-4	1.15	1.11	1.08	1.04
	G-5	1.17	1.12	1.09	1.05
標準成長	G-1	1.075	1.06	1.05	1.04
	G-2	1.05	1.05	1.04	1.04
	G-3	1.1	1.08	1.06	1.04
	G-4	1.13	1.1	1.07	1.04
	G-5	1.12	1.11	1.07	1.04
低成長	G-1	1.06	1.05	1.04	1.03
	G-2	1.03	1.03	1.03	1.03
	G-3	1.08	1.06	1.04	1.03
	G-4	1.08	1.07	1.05	1.03
	G-5	1.09	1.08	1.06	1.03

(G-1): テインプー県 (G-2): チュカ (G-3): トンサ、パロ、ハ、ブナカ、タシガン
(G-4): プムタン、サルバン、サムツェ、サムドゥップジョンカ、ウォンデューボダン
(G-5): ダガナ、ルンツェ、モンガル、ペマガツェル、シエムガン、ヤンツェ

(2) 小規模工業セクター (年間成長率)

シナリオ	グループ	02/03-06/07	07/08-11/12	12/13-16/17	17/18-21/22
高成長	G-1	1.3	1.2	1.1	1.08
	G-2	1.12	1.1	1.09	1.08
	G-3	1.035	1.035	1.035	1.035
	G-4	0	0	0	0
標準成長	G-1	1.2	1.1	1.08	1.07
	G-2	1.1	1.09	1.07	1.05
	G-3	1.035	1.035	1.035	1.035
	G-4	0	0	0	0
低成長	G-1	1.035	1.035	1.035	1.035
	G-2	1.035	1.035	1.035	1.035
	G-3	1.035	1.035	1.035	1.035
	G-4	0	0	0	0

(G-1): サルバン、ルンツェ、パロ、ブナカ、ヤンツェ、ワンデューボダン、ペマガツェル、
タシガン県、(G-2): ハ、モンガル、サムツェ、ティンプー、トンサ県
(G-3): プムタン、チュカ、サムドゥップジョンカ、シエムガン県、(G-4): ダガナ、チラン、
ガサ県

(3) 商業セクター (全県共通の年間成長率)

シナリオ	02/03-06/07年	07/08-11/12年	12/13-16/17年	17/18-21/22年
高成長	1.125	1.1	1.08	1.07
標準成長	1.09	1.08	1.07	1.07
低成長	1.06	1.06	1.06	1.06

(高成長): 初期成長率は98/99-02/03年間の全国平均増加率12.5%を適用
(標準成長): 初期成長率は98/99-01/02年間の全国平均増加率9.0%を適用
(低成長): 急成長を遂げたプムタン、ダガナ、パロ、チラン県を除外した98/99
~02/03年間の平均増加率6.0%を適用

(4) 公共セクター (全県共通の年間成長率)

シナリオ	02/03-06/07年	07/08-11/12年	12/13-16/17年	17/18-21/22年
高成長	1.185	1.1	1.08	1.07
標準成長	1.128	1.09	1.07	1.06
低成長	1.06	1.06	1.06	1.06

(高成長): 初期成長率は98/99-02/03年間の全国平均増加率18.5%を適用
(標準成長): 初期成長率は高成長と低成長シナリオの平均値を適用
(低成長): 初期成長率は98/99-01/02年間の全国平均増加率6.0%を適用

(5) 集合セクター (年間成長率)

家庭需要セクターと全く同じ成長率を適用

(6) 街灯セクター (年間成長率)

シナリオは設定せず、グループごとに下記の率を適用。

グループ	02/03-06/07年	07/08-11/12年	12/13-16/17年	17/18-21/22年
G-1	1.07	1.05	1.04	1.03
G-2	1.1	1.08	1.06	1.03
G-3	1.12	1.08	1.06	1.04
G-4	0	1.15	1.1	1.07

(G-1): チュカ、サルバン、ティンプー、サムドゥップジョンカ (G-2): ハ、パロ、ブナカ、
ウォンデューボダン (G-3): プムタン、モンガル、ペマガツェル、トンサ、タシガン、
シエムガン、(G-4): ダガナ、ルンツェ、サムツェ、ヤンツェ、チラン、ガサ

表-12.4.7 大規模工場の新設・増設計画

県	既設大規模工場 (2004現在)				既設工場の拡張計画				工場新設計画				
	工場	消費電力 (GWh)	負荷率	ピーク (MW)	操業開始年	負荷率	ピーク (MW)	消費電力 (GWh)	操業開始年	工場	ピーク (MW)	負荷率	消費電力 (GWh)
チュカ (Pasakha)	BFAL	181.7	0.8	25.928	2007	0.8	14.5	101.616	2007	Bhutan Jute	0.4	0.7	2.453
	BCCL	98.412	0.89	12.623	2007	0.89	11	85.7604	2007	Bhutan Steel	2.5	0.8	17.52
	Construction	-	-	-	2006	0.8	0.4	2.8032	2007	Singye (SiC)	22.1	0.8	154.877
	Bhutan Board	5.695	0.2	3.251	-	-	-	-	2007	ND (F. Silicon)	15.3	0.8	107.222
	Total	285.807	-	41.801	-	-	25.9	190.1796	2007	Gyeltsen Ind.	3.8	0.8	26.63
	Coincident			0.78					2012	Pasakha	30	0.7	183.96
										Total	74.1	-	492.662
チュカ (Phuentsholing)									2006	Druk Iron/Steel	3.5	0.8	24.528
									2007	RSA Poly Product	0.32	0.8	2.243
									2007	Yarkay Poly Prod.	1	0.8	7.008
										Total	4.82	-	33.779
サムツェ	PCAL	36.52	0.62	6.724	2007	0.62	5	27.156	2007	Lhaki Cement	0.6	0.8	4.205
シエムガン								2022	Samtse or Gomtu	40	0.8	280.32	
サムドゥップ									2007	Tingtibi	3	0.8	21.024
									2007	Shankazuli	20	0.8	140.16
サルバン								2017	Deothang	20	0.8	140.16	
								2010	Chowabari/Gelephu	50	0.8	350.4	
								2012	Chowabari	25	0.8	175.2	
モンガル								2007	Bongdyma	3	0.8	21.024	
ティンプー								2007	Jemina	30	0.8	210.24	
ペマガツェル								2007	Plaster/Gypsum	2.3	0.8	16.118	

出典: PSMP and Comments of DOE

12.5 マスタープランの電力需要予測結果

12.5.1 未電化地域村落の需要予測結果

12.3 節にて設定した予測手法により算出した県別最大負荷予測値を表-12.5.1 に、消費電力量の予測値を表-12.5.2 に集計した。また、未電化地域の村落毎の需要予測値は、GISにて地図上で表示できるようにした。

表-12.5.1 想定最大負荷 (kW)

	県	2003	2007	2012	2017	2020	2025	2030
1	ティンブー	221	230	248	263	274	295	316
2	チュカ	2,243	2,456	2,819	3,215	3,461	4,017	4,622
3	ハ	336	370	421	478	519	602	734
4	バロ	316	336	368	407	428	479	531
5	サムツェ	4,396	5,035	5,806	6,822	7,450	8,747	10,287
6	チラン	2,261	2,739	3,419	3,920	4,276	4,955	5,842
7	ダガナ	2,035	2,325	2,683	3,099	3,373	4,026	4,764
8	ブナカ	457	480	516	554	587	631	679
9	ガサ	448	486	541	601	639	717	803
10	ウォンデュボダン	2,943	3,121	3,382	3,673	3,857	4,207	4,624
11	ブムタン	837	900	979	1,082	1,152	1,277	1,428
12	サルパン	2,915	3,469	4,052	4,771	5,209	6,346	7,546
13	シェムガン	2,493	2,660	2,909	3,224	3,427	3,782	4,216
14	トンサ	1,492	1,606	1,779	1,971	2,140	2,421	2,791
15	ルンツェ	2,191	2,337	2,548	2,775	2,931	3,199	3,525
16	モンガル	3,619	3,942	4,387	4,844	5,190	5,794	6,466
17	ベマガツェル	887	917	949	982	1,002	1,038	1,075
18	サムドゥップジョンカ	4,494	4,946	5,442	6,043	6,424	7,087	7,995
19	タンガン	2,727	3,001	3,265	3,562	3,784	4,139	4,516
20	ヤンツェ	1,676	1,815	2,011	2,251	2,454	2,735	3,059
	合計	38,988	43,173	48,524	54,536	58,578	66,492	75,820

JICA 調査団作成

表-12.5.2 想定消費電力量 (MWh/月)

	県	2003	2007	2012	2017	2020	2025	2030
1	ティンブー	33.7	35.5	38.6	41.4	43.3	46.9	50.7
2	チュカ	324.5	358.6	436.3	509.2	558.8	690.6	826.6
3	ハ	42.0	47.3	55.3	64.6	71.3	88.7	128.7
4	バロ	35.3	38.2	43.0	48.5	51.8	59.1	66.9
5	サムツェ	597.6	737.8	884.2	1,106.7	1,237.8	1,543.7	1,917.8
6	チラン	345.5	459.0	641.1	745.5	823.5	976.2	1,199.9
7	ダガナ	306.9	383.3	459.3	546.8	593.7	764.0	962.7
8	ブナカ	60.3	64.1	69.8	75.9	80.7	87.8	95.6
9	ガサ	65.2	71.7	84.5	94.9	101.7	115.2	130.1
10	ウォンデュボダン	393.8	424.7	468.5	526.7	558.5	627.9	708.5
11	ブムタン	110.3	120.6	138.3	155.7	167.5	193.3	219.4
12	サルパン	396.5	512.8	619.2	757.6	829.0	1,116.6	1,381.9
13	シェムガン	374.3	409.3	457.2	534.3	589.0	664.3	767.5
14	トンサ	229.6	262.5	295.7	332.7	375.8	448.7	542.6
15	ルンツェ	264.3	287.2	320.0	364.6	393.9	437.8	500.4
16	モンガル	512.9	594.0	677.8	757.8	840.6	946.6	1,096.0
17	ベマガツェル	131.6	149.1	156.5	164.2	169.1	177.5	186.3
18	サムドゥップジョンカ	603.8	741.5	832.8	974.1	1,049.1	1,165.9	1,402.8
19	タンガン	392.3	477.1	533.1	595.0	651.1	729.6	799.9
20	ヤンツェ	235.9	267.8	306.9	363.3	437.0	488.4	558.4
	合計	5,456	6,442	7,518	8,759	9,623	11,369	13,542

JICA 調査団作成

全国の未電化村落の潜在需要予測の結果、2003~2020の年平均伸び率は、最大負荷は2.4%、消費電力量は3.4%となった。サムツェ、チラン、ダガナ、サルパン県の最大負荷の伸び率が、他の県に比して高い結果を示している。消費電力の面では、チラン、ダガナ、サルパン県の伸び率が高い。また、潜在需要の大きい県は、サムツェ、モンガル、サムドゥップジョンカ県である。

12.5.2 既電化地域の需要予測結果

12.4 節にて設定した予測手法により算出した県別予測値を下表に集計した。詳細なシナリオ別需要予測は Appendix B-III に示した。

表-12.5.3 既電化地域の最大負荷予測値（標準成長シナリオ）（MW）

県	2003	2007	2012	2017	2020	2025	2030
1 ティンブー	24.33	34.67	35.07	55.37	55.94	58.56	65.86
2 チュカ	72.26	77.04	84.45	140.41	166.00	173.22	184.37
3 ハ	1.60	2.26	2.62	3.42	3.90	4.49	5.26
4 バロ	4.64	6.73	8.81	10.25	11.27	13.32	17.55
5 サムツェ	10.32	10.22	11.46	16.65	17.35	18.45	47.86
6 チラン	0.28	0.43	0.57	0.70	0.77	0.90	1.18
7 ダガナ	0.33	0.46	0.55	0.66	0.75	0.92	1.20
8 ブナカ	1.42	2.05	2.78	3.46	3.80	4.42	5.70
9 ガサ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10 ウォンデュボダン	1.88	2.84	3.68	4.88	5.72	7.09	9.31
11 ブムタン	1.54	1.94	2.49	2.96	3.20	3.65	4.59
12 サルバン	1.83	2.80	3.50	39.14	57.13	57.69	58.56
13 シェムガン	0.49	0.53	0.64	2.87	2.94	3.02	3.22
14 トンサ	0.41	0.51	0.65	0.77	0.84	0.91	1.07
15 ルンツェ	0.26	0.42	0.59	0.78	0.89	1.07	1.36
16 モンガル	1.36	1.52	1.96	4.53	4.77	5.20	6.16
17 ベマガツェル	0.37	0.55	0.75	2.52	2.59	2.71	3.00
18 サムドゥップジョンカ	1.20	1.51	2.17	16.87	37.30	51.98	52.79
19 タシガン	2.93	4.38	5.90	7.03	7.51	8.43	10.56
20 ヤンツェ	0.52	0.82	1.11	1.34	1.46	1.67	2.14
合計	127.98	151.68	169.75	314.61	384.13	417.70	481.74

JICA 調査団作成

表-12.5.4 既電化地域の必要電力量（標準成長シナリオ）（GWh）

県	2003	2007	2012	2017	2020	2025	2030
1 ティンブー	62.86	85.36	106.79	271.10	282.47	300.97	330.87
2 チュカ	375.57	399.75	449.18	831.77	983.02	1,018.29	1,072.79
3 ハ	4.16	6.46	9.79	13.18	15.03	17.31	20.26
4 バロ	12.02	18.41	27.97	38.30	45.03	55.99	73.81
5 サムツェ	61.57	65.28	70.77	98.63	101.91	303.32	309.87
6 チラン	0.67	1.03	1.56	2.14	2.52	3.14	4.13
7 ダガナ	0.56	0.86	1.31	1.81	2.11	2.59	3.36
8 ブナカ	4.11	6.38	9.61	13.08	15.19	18.58	23.96
9 ガサ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10 ウォンデュボダン	5.40	8.29	12.48	17.11	20.05	24.85	32.61
11 ブムタン	3.10	4.63	6.81	9.13	10.54	12.79	16.09
12 サルバン	5.52	8.75	13.26	263.24	388.60	391.12	395.01
13 シェムガン	0.96	1.42	2.07	17.52	17.98	18.48	19.28
14 トンサ	0.83	1.22	1.77	2.38	2.76	3.18	3.76
15 ルンツェ	0.74	1.16	1.82	2.46	2.82	3.39	4.27
16 モンガル	2.54	3.85	5.85	22.68	24.05	26.27	29.85
17 ベマガツェル	0.90	1.40	2.19	14.27	14.70	15.39	16.46
18 サムドゥップジョンカ	4.18	6.36	9.56	110.95	112.86	214.01	217.63
19 タシガン	7.08	11.09	17.14	23.01	26.28	31.39	39.30
20 ヤンツェ	1.25	1.96	3.05	4.15	4.80	5.84	7.48
合計	553.99	633.63	752.97	1,756.89	2,072.70	2,466.87	2,620.80

JICA 調査団作成

全国の既電化地域の 2020 年の最大負荷と必要電力量は、2002/03 年のそれぞれの実績値の 3 倍と 4 倍となり、年平均伸び率は標準成長シナリオで、それぞれ 6.7%、8.6% となった。全国の電力量需要の 80% は工業セクターが占めている。工業セクターの 2020 年までの電力量の年平均伸び率(標準成長シナリオ)は 9%である。一方、一般家庭の需要量の年平均伸び率は 5.0% の結果となっている。県別では、工場の新設が計画されているサルバン、シェムガン、モンガル、サムドゥップジョンカ県の需要伸びが他の県に比べて高い。

12.5.3 全国レベル需要予測

12.5.1 節の未電化地域の潜在需要予測値と 12.5.2 節の既電化地域の需要想定値（標準成長シナリオ）を合計した需要予測値は表-12.5.5 の通りである。全国の最大負荷の年平均伸び率は、2003～2020年の期間で7.4%である。

2003～2020年の期間の消費電力量の年平均伸び率は、9.2%で、未電化地域の既電化地域に対する消費量の比率は新・増設工業需要の投入前後で10%台から5%台に移行している。ブータンにおける工業セクターの需要に占める割合の大きさを表している。工場の新設・増設が、国の電力セクターへ重大な影響を与えることになる。したがって、工場計画の変更の都度、電力需要予測の見直しが必要である。

表-12.5.5 全国レベルの需要予測 (標準成長シナリオ)

県	地域	ピーク負荷需要想定値 (MW)								電力消費量想定値 (GWh)							
		2003	2007	2012	2017	2020	2025	2030	2003	2007	2012	2017	2020	2025	2030		
1	N.E	0.22	0.23	0.25	0.26	0.27	0.30	0.32	0.40	0.43	0.46	0.50	0.52	0.56	0.61		
	E	24.33	34.67	35.07	55.37	55.94	58.56	65.86	62.86	85.36	106.79	271.10	282.47	300.97	330.87		
	Total	24.55	34.90	35.32	55.63	56.21	58.86	66.18	63.27	85.79	107.25	271.60	282.99	301.53	331.48		
2	N.E	2.24	2.46	2.82	3.22	3.46	4.02	4.62	3.89	4.30	5.24	6.11	6.71	8.29	9.92		
	E	72.26	77.04	84.45	140.41	166.00	173.22	184.37	375.57	399.75	449.18	831.77	983.02	1,018.29	1,072.79		
	Total	74.50	79.50	87.27	143.63	169.46	177.24	188.99	379.47	404.05	454.41	837.88	989.72	1,026.57	1,082.71		
3	N.E	0.34	0.37	0.42	0.48	0.52	0.60	0.73	0.50	0.57	0.66	0.78	0.86	1.06	1.54		
	E	1.60	2.26	2.62	3.42	3.90	4.49	5.26	4.16	6.46	9.79	13.18	15.03	17.31	20.26		
	Total	1.94	2.63	3.04	3.90	4.42	5.09	5.99	4.66	7.02	10.46	13.95	15.89	18.37	21.80		
4	N.E	0.32	0.34	0.37	0.41	0.43	0.48	0.53	0.42	0.46	0.52	0.58	0.62	0.71	0.80		
	E	4.64	6.73	8.81	10.25	11.27	13.32	17.55	12.02	18.41	27.97	38.30	45.03	55.99	73.81		
	Total	4.96	7.07	9.18	10.66	11.70	13.80	18.08	12.44	18.87	28.49	38.88	45.65	56.70	74.61		
5	N.E	4.40	5.04	5.81	6.82	7.45	8.75	10.29	7.17	8.85	10.61	13.28	14.85	18.52	23.01		
	E	10.32	10.22	11.46	16.65	17.35	18.45	47.86	61.57	65.28	70.77	98.63	101.91	303.32	309.87		
	Total	14.72	15.26	17.27	23.47	24.80	27.20	58.15	68.74	74.13	81.38	111.91	116.76	321.84	332.88		
6	N.E	2.26	2.74	3.42	3.92	4.28	4.96	5.84	4.15	5.51	7.69	8.95	9.88	11.71	14.40		
	E	0.28	0.43	0.57	0.70	0.77	0.90	1.18	0.67	1.03	1.56	2.14	2.52	3.14	4.13		
	Total	2.55	3.17	3.99	4.62	5.05	5.86	7.02	4.81	6.53	9.25	11.09	12.40	14.85	18.53		
7	N.E	2.04	2.33	2.68	3.10	3.37	4.03	4.76	3.68	4.60	5.51	6.56	7.12	9.17	11.55		
	E	0.33	0.46	0.55	0.66	0.75	0.92	1.20	0.56	0.86	1.31	1.81	2.11	2.59	3.36		
	Total	2.37	2.79	3.23	3.76	4.12	4.95	5.96	4.24	5.46	6.82	8.37	9.23	11.75	14.91		
8	N.E	0.46	0.48	0.52	0.55	0.59	0.63	0.68	0.72	0.77	0.84	0.91	0.97	1.05	1.15		
	E	1.42	2.05	2.78	3.46	3.80	4.42	5.70	4.11	6.38	9.61	13.08	15.19	18.58	23.96		
	Total	1.88	2.53	3.30	4.01	4.39	5.05	6.38	4.84	7.15	10.44	13.99	16.16	19.63	25.11		
9	N.E	0.45	0.49	0.54	0.60	0.64	0.72	0.80	0.78	0.85	1.01	1.14	1.22	1.38	1.56		
	E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
	Total	0.45	0.49	0.54	0.60	0.64	0.72	0.80	0.78	0.85	1.01	1.14	1.22	1.38	1.56		
10	N.E	2.94	3.12	3.38	3.67	3.86	4.21	4.62	4.73	5.10	5.62	6.32	6.70	7.53	8.50		
	E	1.88	2.84	3.68	4.88	5.72	7.09	9.31	5.40	8.29	12.48	17.11	20.05	24.85	32.61		
	Total	4.83	5.96	7.06	8.55	9.58	11.30	13.93	10.12	13.38	18.10	23.43	26.76	32.38	41.11		
11	N.E	0.84	0.90	0.98	1.08	1.15	1.28	1.43	1.32	1.45	1.66	1.87	2.01	2.32	2.63		
	E	1.54	1.94	2.49	2.96	3.20	3.65	4.59	3.10	4.63	6.81	9.13	10.54	12.79	16.09		
	Total	2.38	2.84	3.47	4.04	4.35	4.93	6.02	4.42	6.07	8.47	11.00	12.55	15.11	18.72		
12	N.E	2.92	3.47	4.05	4.77	5.21	6.35	7.55	4.76	6.15	7.43	9.09	9.95	13.40	16.58		
	E	1.83	2.80	3.50	39.14	57.13	57.69	58.56	5.52	8.75	13.26	263.24	388.60	391.12	395.01		
	Total	4.74	6.27	7.55	43.91	62.34	64.04	66.11	10.27	14.90	20.69	272.33	398.55	404.52	411.59		
13	N.E	2.49	2.66	2.91	3.22	3.43	3.78	4.22	4.49	4.91	5.49	6.41	7.07	7.97	9.21		
	E	0.49	0.53	0.64	2.87	2.94	3.02	3.22	0.96	1.42	2.07	17.52	17.98	18.48	19.28		
	Total	2.98	3.19	3.55	6.10	6.37	6.80	7.44	5.45	6.33	7.56	23.93	25.04	26.45	28.49		
14	N.E	1.49	1.61	1.78	1.97	2.14	2.42	2.79	2.76	3.15	3.55	3.99	4.51	5.38	6.51		
	E	0.41	0.51	0.65	0.77	0.84	0.91	1.07	0.83	1.22	1.77	2.38	2.76	3.18	3.76		
	Total	1.90	2.12	2.43	2.74	2.98	3.33	3.86	3.59	4.37	5.32	6.37	7.27	8.56	10.27		
15	N.E	2.19	2.34	2.55	2.78	2.93	3.20	3.53	3.17	3.45	3.84	4.38	4.73	5.25	6.00		
	E	0.26	0.42	0.59	0.78	0.89	1.07	1.36	0.74	1.16	1.82	2.46	2.82	3.39	4.27		
	Total	2.45	2.76	3.14	3.56	3.82	4.27	4.89	3.91	4.60	5.66	6.84	7.55	8.64	10.28		
16	N.E	3.62	3.94	4.39	4.84	5.19	5.79	6.47	6.15	7.13	8.13	9.09	10.09	11.36	13.15		
	E	1.36	1.52	1.96	4.53	4.77	5.20	6.16	2.54	3.85	5.85	22.68	24.05	26.27	29.85		
	Total	4.98	5.46	6.35	9.37	9.96	10.99	12.63	8.69	10.98	13.98	31.77	34.14	37.63	43.00		
17	N.E	0.89	0.92	0.95	0.98	1.00	1.04	1.08	1.58	1.79	1.88	1.97	2.03	2.13	2.24		
	E	0.37	0.55	0.75	2.52	2.59	2.71	3.00	0.90	1.40	2.19	14.27	14.70	15.39	16.46		
	Total	1.26	1.47	1.70	3.50	3.59	3.75	4.08	2.47	3.19	4.07	16.24	16.73	17.52	18.69		
18	N.E	4.49	4.95	5.44	6.04	6.42	7.09	8.00	7.25	8.90	9.99	11.69	12.59	13.99	16.83		
	E	1.20	1.51	2.17	16.87	37.30	51.98	52.79	4.18	6.36	9.56	110.95	112.86	214.01	217.63		
	Total	5.69	6.46	7.61	22.91	43.72	59.07	60.79	11.43	15.26	19.56	122.64	125.45	228.00	234.46		
19	N.E	2.73	3.00	3.27	3.56	3.78	4.14	4.52	4.71	5.73	6.40	7.14	7.81	8.76	9.60		
	E	2.93	4.38	5.90	7.03	7.51	8.43	10.56	7.08	11.09	17.14	23.01	26.28	31.39	39.30		
	Total	5.66	7.38	9.17	10.59	11.29	12.57	15.08	11.78	16.81	23.54	30.15	34.09	40.15	48.90		
20	N.E	1.68	1.82	2.01	2.25	2.45	2.74	3.06	2.83	3.21	3.68	4.36	5.24	5.86	6.70		
	E	0.52	0.82	1.11	1.34	1.46	1.67	2.14	1.25	1.96	3.05	4.15	4.80	5.84	7.48		
	Total	2.20	2.63	3.12	3.59	3.91	4.41	5.20	4.08	5.17	6.73	8.50	10.04	11.70	14.18		
全国合計	N.E	38.99	43.17	48.52	54.54	58.58	66.49	75.82	65.48	77.30	90.22	105.11	115.48	136.43	162.51		
	E	127.98	151.68	169.75	314.61	384.13	417.70	481.74	553.99	633.63	752.97	1,756.89	2,072.70	2,466.87	2,620.80		
	Total	166.96	194.85	218.28	369.15	442.71	484.19	557.56	619.47	710.93	843.19	1,862.00	2,188.18	2,603.29	2,783.31		
N.E	:	未電化地域 (Non-Electrified Area)															
E	:	既電化地域 (Electrified Area)															

JICA 調査団作成

12.5.4 変電所負荷の想定

全国レベル需要予測値の既設および計画の高圧変電所への配分は下記の仮定の基に作成した。

- 系統計画で 1 県に 1 変電所の場合にはその県の全ての負荷をこの変電所が負担することにした。県内の需要に給電する中圧 33 kV、11 kV フィーダーは、この変電所が起点となる。需要地がこの変電所から長距離にあり、中圧フィーダーで供給不可能なケースには、新たな変電所を計画することになる。
- チュカおよびサムツェ県に計画されている大規模新工場の建設、および、増設計画のある工場への給電は、既設給電高圧変電所から専用フィーダーを建設する。
- 1 県に複数の変電所が稼動または計画されている県には、下記の条件で分担負荷を想定した。

(a) チュカ県

- ・ Chukha 発電所から近郊への給電データは、2002/03 の販売電力量をチュカ県の平均負荷率と損失率からピーク負荷を求めて、これをベースとした。
- ・ 既設大規模工場へは、既設 Pasaka 変電所が供給している。将来とも増設・新設工場にはこの変電所から供給する。Phuntsholing 地区の新設工場へは既設 Phuntsholing 変電所から供給する。
- ・ 大規模工場以外の需要は、2002/03 年の各変電所の供給実績の割合を適用した。
- ・ Singhegaon 変電所は Pasaka 変電所から 2 km に位置しており Singhegaon と Pasaka 変電所が同一需要に対応していると仮定した。

(b) サルパン県

- ・ 既設 Gelephu 変電所の他に 3 変電所が計画されている。既設工場へは Gelephu 変電所から、計画新設工場には計画 Chowabari 変電所から給電する。
- ・ 工場以外のピーク負荷の負担は Gelephu: 65%、Sarpang: 10%、Chowabari: 10%、Kalikhola: 15% と仮定した。

(c) サムツェ県

- ・ 既設 Gomtu 変電所は PCAL 工場と一般需要に給電しているが、一般需要への給電量は僅か 1% である。
- ・ Gomtu 変電所には新設計画を含めた工場需要のみを考慮し、一般需要へは全て既設 Samtse 変電所から供給する。

(d) ティンプー県

- ・ Jemina 地区に計画の 30 MW 工場負荷は、この地区の一般需要とともに、Jemina 変電所から供給する。
- ・ その他の変電所の負荷分担は過去の実績をベースとして想定した。

(e) サムドゥップ・ジョンカ県

- ・ Nanglam、Deothang、Samdrup/Daifam の 3 変電所が稼動している。それぞれのピーク負荷分担は、46%、28%、26% と仮定した。
- ・ 合計 40 MW の新設工場は Deothang 変電所に接続すると仮定した。

上記の条件から算出した各変電所の負荷（標準成長シナリオ）分担を表-12.5.6に示した。

12.6 PSMP 需要予測値との比較

需要の大半を占める工業負荷の増・新設時期の仮定により、年度毎の予測値は大幅に変わる。代表年を2013年、2020年に選定して、国全体の需要に対する調査団想定値（標準成長シナリオ）とPSMP 想定値の比較を表-12.6.1に示した。

表-12.5.6 変電所分担負荷 (標準成長シナリオ)

県	変電所	既設/ 計画年	Peak Demand (MW) of Medium Growth Scenario																			
			2002/03	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
ブムタン	(Jakar Sw. Station)	2007	1.538	1.863	1.92	1.979	1.941	2.051	2.158	2.21	2.316	2.492	2.592	2.684	2.781	2.869	2.962	3.037	3.117	3.2	3.288	3.312
	Chukha P/S	既設	4.453	4.923	5.194	5.48	5.674	5.929	6.134	6.345	6.566	6.798	7.058	7.373	7.704	8.05	8.413	8.787	9.178	9.588	10.018	10.467
	(Singhegaon)	既設																				
			Combined with Pasakha																			
チュカ	Pasakha/Sinhegaon	既設	54.926	54.935	54.941	54.946	54.950	54.955	54.959	54.963	54.967	55.252	103.977	103.983	103.989	103.996	104.003	125.010	125.018	125.026	125.034	125.043
	Phuentsholing	既設	4.011	4.434	4.679	4.937	5.111	5.341	5.526	5.716	5.915	6.142	6.384	6.639	6.907	7.186	7.476	7.776	8.086	8.406	8.736	9.076
	Gedu	既設	12.602	13.931	14.699	15.509	16.058	16.780	17.359	17.956	18.582	19.239	19.974	20.866	21.801	22.781	23.809	24.867	25.974	27.134	28.350	29.623
	Watsa	既設	0.720	0.796	0.840	0.887	0.918	0.959	0.992	1.026	1.062	1.100	1.142	1.193	1.246	1.302	1.361	1.421	1.485	1.551	1.621	1.693
ダガナ	(Dagana Sw. St)	2007	0.330	0.389	0.415	0.433	0.456	0.477	0.498	0.519	0.532	0.550	0.572	0.595	0.617	0.640	0.661	0.678	0.713	0.751	0.790	0.832
	Gelephu	既設	1.828	2.205	2.393	2.583	2.802	2.580	2.646	2.652	2.865	2.978	2.393	2.471	2.551	2.618	2.688	2.738	2.870	3.008	3.111	3.194
サルパン	Kalikhola	2007	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.455	0.467	0.468	0.506	0.526	0.552	0.570	0.589	0.604	0.620	0.632	0.662	0.694	0.718	0.737
	Sarpang	2012	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.368	0.380	0.392	0.403	0.414	0.421	0.441	0.463	0.479	0.491
	Chowabari	2012	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.368	0.380	0.392	35.403	35.414	52.921	52.941	52.963	52.979	52.991
ハ	Haa	既設	1.600	1.830	2.046	2.169	2.264	2.396	2.475	2.540	2.561	2.621	2.719	2.898	3.077	3.243	3.419	3.572	3.732	3.900	4.076	4.233
ルンツェ	Tangmachhu	既設	0.260	0.348	0.390	0.411	0.424	0.456	0.491	0.525	0.557	0.588	0.616	0.659	0.700	0.739	0.780	0.817	0.855	0.894	0.936	0.980
モンガル	Kilikhar	既設	1.360	1.514	1.452	1.461	1.522	1.620	1.718	1.813	1.914	1.963	4.149	4.232	4.309	4.391	4.531	4.606	4.684	4.767	4.853	4.945
パロ	Paro	既設	4.640	5.109	5.557	6.120	6.727	7.207	7.593	8.065	8.435	8.807	9.116	9.404	9.683	9.959	10.249	10.486	10.869	11.272	11.695	12.140
ペマガツェル	Nangkhör	既設	0.371	0.434	0.470	0.509	0.551	0.591	0.634	0.676	0.716	0.753	2.396	2.430	2.461	2.493	2.521	2.542	2.564	2.587	2.611	2.637
プナカ	(Punakha Sw. St.)	既設	1.420	1.584	1.733	1.891	2.050	2.166	2.327	2.442	2.604	2.776	2.875	3.003	3.137	3.262	3.457	3.567	3.682	3.803	3.929	4.061
サムツェ	Gomtu (Industry)	既設	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	11.920	11.920	11.920	11.920	11.920	11.920	11.920	11.920	11.920	11.920
	Samtse	既設	2.323	1.599	1.784	1.982	2.215	2.450	2.680	2.937	3.172	3.462	3.704	3.948	4.191	4.472	4.725	4.948	5.182	5.427	5.684	5.954
	Simtokha	既設	13.868	14.775	16.176	15.083	16.109	14.561	14.966	14.902	15.153	15.080	14.973	14.892	14.835	14.796	14.780	13.700	13.484	13.628	13.790	13.970
	Olakha	既設	10.462	11.146	12.203	11.463	12.493	11.094	11.403	11.354	11.277	11.222	10.446	10.390	10.350	10.323	10.312	10.275	10.027	10.134	10.254	10.388
ティンプー	Chuzom	既設	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
	Jemina	2006	0.000	0.000	0.000	2.715	2.959	7.281	7.483	6.742	6.343	5.962	26.920	26.887	26.865	26.849	26.843	26.822	26.878	26.591	26.657	26.731
	Pangrizampa	2005	0.000	0.000	0.000	0.905	1.315	1.734	1.782	2.484	2.467	2.455	2.786	2.771	2.760	2.753	2.750	3.082	3.457	3.494	3.536	3.582
	Motihang	2010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.351	0.696	0.693	0.690	0.688	0.687	1.370	1.729	2.097	2.122	2.149
	Trongsa	2007	0.409	0.476	0.493	0.479	0.506	0.538	0.567	0.592	0.620	0.649	0.673	0.699	0.722	0.746	0.772	0.793	0.814	0.837	0.861	0.871
トンサ	Mangdeshtu P/S	2017	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	For new consumers					
	Deothang	既設	0.336	0.309	0.350	0.390	0.422	0.462	0.498	0.533	0.570	0.606	14.640	14.680	14.722	14.762	14.804	34.842	34.882	34.924	34.968	35.015
	Nanglam	既設	0.552	0.507	0.576	0.641	0.693	0.759	0.818	0.875	0.936	0.996	1.052	1.118	1.187	1.252	1.321	1.384	1.450	1.519	1.591	1.667
	Samdrup/J & Daifam	既設	0.312	0.287	0.325	0.362	0.392	0.429	0.462	0.495	0.529	0.563	0.594	0.632	0.671	0.708	0.747	0.782	0.819	0.858	0.899	0.942
	Bangtar	2007	For new connected consumers																			
タシガン	Kanglung	既設	2.930	3.326	3.725	4.041	4.380	4.703	5.005	5.309	5.610	5.904	6.160	6.383	6.619	6.817	7.025	7.178	7.339	7.508	7.685	7.713
ヤンツェ	(Yangtse Sw. St)	既設	0.520	0.626	0.701	0.760	0.822	0.879	0.942	1.001	1.058	1.114	1.163	1.208	1.256	1.299	1.344	1.380	1.417	1.456	1.497	1.509
チラン	(Damphu Sw. St)	2007	0.284	0.333	0.372	0.401	0.431	0.456	0.486	0.514	0.542	0.570	0.595	0.619	0.644	0.669	0.695	0.717	0.741	0.765	0.791	0.802
ウォンデユ	Lobesa	既設	1.883	2.070	2.313	2.572	2.841	3.061	3.225	3.376	3.526	3.681	3.813	4.068	4.335	4.600	4.881	5.146	5.426	5.723	6.036	6.368
シエムガン	Tingtibi	既設	0.490	0.547	0.544	0.505	0.525	0.548	0.571	0.595	0.617	0.640	2.759	2.786	2.812	2.839	2.867	2.891	2.915	2.941	2.959	2.972
ガサ	Gasa	2007	For new connected consumers																			
	Damji	2012	For new connected consumers																			

JICA 調査団作成

表-12.6.1 PSMP 需要予測値との比較

	2013年							2020年						
	PSMP	JICA 調査団 (成長シナリオ)			想定値の差 (JICA-PSMP) (成長シナリオ)			PSMP	JICA 調査団 (成長シナリオ)			想定値の差 (JICA-PSMP) (成長シナリオ)		
		(高)	(標準)	(低)	(高)	(標準)	(低)		(高)	(標準)	(低)	(高)	(標準)	(低)
全国販売電力量 (GWh)														
一般家庭 (*1)	177	206	196	179	29	19	2	272	259	242	213	-13	-30	-59
工業 (*2)	741	2,077	1,070	869	1,336	329	128	988	2,243	1,583	1,233	1,255	595	245
商業	58	59	49	40	1	-9	-18	95	103	78	60	8	-17	-35
公共	54	97	87	70	43	33	16	91	149	127	97	58	36	6
街灯・集合 (*3)	0	132	119	99	132	119	99	0	183	158	124	183	158	124
合計	1,030	2,571	1,521	1,256	1,541	491	226	1,446	2,937	2,188	1,727	1,491	742	281
各県のピーク負荷合計 (MW)														
ベース想定値	268	475	315	269	207	47	1	366	540	443	350	174	77	-16
系統計画用想定値 (*4)	397				78	-82	-128	370				-370	-370	-370
全国同時ピーク負荷 (MW) (ベース想定90%)	269	428	284	242	159	15	-27	329	486	398	315	157	69	-14

出典: PSMP, Final Report, JICA調査団

(*1) 調査団の予測値は未電化地域の潜在需要家および既存需要家の負荷の合計であり、PSMPも同様である。

(*2) JICA 調査団の想定シナリオ:

(高) = 承認された Load はすべて計画通り実施されると仮定。

(標準) = 承認されたピーク負荷の70%を5年遅れで実現すると仮定。

(低) = 承認されたピーク負荷の50%を5年遅れで実現すると仮定。

PSMP のベース想定値および系統計画用想定値の基礎データが明確でないが、承認されている新・増設の工場需要 (1,800 GWh) の一部のみを考慮している模様である。

(*3) PSMP の予測には、街灯と集合需要が組み込まれていないように見受けられる。(他のセクターに含めているかも知れないが。)

(*4) PSMP の系統計画用需要においても新・増設の工場需要が相対的に削減され且つ実施年の遅れを見込んでいると見受けられる。

計画用予測には電力量の想定はなく、ピーク負荷の想定のみ記載されている。

工業セクターと街灯・集合セクターに対する予測値に、顕著な差が見られる。前記したごとく、PSMP は新設・増設の大型工業計画をネガティブに評価し、想定の中に部分的に取り入れているのみであるように見受けられる。一方、調査団の工業需要想定は、成長シナリオにより多少の修正を施したが、申請されている新・増設の計画を全面的に取り入れた。街灯・集合セクターについては、PSMP は項目を設定していないが、他のセクターに組み込んでいるものと考えられる。工業セクターの需要想定以外は、両想定値の差はないと判断される。

12.7 電力需給バランスの検討

ブータン電力系統の特色は、(i) 発電所の殆どが Run-of-river type であり渇水期の流量減による発電量の低下をきたす点と (ii) 東西の両電力系統に連系が構築されていないという点が挙げられる。この点から、バランスの検討は、(a) 国全体の年間と渇水期、および (b) 東西の電力系統別の年間と渇水期について行った。

年間バランスの検討には、第 12 章にて検討した高成長シナリオと標準成長シナリオのピーク電力と必要電力量を使用した。渇水期バランスの検討に必要な月別消費電力量と月別ピーク電力需要は、過去数年の全国月別電力消費データの傾向を年間需要に適用して算出した。

年間供給力は、既設発電所については過去数年間の年間平均供給実績から、計画発電所については、PSMP 検討の Mean Annual Energy and Output から算出した。一方、既設発電所の渇水期供給力は、過去の月別実績の平均値を使用し、計画発電所の渇水期供給量は PSMP の Base load outside peaking hours の計画値から算出した。

過去の月別実績値から 12 月~3 月の冬季に高需要が発生していることが明らかである。一方、低水位による最小供給力は 2 月に発生している。したがって、渇水期のバランスは 2 月を代表月に選定して検討した。

DOE の系統計画では 2012 年までに Punatsangchhu-I 発電所 (1,002MW) から 400 kV 送電線が完成し Sarpang 変電所経由で 132 kV による南部地域連系が完成することになっている。さらに、2017 年に東部系統に完成予定の Mangdechhu 発電所 (670MW) から既設 Tingtibi 変電所へ 400 kV 送電線による十分な電力供給が可能となる。したがって、東西系統別のバランスの検討は連系が開始される 2012 年までとする。

検討結果は下記の通りである。

- (a) 国全体の年間需給バランス：供給力が需要量を上回り、なんら問題はない。
- (b) 国全体の渇水期における需給バランス：標準成長シナリオでの需要予測では問題ないが、高成長シナリオの 2010 年と 2011 年の 2 年間には必要電力量の数パーセントの不足が危ぶまれるが、2012 年の Punatsangchhu-I の運転開始により解決する。
- (c) 東西電力系統別の年間および渇水期の需給バランス：西部系統では年間および 2 月のバランスになんら問題はない。東部系統においては 2007 年~2011 年の期間において下記のケースで電力供給に不足を来す可能性がある。

高成長シナリオ (年間および渇水期)： 必要電力量およびピーク電力

標準成長シナリオ (年間)： ピーク電力

西部系統の余剰電力を東部系統へ融通することにより予想される東部系統の不足電力は解消される。Tsirang (Darje) 変電所から Chowabari 工業団地への 132 kV 送電線または Punatsangchhu 発電所から Sarpang 変電所~Gelephu 変電所のルートは 2012 年完成予定ゆえ、インド系統経由により電力融通を行うことになる。

需要予測と工業団地の建設スケジュールを頻繁にレビューして、バランス状況を検討し必要に応じて対処方針を決定すべきである。

第13章 地方電化の計画手法

13.1 全体計画フロー

地方電化計画マスタープラン策定作業における基本事項として、電力システムのベースライン、検討年、システム決定に係わる基本検討項目を、以下の通り定める。

- 電力システムのベースライン：
 - ベースライン : 2004年5月末
 - サブベースライン : 2007年末 (第9次5ヵ年計画 ADB/RE-3 完成時)
- 検討年 : 2012年 (第10次5ヵ年計画完成時)
 - 2017年 (第11次5ヵ年計画完成時)
 - 2020年 (マスタープラン目標最終年 : 100%電化達成時)
- システム決定に係わる基本検討項目：
 - 年毎のシステム構成 (電化・未電化、オン・オフグリッド)
 - 年毎の系統解析
 - (系統解析に使用する需要は検討年の予測需要とするが、2020年の検討では2020年の予測需要の他2025年の予測需要を使用したケースも検討する)

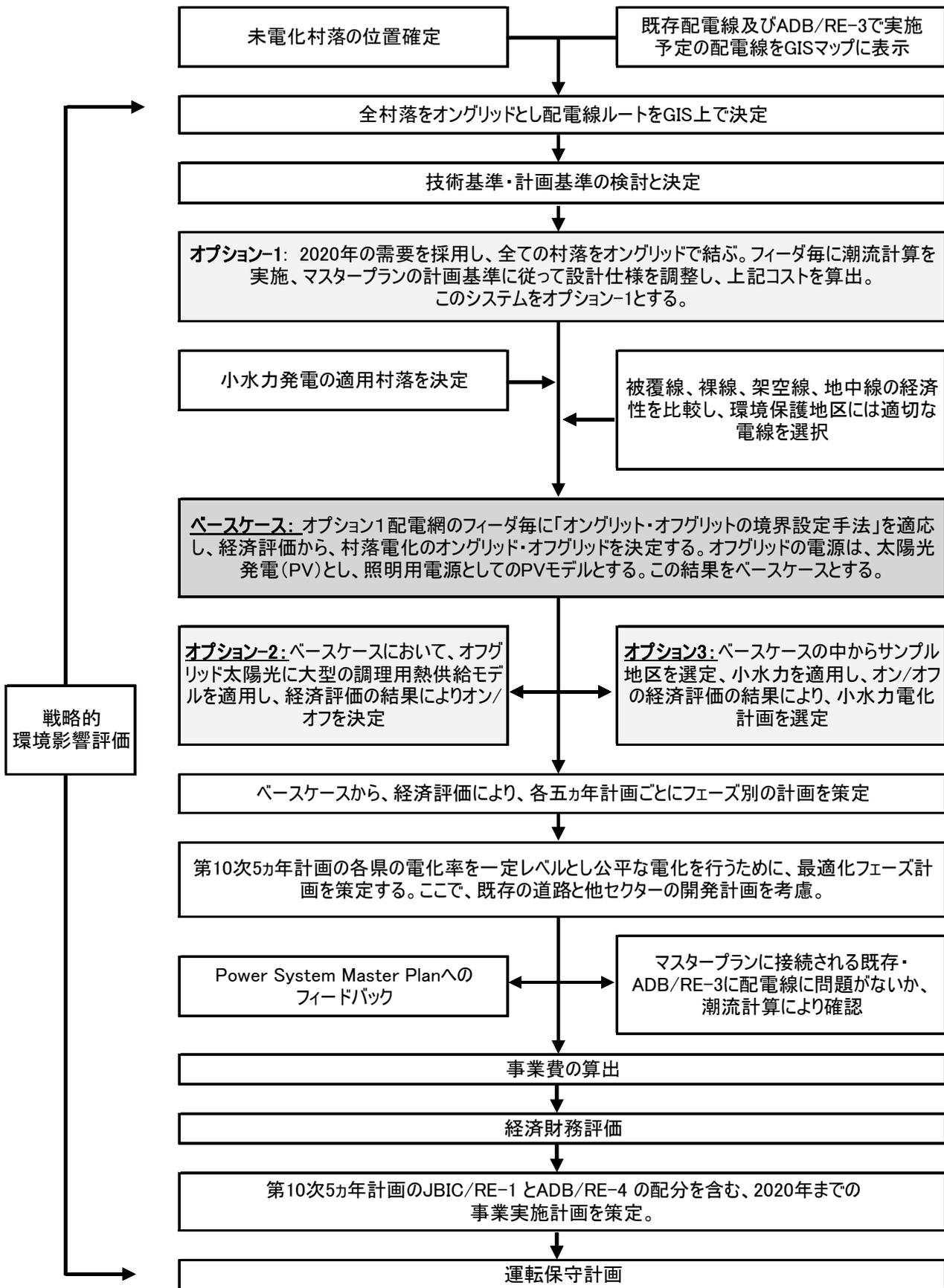
地方電化計画マスタープラン策定作業の全体フローを図-13.1.1に示す。

まず、村落社会調査により、全ての未電化の位置をデータベースに納め、GIS上に図示した。同様に、全ての既存配電線のルートと、第9次5ヵ年計画で建設予定となっている配電線ルートを、GISデータとしてまとめ、図示した。既存配電線、第9次5ヵ年計画の配電線、あるいは新規建設予定の変電所から、電化目標の未電化村に対して、新規の配電線のルートを計画した。まず、100%の未電化村を全てオングリッドとした際の全体像を把握するため、全ての未電化村を配電線で結んだ。このケースを「オプション-1」とする。この配電線ルートはGIS図上で設計した。

一方、小水力の候補地を選定し、マップスタディを行った。環境保護地域に対しては、コストと環境影響を考慮し、環境負荷低減が可能になる配電線を選定を行った。

電化手法、即ち、オングリッドとオフグリッドの決定は、オン・オフのコストと便益の経済評価により行った。まず、オプション-1の結果において、環境保護地域に選定した被覆線を用いて、コストを算出した。オフグリッドと判定された村落の電源には、照明のための小型PVシステムを適用した。このオン・オフを判定したものを、「ベースケース」と名づける。

ベースケースにおいて、さらに2つの代替案を検討した。1つは、オフグリッドの電源に、調理の熱源の供給を可能にする容量を持つ、大型のPVシステムを適用したものである。これを「オプション-2」とした。もう1つは、オフグリッド電源に、小水力の候補地に小水力を用いる。これを「オプション-3」とした(14章)。



JICA 調査団作成

図-13.1.1 地方電化計画マスタープラン策定作業の全体フロー

また、各 5 ヶ年計画ごとのフェーズ別計画を、ベースケースより、策定した。経済評価により、フィードごとの実施優先順位を決定した（15 章）。ブータン国政府の方針である、国内の開発の公平性を考慮し、第 10 次 5 ヶ年計画終了時の各県の電化率ができるだけ等しいレベルになるように、フェーズ別開発計画を最適化した。また、既存道路近辺のフィードも実施の優先化を行った（16 章）。

マスタープランの結果は、PSMP (Power System Master Plan)へフィードバックした。最適化された計画において、マスタープランの配電線を追加した場合の、既存配電線と第 9 次 5 ヶ年計画配電線への適合性を検討した。

最後に、プロジェクトコストを算定し、経済評価を行い、プロジェクトの実施計画を作成し（19 章）、維持管理計画を立てた（20 章）。実施計画では、第 10 次 5 ヶ年計画における「JBIC/RE-1」と「ADB/RE-3」の配分案を作成した。

13.2 電化実施時期と優先順位決定に対する基本方針

2020 年の最終的な電力供給システムを構築するにあたり、どのような手順で実施していくか、具体的にはどの村落を優先して電化していくかを決定しなければならない。この優先順位を決定するにあたり、以下を判断基準とする。

- 経済性
- 既存道路から対象村落までの距離
- 道路拡張計画
- 電化実現に対する村落の積極性と貢献準備の程度

言うまでもなく、経済性が最も重要な基準となる。また、対象村落が既設道路に近いほど、機材の運搬および工事の実施において、コストおよび作業の難易度が低減される。よって、既存の道路と道路拡張計画を考慮し、計画道路に近接した村落を優先的に電化すべきである。しかし、後の 13.3 節の理由で、道路拡張計画は、現時点では適用できない。また、村落の積極性と貢献準備の程度は、電化事業の持続性のためには非常に重要な要素であり、それらが高く評価された村落は高い優先順位が与えられてしかるべきである。そこで、ローカルコンサルタントの行った未電化村落調査によって、これらのデータを収集した。しかし、村落の優先度を決定できるだけの信頼性と客観性の高いデータを得ることは困難であり、この基準は、優先度付けの決定要素からは除外し、後の参考とするために試験的に評価を行った程度に留めた。

最終的に、優先順位決定の基準には、経済性と、対象村落の既存道路への近接度の 2 点を採用した。

13.3 道路整備計画と整合性の範囲

現在のところ、既存道路の位置でさえも正確な情報が不足しており、GIS 上への表示も、正確さを欠いたものとならざるを得ない。しかし、既存道路の情報は未整備であっても道路そのものは存在すること、情報は徐々に整備されていきマスタープランがレビューされるたびに精度が上がることを期待し、既存道路に近い村落には電化実施の最も高い優先順位を与えた。

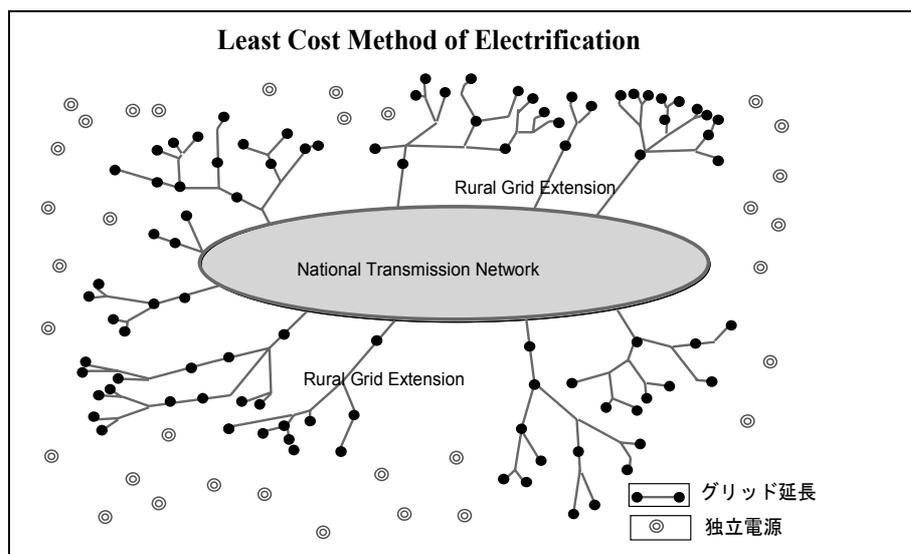
一方、計画道路については、拡張のマスタープランはあるものの、計画に予算の手当て

はついておらず、いつ実現するのか明確になってない。また、計画も地名と地名を結んだリストがほとんどで、道路のルートも正確に示されたものはない。このため、計画道路も優先順位決定の参考にはするが、村落の電化実現に対する積極性、貢献準備の程度などと同程度の重みで評価し、優先順位決定を行った。

13.4 オングリッド・オフグリッドの境界設定手法

13.4.1 オングリッドとオフグリッド

ブータンにおける地方電化は送電網の延長による電化が主となることが予想される。しかし、経済性の低い遠隔地については、独立電化方式を採用することになる。図-13.4.1 にブータン地方電化の概念図を示す。



JICA 調査団作成

図-13.4.1 ブータンにおける電化ネットワーク計画概念図

本マスタープランの主要業務のひとつに、配電網の範囲の設定がある。何十 km も離れている小集落へのグリッドの延長には、経済性はない。また、逆に既存のグリッドから数十mしか離れていない大きな村への延長の経済性は大きいことは、特別な評価を待たずして、明らかである。その中間に位置するような集落（たとえば、20～30軒の集落でグリッドからの距離が数 km の場合）へのグリッドの延長を、どのように判断するかが問題である。明確なカットオフの線を引くためには、グリッド延長のクライテリアの設定が不可欠である。更に、フィーダの形状が、判断要素を複雑にする。通常、フィーダは、分岐を繰り返し、多くの集落を木の枝のように結節していく。その結果生じる前後の連結により、個々の集落ごとの評価は無意味で、フィーダ全体の評価を全ての組み合わせを考慮して評価する必要がある。

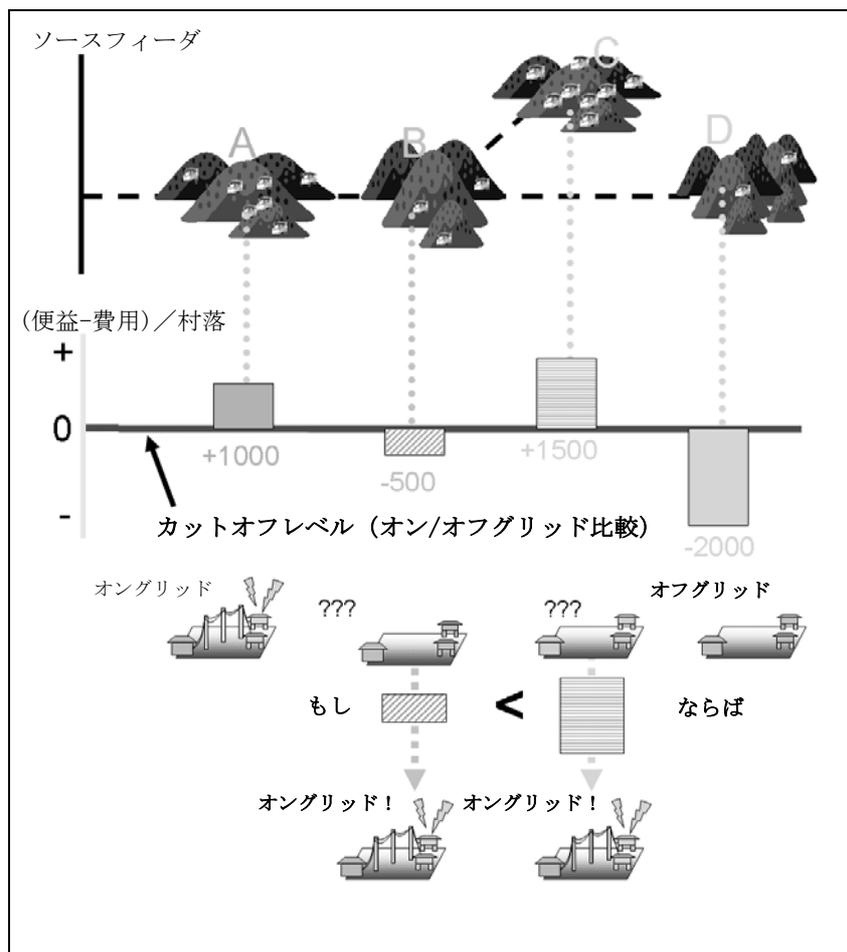
13.4.2 グリッドにおける相互依存関係

グリッド延長限度の判断は、ネットワークにおける個々の集落の連結による相互依存関係により、より複雑なものとなる。単純に、個々の集落ごとに経済評価を行った場合、ネットワークの連続性が保たれず、離れ小島のように、電化すべき集落が現れる結果となってしまうこともありうる。

ネットワークの端点から追って行けば、ある集落へのグリッド延長は、それより内側にある集落への延長に依存していることが明白である。この事実を「後方向依存」と呼ぶことにする。この依存関係は、完全に物理的なもので、実際に目で確かめることができる。

ネットワークには、逆方向のもうひとつの依存関係である、「前方向依存」が存在する。この関係は、より経済的なもので、目で確かめることはできない。グリッドの外側のある村落の便益が高いために、それより配電線の内側の全ての村落の接続を、可能とすることもある。その意味において、ある村が内側の村に、経済的な便益を提供していると、見ることができる。よって、内側の配電線接続のための費用は、それにつながるすべての村落の便益を考慮しながら、判断する必要がある。たとえ特定の村落への接続ラインが、当村落単独の純便益では正当化できないものであったとしても、それにぶら下がる外郭の村落の純便益が大きければ、正当化されうる。理論的には、内側のグリッドの接続の成否は、それにつながる全ての前方の接続の純便益の総和による経済評価により、行われねばならない。

図-13.4.2 が示すように、グリッド延長のコストはそれにつながる全ての集落で分担すべきものである。このようにして、配電線ネットワークにおけるリンケージ効果を考慮する。たとえば、図で、集落Bへのグリッド延長の経済効果は負である。しかし集落Cの純便益がこの負の値を凌駕するものであるならば、Cへの延長は経済的に正当化されるべきである。



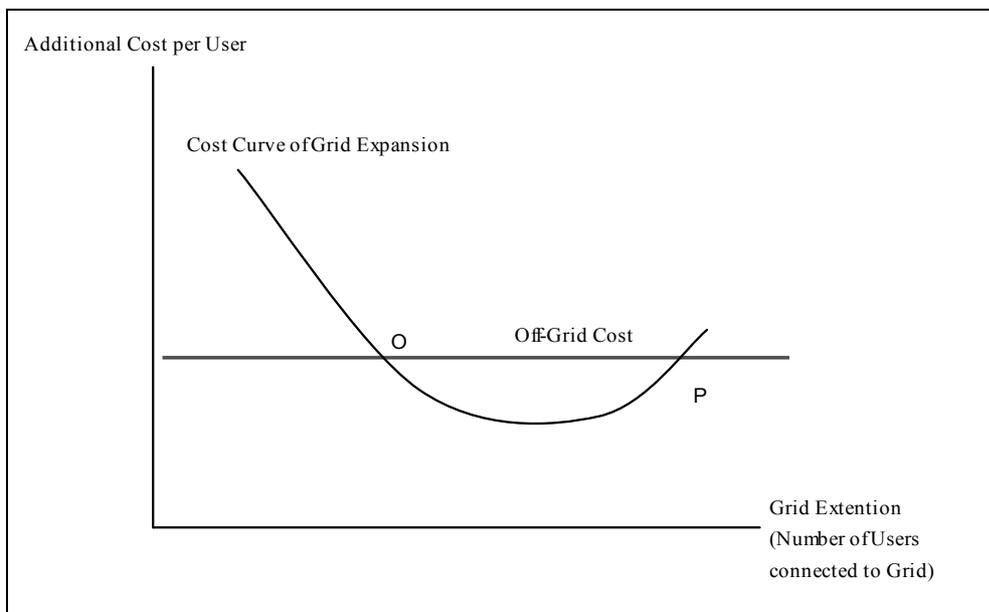
JICA 調査団作成

図-13.4.2 村落グリッド追加費用の考え方

13.4.3 グリッド延長最適化のベース

(1) グリッド延長の技術的判断

グリッドの延長の場合、経済学的にいう追加コストは、単純に、特定の村の電化のためにかかる費用ではない。その費用は、その村落の先の周辺部に、グリッド延長が最終的にどの程度まで拡大されるかによって、決まってくる。ネットワークが大きくなればなるほど、配電網の容量を大きくするために、費用の絶対額（分子）も大きくなる。同時に、分母となる消費者数も多くなる。このため、単位消費者あたりの費用が低減する可能性がある。しかし、更に遠隔地に行くと、消費者の密度が低下して行くので、経済性が失われて行く。規模の拡大による単位コストの低下を「規模の経済」と呼ぶが、その「規模の経済」がどの程度まで及ぶかは、ネットワーク全体で検証する必要がある。図-13.4.2 で示したように、ネットワークの中心に近い村落は、そこから先の村落への配電線の接続が行われるため、コスト共有が可能となる。このため、中間点の純便益が負であるような村落でも、その延長上に大きな便益を生む消費地がつながっているならば、その地点への延長が、全体的にプラスになる。そのようなネットワークのリンケージ特性を考慮した、全体的な判断を取り入れる必要がある。



JICA 調査団作成

図-13.4.3 オン・オフグリッドの経済的判断の考え

経済規模の範囲は、相対的に考えねばならない。さらなる細部と実際に行った試算は、Appendix B-1-1 の経済分析の項目に含めた。

(2) 経済的純便益の考え方

オフグリッドとオングリッドの費用を、そのまま直接比較することには、問題がある。オフグリッドの電気の質は、一般に、オングリッドに比べて、サービスの質が落ちるからである。したがって、オン・オフの効用の差も考慮するのが、正しい方法である。上記の追加コスト比較の際には、次の2つの費用が比較されることになる。

- ネットワークへの組込み純便益 =

- ▶ 対象村落へのネットワーク拡張によって生じる経済便益 – 追加投資全額
– ライフタイム運転コストの現在価値
- ▶ オフグリッド化の純便益 =
- ▶ 独立電化（太陽光あるいは小水力）によって得られる経済便益 – 追加投資
– ライフタイム運転コストの現在価値

(3) 計算フロー

グリッドの最適規模の決定においては、考えうる最大のネットワークから始める必要がある。外側のノードが内側のノードへに依存するという、ネットワーク特性を反映させるためである。ここで、「ノード」とは、村、あるいは分岐点を言う。

計算は、まず、その末端の村落から、1 つずつ、順番にネットワークに含めた場合（オン）と、ネットワークから除外した場合（オフ）の、追加純便益の比較を行う。オングリッドとオフグリッドの差が 0 以上であれば、そのノードは「オングリッド可能性有」と判定され、0 以下であれば「オフ」と判定される。

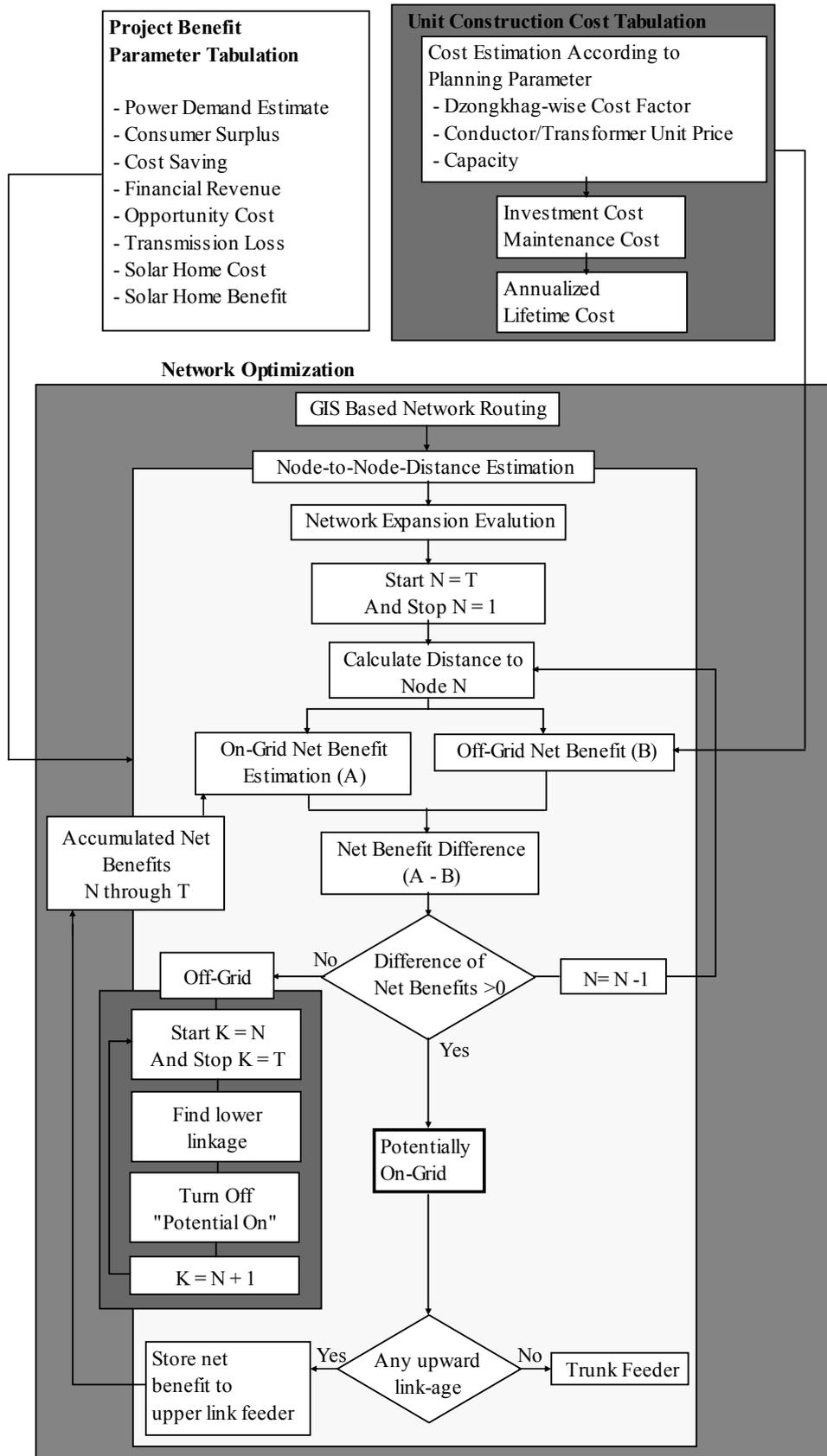
次に、「オングリッド可能性有」と判断されたノードの、便益とコストの差分を、「累積純便益」という項目に繰り入れる。これが、ノードの純便益計算の際には、便益の一部として追加される。末端レベルのノードの計算が終了した後、最後の一段階前のノードを列挙する。その後、ノードそれぞれのグリッド接続純便益と、オフグリッド純便益とで、比較計算を行う。その際に、累積便益も足し合わせる。ここで、差分が 0 以上ならば「オングリッド可能性有」、0 以下ならば「オフグリッド」と判断する。オンの場合のみ「可能性」であるのは、オンの最終的判断はそのノードに先行するノードが、すべて「オン可能性有」となることが必要条件であるからである。

一方、対象となるノードが、全体に負の貢献しかしない場合には、局所的な判断で「オフ」とすることができる。第 2 段階の評価が終わった後、その前の段階の評価と、後ろ向きの評価を、ネットワーク（フィーダ）の根元まで続けていく。

このような後方への評価、及び、最終的な最初のノードから最後のノードまでの最適値の選択の前方への最適戦略決定の方法は、一般的には「ダイナミックプログラミング」という、最適化のアプローチに基づいている。

次の図-13.4.4 はオン・オフの評価をノードごとに行うための計算フローである。

Bhutan Rural Electrification Network Optimization Program



JICA 調査団作成

図-13.4.4 グリッド接続最適化計算のフロー

13.5 配電線延長計画

13.5.1 配電線延長の手法

オングリッドによる地方電化は、既存・第 9 次 5 ヶ年計画の配電線からの延長、あるいは新規変電所からの延長の、いずれかにより実施した。なお、既存の 11 kV 配電線からの延長において、電圧が保証されない場合には、電圧調整器の設置や、33 kV への昇圧を考慮した。

配電線ルートは、可能な限り道路沿いに施設するとともに、道路がない場合には、極力高低差のないルートを選定した。

配電線の線種は、電圧降下を考慮しながら、原則的に、幹線には ACSR の Dog あるいは Wolf、分岐線には Rabbit を使用することとした。特に 33 kV 配電線については、価格の安い Rabbit を使用した。なお、環境保護地区においては被覆電線を使用する設計とした。

また、配電用変電所は作業性を考慮して、山間部では 25 kVA を上限として、小容量の変圧器を複数使用する設計とした。結果として、変圧器の容量は、大半が 25 kVA となった。また、村落の需要を考慮して、単相配電線、単相変圧器の仕様も採用した。開閉器については、概ね 10 km を目安に、必要な箇所に設置する設計とした。

なお、配電設備の設計は、各村落の 2020 年の需要を基に行っているため、特に後年に計画される村落については、F/S の段階で、将来需要を再度考慮した設備容量に見直す必要がある。

13.5.2 GIS 上の具体的な作業手順

地方電化マスタープランの策定に当たり、GIS を用いた配電線延長計画の検討を行った。配電線延長計画に GIS を用いる利点は、以下の 4 点である。

1. 配電線延長計画を策定するための様々な条件・情報（既存配電設備、第 9 次 5 ヶ年計画データ、未電化村落位置、道路、河川、等高線）をひとつの地図上に表示することが可能であるため、コンピュータの地図上での試行錯誤が可能
2. 書き換え可能な電子地図であるため、条件を変え何度でもやり直しが可能
3. 系統解析に必要な配電支柱径間、および配電設備間の距離など、地形を考慮した 3 次元の距離を、半自動的に計算できるため、系統解析に必要なデータの作成・受け渡しが可能
4. 配電線種・距離などの情報を属性情報として取りまとめているため、マスタープラン策定における費用の積算が容易

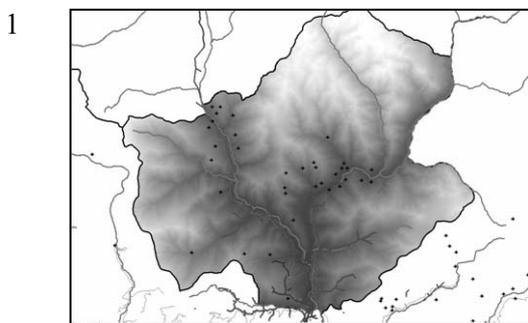
本調査では第 2 次現地調査期間中に、配電系統解析技術のトレーニング（地方電化手法の説明と GIS の導入、系統解析プログラムトレーニング）と、GIS トレーニングの 2 つのトレーニングを実施し、GIS カウンターパートおよび系統解析カウンターパートによる GIS を用いた配電線延長計画の検討を可能とした。

以下に、GIS を用いた配電線延長の具体的な作業手順を示す。なお GIS 上での配電線延長検討は、オン・オフの境界は無視し、すべての未電化村を、1) まずグリッドで結ぶこととして、作業を進めるものとした。その後、2) 経済評価によりオン・オフの境界が明

確になった時点で、再度データの作成を行うこととした。これは、それぞれ、1) はオプション-1、2) はベースケースの作業項目に相当する (14章)。

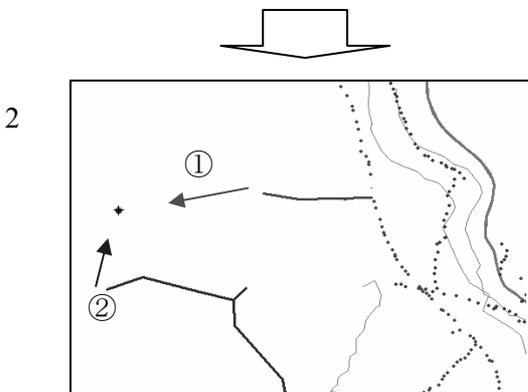
GIS データは、以下の手順で作成するものとする

オプション-1 (All On-Grid) ⇒ ベースケース (On-Off Grid) ⇒ フェーズ別 Five Year Plan



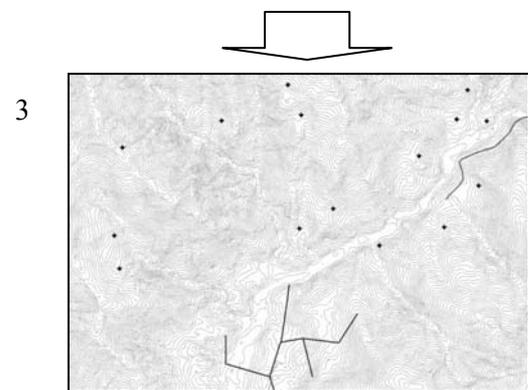
GIS 上へのデータの表示

GIS 上に既設配電施設、第9次5ヵ年計画データ、未電化村落位置、河川、道路、環境保護エリア、等高線などの情報を表示する



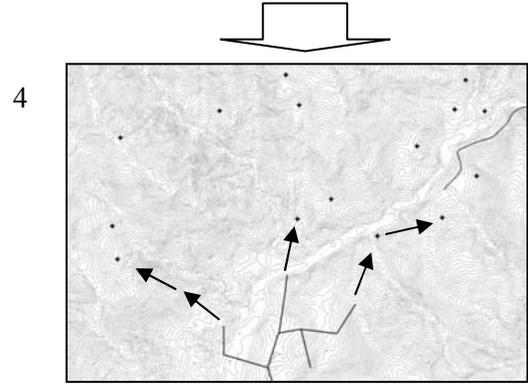
未電化村へ延長する配電線(フィーダ)の選択

延長する既設配電線選択に関しては、未電化村までの距離、電圧、配電線種などを考慮に入れる。



同範囲の印刷

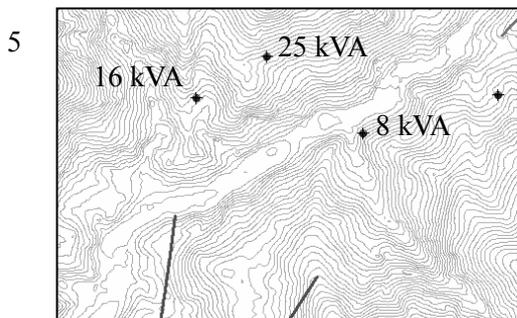
本調査では、紙上の地形図として出力し、配電線延長の検討を行う。この際の等高線は20m間隔で作成し表示する。



紙上での配電線延長検討

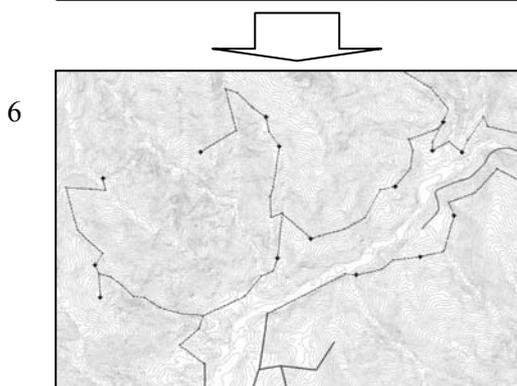
この際の注意事項は、以下の4点である。

1. 道路がある場合は、道路に沿った配電線延長計画を策定する
2. 可能な限り等高線に沿った配電線延長を行い、急峻な地形・傾斜は避けることとする
3. 河川の横断は可能な限り避ける
4. 環境保護エリアへの立ち入りは最小限にとどめる



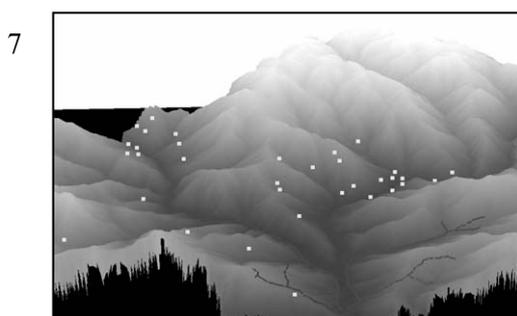
配電用変電所の変圧器容量の算定

未電化村落における想定需要を基に配電用変電所の変圧器容量の算定を行う。



GIS へのデータ入力および距離の算定

紙地図上に作成した配電線延長計画（配電線ルート、線種、条数等）を GIS へ入力し、既存施設、第 9 次 5 ヶ年計画と同様、地形を考慮した距離の算定などを行い、系統解析に必要なデータの作成を行う。



3DAnalyst を用いた検討結果の確認

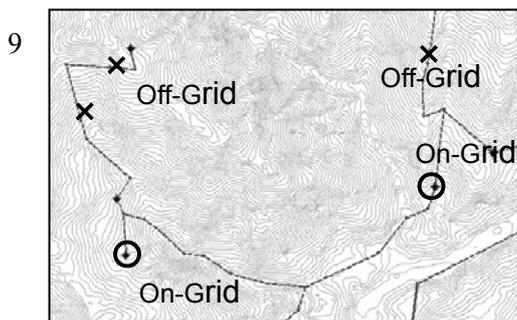
地形および計画した配電線延長予定ルートを、3DAnalyst を用いて 3 次元で表示する。作成したルートが、地形を考慮した上で適切なものであるか、確認を行う。



データの更新・Option-1(All-On)の完成

作成したデータを系統解析プログラム（MiPower）へ受け渡しを行い、系統解析を行った後、電圧、電流に問題が生じた場合は、ルート変更、線種変更等の設計変更を行う。

⇒ ルートの再検討を行う場合は「1」へ戻る。

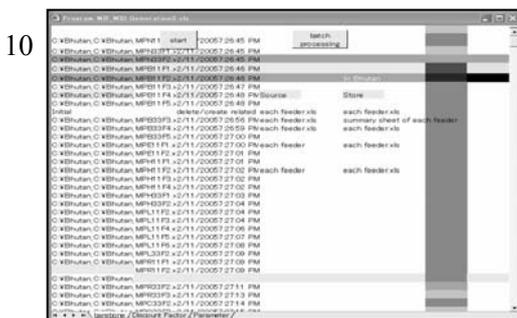


-BaseCase(On-Off)の作成

経済計算によるフェーズの判定

GISより作成されたExcelデータを元に、経済計算を行い、村落のON-OFF判定を行う。

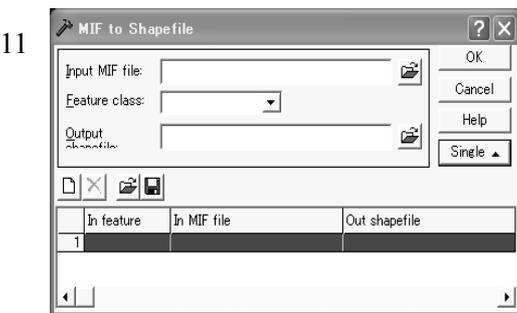
⇒ On-Off判定結果はExcelからGISへ受け渡しされる



Base Caseの図化1 - Mif, Midの作成

経済計算の結果、On-Off判定がついたExcelを使用し、プログラムを用いてラインデータの作成を行う。ラインデータはフィーダごとに作成される。

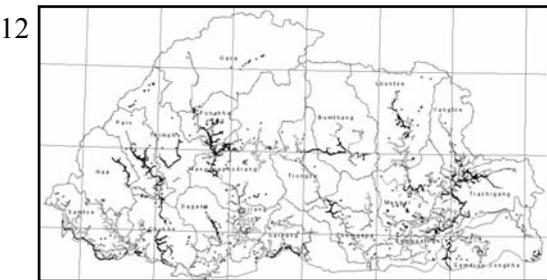
⇒ 作成するGISファイルは「Miff_Mid」形式



Base Caseの図化2 - shapeファイルの作成

プログラムにて作成されたMiffファイルをArcToolBoxを利用し、GISのShapeファイルへ変換する。

⇒ On-Offの属性が付いたShapeファイルの作成



Base Case1の図化3 - 図化

作成したラインデータをGIS上に表示し、On-Off村落をGIS上で確認する。

9-12までの作業を、経済計算が行われるたび実施し、データの更新を行う。

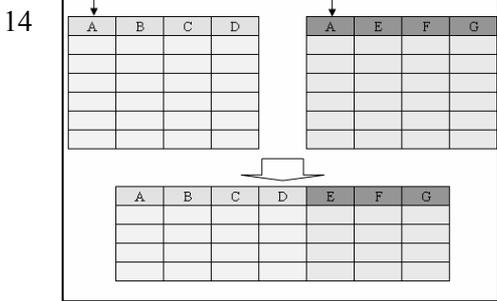
13

No	ID	Program	Feeder	Trunk/No. of Poles	No. of Poles	G	H	I	J	Unit Price (Ba)	Investment (Million Ba)	
												Trunk/No. of Poles
1	456	P	MPN1F1-1	Trunk	27	540	110.15-11	13.7%	1.13	444	14	
2	393	M	MPN2F1-1	Trunk	20	5,850	120.8-11	41.8%	2.86	4,566	134	
3	4	B	MPN1F1-1	Trunk	28	2,290	120.1-11	41.4%	3.44	6,334	185	
4	1968	N	MPN2F1-1	Trunk	18	1,713	119.9-11	32.3%	2.14	10,480	237	
5	24	B	MPN1F1-2	Trunk	8	461	120.2-11	28.3%	2.41	10,510	234	
6	303	M	MPN1F1-2	Trunk	10	1,128	120.4-11	38.3%	2.77	11,436	253	
7	23	B	MPN1F1-1	Trunk	6	379	120.2-11	39.3%	2.61	10,912	247	
8	395	M	MPN1F1-3	Trunk	224	18,217	123.1-11-11	38.8%	2.94	29,232	437	
9	48	B	MPN2F1-1	Trunk	6	1,781	120.1-11	27.8%	2.23	29,232	447	
10	656	O	MPN1F1-4	Trunk	78	8,028	120.1-11-11	27.3%	2.35	29,232	447	
11	659	O	MPN1F1-2	Trunk	4	262	119.9-11-11	28.3%	2.49	29,432	476	
14	12	629	O	MPN1F1-1	Trunk	16	892	119.9-11-11	25.3%	2.52	40,334	496
15	13	554	I	MPN2F1-5	Trunk	97	7,641	120.1-11-11	24.8%	2.32	47,976	1,364
16	14	368	M	MPN1F1-6	Trunk	30	2,399	120.7-11	24.4%	2.32	50,374	1,118
17	15	370	B	MPN1F1-2	Trunk	298	22,455	120.2-11-11	24.4%	1.89	52,440	1,414
18	16	23	B	MPN1F1-1	Trunk	46	860	120.2-11-11	23.3%	1.89	70,500	1,813
19	17	300	M	MPN1F1-2	Trunk	25	1,704	120.2-11	23.3%	2.21	70,244	1,473
20	18	126	F	MPN1F1-1	Trunk	11	753	120.2-11	22.4%	1.92	76,927	1,489
21	19	568	N	MPN1F1-1	Trunk	287	40,146	120.1-11-11	22.3%	2.48	114,142	2,190
22	20	13	B	MPN1F1-3	Trunk	12	644	120.1-11-11	22.3%	1.87	114,274	2,184
23	21	614	O	MPN2F1-1	Trunk	12	10,263	119.1-11-11	21.4%	2.52	124,989	2,522
24	22	844	O	MPN1F1-2	Trunk	188	30,312	119.9-11-11	21.4%	1.97	140,761	2,844
25	23	608	K	MPN1F1-2	Trunk	206	20,072	123.8-11-11	21.2%	1.91	199,434	4,010
26	24	623	O	MPN1F1-6	Trunk	200	26,837	119.1-11-11	21.2%	1.91	207,371	4,469
27	25	613	K	MPN2F1-1	Trunk	40	6,023	119.1-11-11	21.0%	1.96	211,398	4,741
28	26	148	L	MPN1F1-16	Trunk	10	462	119.1-11-11	20.8%	1.91	211,888	4,741
29	27	252	D	MPN2F1-1	Trunk	5	630	119.1-11	19.7%	1.84	214,617	4,746
30	28	692	P	MPN2F1-11,2	Trunk	32	4,400	119.1-11-11	19.6%	1.81	214,894	4,744
31	29	477	F	MPN2F1-12	Trunk	16	1,211	119.1-11	19.4%	1.94	215,147	4,749
32	30	618	O	MPN1F1-3	Trunk	36	43,506	119.1-11-11	19.3%	1.93	215,744	4,743
33	31	309	M	MPN1F1-2	Trunk	9	527	119.1-11-11	19.3%	1.77	214,271	4,735
34	32	643	O	MPN1F1-1	Trunk	17	2,307	119.9-11	18.3%	1.84	214,532	4,734

各 5 カ年計画の作成

経済計算によるフェーズの判定

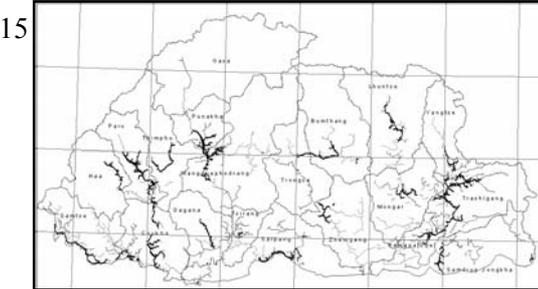
経済計算で各フィーダの IRR を算出し、IRR 順に並べる。予算制限により、各フェーズ、第 10 次 5 カ年計画 (2007-2012)、第 11 次 5 カ年計画 (2012-2017)、第 12 次 5 カ年計画 (2017-2020) の電化フィーダを策定する。



各 5 カ年計画の図化 1 - フェーズ属性の付加

Base Case(On-Off)で作成した Line データを GIS 上に開く。13 で作成したテーブルを GIS 上に開き、Feeder name 同士でデータベースのリレーションを行う (フェーズの属性を既存のデータベースに追加を行う)。

⇒ Base Case で作成したラインデータにフェーズの属性を付加



各 5 カ年計画の図化 2 - 図化

属性表示機能を利用し、各 5 カ年計画別のデータ表示および図面の作成を行う。データに変更がある場合、13-15 までの作業を、フェーズ計算が行われるたび実施し、データの更新を行う。

IRR 評価によらないフィーダの優先計画がある場合、必要に応じて反映させる。

13.6 系統解析による検査項目・判定基準および検査方法

系統解析プログラム MiPower を用いた系統解析は、GIS 上で計画した未電化地域に対する新設配電線と、それが連系している既設配電線を、技術的に検証するため実施した。

ブータン国における、これまでの配電系統計画では、系統解析プログラムを用いずに、線種、電圧を決定していた。例えば、33 kV(150mm²)の配電線の場合は長さ 25 km まで、11 kV (100 mm²) の配電線の場合は長さ 10 km まで採用するなどの取り決めにより、計画されてきた。今回、系統解析プログラムを用いた系統計画を導入することにより、最適かつ最小コストの系統構成が計画できることになる。

系統解析による検査項目・判定基準および検査方法を、下記(1)、(2)に示す。

(1) 検査項目・判定基準

系統解析による検査項目および判定基準を、表-13.6.1 に示す。

表-13.6.1 系統解析における検査項目・判定基準

検査項目	判定基準
配電線末端電圧	基準電圧±5%以内 (目標値)
配電線潮流	配電線定格容量以内

(2) 検査方法

検査方法としては、GIS 上で計画した、未電化地域に向けた配電線の距離・線種・電圧、需要などのデータに基づき、系統解析プログラム MiPower を用い、系統データを作成し、潮流計算を実施した。その結果から、未電化地域に向け計画した配電線の末端電圧および全配電線の潮流を検査した。

配電線末端電圧、配電線潮流が基準値を超過する場合は、線種変更、新規ルート、昇圧などの対策を検討した。その検討結果を、GIS にフィードバックし、再度系統解析を実施し、計画の可否を検査した。系統解析による検査方法の手順を表-13.6.2 に示す。

表-13.6.2 系統解析による検査方法

作業ステップ	作業内容
1. GIS からのデータ入手	GIS 上で計画した未電化地域に向けた配電線の情報 ^{*1,2} を入手する。 *1：配電線情報詳細 柱番号、配電柱間距離、線種 (Wolf, Dog, Rabbit) 電圧 (33 kV or 11 kV)、需要 (kVA)、負荷の種類 (三相 or 単相)、配電線の繋がりが分かる図面 *2：全ての配電柱についての情報は必要ではなく、分岐柱、変圧器が有る柱、前後で線種が変わる柱についての情報を入手する。
2. 系統図作成	入手したデータに基づき、系統解析プログラム MiPower において、系統図を作成 ^{*3} する。 *3：単相負荷のデータ入力について MiPower は、単相負荷の潮流計算を行うことができるが、系統図上で計算結果を見ることができない。管理上、単相負荷のデータ入力については、三相負荷に換算したデータを入力する。
3. 系統解析実施	MiPower にて潮流計算を実施する。
4. 系統解析結果の評価	表-13.6.1 に基づき、系統解析結果の評価を実施する。 判定基準値を超過する場合は、状況に応じて、線種変更、新規ルート、昇圧などの対策を検討する。検討結果は、GIS にフィードバックし、再度作業ステップ 1 からの手順を実施する。

13.7 経済評価手法

13.7.1 経済評価手法の概要

経済評価では、まず、プロジェクトに対する消費者余剰（Consumer Surplus）を便益として定量化した。それと経済的費用を、現在価値ベースで対比させて、投資効率（IRR）を算定した。費用、便益の評価で基本となるのが、プロジェクトの実施、非実施（あるいは代替案実施）を比較して、その差額を、便益、費用ともに計算する方法である。ある・なしの二者択一の選択をするために With/Without 分析とも言われる。

地方電化マスタープランにおいては、大別して「グリッド」、「独立グリッド」、「ソーラーホームシステム（SHS）」の 3 種類の電化方法が考えられる。

SHS の場合には、ケロシンランプの代替として、蛍光灯等による照明を利用することが主であり、出力を大きくすれば、ラジオや TV の視聴も可能となる。しかしながら、通常の SHS の設備容量では、グリッドによる電化世帯のように、他の電化製品、特にブータンでは照明に次いで人気の高い電気炊飯器等の需要を満たすことはできない。したがって、便益の評価も、一般電化と SHS では、区別して考えることとした。

13.7.2 With/Without の考え方

国策として 2020 年に 100%電化を目指すブータン国の、地方電化マスタープランの策定において、まず必要になるのが、グリッド接続かソーラーかという選択である。この詳細な方法論については、オン・オフグリッドの手法の項で述べた。グリッドのオン・オフの判断は、グリッド接続を前提としたフィードの枝毎に経済評価を行うことにより行った。この際に、電化を前提として、グリッドに接続するかどうかを判断しなくてはならない。小水力による独立電源の可能性については、水力ポテンシャルと需要センターとの並存という条件がそろって、初めて実現が可能となる。このため小水力は普遍的に選択できるものではない。従って、グリッド接続とソーラーホームが、一般的な選択肢となる。グリッド延長の判定における”With/Without”は、グリッド対ソーラーホームの便益・費用において比較することになる。この比較において注意しなくてはならないのは、便益が、ソーラーホームとグリッドでは、大きく差がある点である。

マスタープランの電化プロジェクト全体の経済評価の際には、未電化状況での便益・費用と、グリッド接続、ソーラーホーム、小水力を含む電化後の便益・費用の差を、With/Without と設定して、全体で評価を行った。

＜プロジェクト経済評価＞	＜グリッドオン・オフ評価＞
With : グリッド接続 or ソーラーホーム、小水力	With : グリッド接続
Without : 未電化（ケロシンランプ）	Without : ソーラーホーム

13.7.3 便益のデータ収集

便益の計算の基になるデータは、本調査の村落社会調査で収集した。使用するデータは所得、家族人員、支出、資産、エネルギー消費（ケロシン、ディーゼル、ろうそく、電池、LPG、薪、電気）、支払い意思額、勉強時間、病気、医療費、である。便益推定は、エネルギー消費量をメインとし、グリッド接続した場合と未電化の場合の比較を、エネルギー消費量データを元にして行った。

13.7.4 便益の算定方法

経済便益の算定は、エネルギー需要の需要曲線を推定し、その面積を積分する形で、消費者余剰を算定した（Appendix-B-I-1）。前述の With/Without の概念の項で述べたような組み合わせに対して、グリッド接続、ソーラーホーム、未電化での kWh 当量のエネルギー使用状況、支出額を基に便益を推定した。

13.7.5 経済費用の算定方法

経済費用の算定の基本となるのが、市場のゆがみを補正した適正な価格の算定である。貿易財については、ボーダープライスといわれる、国際市場における価格がベースとなる。電線、電柱、トランスについては、標準的な国際価格を収集した。一方、非貿易財は国内の労働力、資源、移動が困難な投入財を利用するもので、国際価格と乖離するのが通常である。貿易財は国際価格（US\$）、非貿易財は（Nu.）で表示されるのが一般であるが、最終的な分析に用いるためには、通貨の統一が必要である。しかしながら、外国為替市場も、関税等の障害のためにレートにゆがみがある。その補正を行うためにシャドー為替レートをを用いて通貨を統一する。

13.8 経済便益

13.8.1 グリッド接続の経済便益

前述した経済便益の方法に基づき、グリッドに接続した場合の経済便益を推定した。経済便益として取り上げられる便益は 3 種類ある。これらは、1) 消費者余剰、2) エネルギー費用節約、3) 配電事業者の料金収入である。推定の結果、便益の総計は一世帯当り 1 ヶ月 1,326 Nu. となった¹。

表-13.8.1 グリッド接続の便益集計

	Unit	Grid Benefits
Consumer Surplus	Nu./month	960
Cost Saving including heating	Nu./month	263
Revenue to PBC	Nu./month	103
Total		1,326

JICA 調査団作成

¹ 経済計算のための将来将来便益の増加は、物理的な電力需要の伸びに対し、現在の kWh あたりの便益をかけることで推計している。

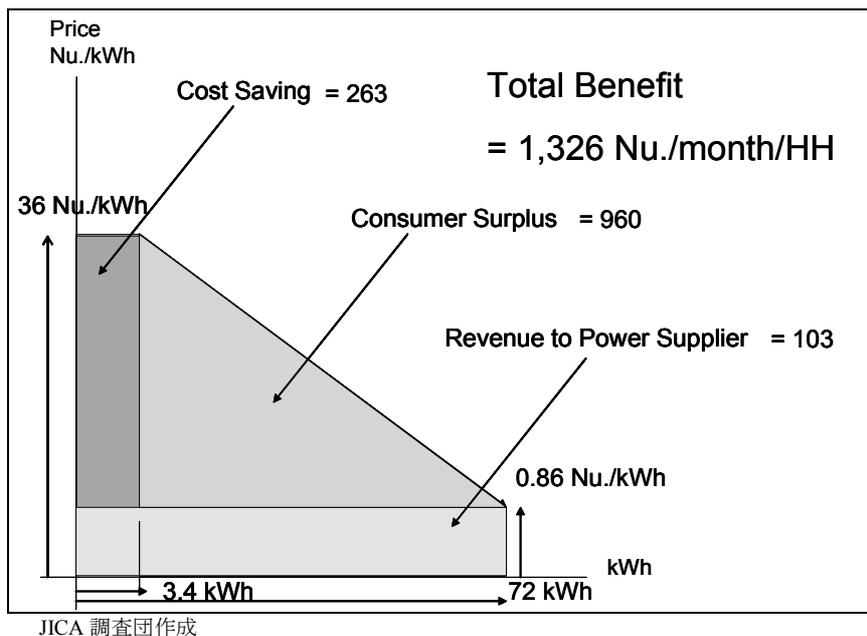


図-13.8.1 グリッド接続の経済便益

消費者余剰

図-13.8.1 における三角形の部分が、消費者余剰に該当する。消費者余剰は、未電化とグリッド接続の 2 つの状態を比較することによって、計算することができる。ブータンにおける未電化世帯での灯りは、ケロシンランプが主体である。明るさは、ルーメンを単位として計測することができる。未電化世帯のケロシンの 1 世帯あたり 1 ヶ月の消費量は、4.7 リットルで、これに匹敵する電灯による明るさを得るには、3.4 kWh の電力を必要とする。ケロシン購入に使っている平均支出は、51 Nu./月である。電池の消費量を月平均すると 0.02 kWh/月/世帯で、71 Nu./月、ケロシンとの合計で 122Nu./月のコストがかかっている。この金額を kWh 等量の消費量で除すると、36 Nu./kWh となる。グリッド接続後の電力消費量は、1 世帯あたり、120 kWh/月と推計されている。電化世帯の薪使用量実態から、この 120 kWh の内 48 kWh は、薪の使用を代替すると推定される²。したがって、電化によって新たに生じる電力需要は、72 kWh/月/世帯と推定される。この需要は、現在の電力料金をベースにしたもので、BPC の平均料金は現状で 0.86 Nu./kWh である。三角形の面積に割引率 0.8 を乗して得られるのが、消費者余剰の 960 Nu./月である³。

エネルギー費用節約便益

エネルギー費用節約の推計は、本調査団によって行われた村落調査のエネルギー使用実態の結果によるものである。表- 13.8.2 が示すように、未電化と既電化世帯のエネルギー消費は、電化世帯は未電化世帯よりも、乾電池で 60 Nu./月、ケロシンで 33 Nu./kWh、薪で 172 Nu./kWh 支出が少ない。既電化世帯のろうそくの使用量は 2 Nu./月増加し、おそ

² 電力需要のうち、熱源などの異なる目的の部分は、他の需要からは独立したものと考えられる。薪の電力に代替は、消費者余剰の算定には含めず、単純に薪の節約費用を便益として計上している。
³ 電力需要の曲線は原点に対して凹であると考えるのが自然である。また、消費量が低いレベルでは価格弾性率が低く、次第に弾性率が高くなっていく構造であると考えられる。

らく停電のためと考えられるが、これは誤差の範囲である。エネルギー消費節約による便益は、合計で 263 Nu./月である。

表-13.8.2 既電化・未電化世帯のエネルギー消費量比較

	Energy Source	Consumption/Month		Expenditure Nu/Month	Price Nu/Unit	kWh/month equivalent	Equivalent Price Nu/kWh
		Unit	Quantity				
Without Project	Dry cell Battery	No.	5.26	70.59	13.41	0.016	4470
	Kerosene	L	4.7	51.2	10.9	3.37	15.2
	Candle	No.	0.6	3.8	6.1	-	-
	Firewood	Kg	626.4	450.6	0.7	125.3	3.6
	Total			576.2		128.7	4.5
With Grid Extension Project	Dry cell Battery	No.	0.78	10.5	13.41	0.0024	4470
	Kerosene	L	1.7	18.5	10.9	1.2	15.2
	Candle	No.	0.9	5.7	6.1	-	-
	Firewood	Kg	387.7	278.9	0.7	77.5	3.6
	Electricity	kWh	120.0	103.2	0.9	120.0	0.9
Total			416.9		198.8	2.1	
Difference Between With/Without	Dry cell Battery	No.	4.48	60.08	13.41	0.013	4470.1
	Kerosene	L	3.0	32.7	10.9	2.2	15.2
	Candle	No.	-0.3	-1.9	6.1	-	-
	Firewood	Kg	238.7	171.7	0.7	47.7	3.6
	Electricity	kWh	-120.0	-103.2	0.9	120.0	-0.9
Total			159.3		169.9	0.9	

JICA 調査団作成

BPC の料金収入

1 世帯あたりの BPC への 1 ヶ月あたりの電力料金支払額は、平均料金である 0.89 Nu./kWh に、推定使用量である 120 kWh をかけた 103 Nu./月となる。

13.8.2 ソーラーホームシステム

45 Wp のソーラーホームシステムの場合には、BPC に対する支払いはなく、既電化によるエネルギー消費量の節約は生じないと仮定した⁴。

消費者余剰算定のためのエネルギーの需要曲線は、グリッド接続の際の需要曲線を使った⁵。したがって、ソーラーシステムのエネルギー使用量は、ケロシンとグリッド接続の中間に位置することになる。ソーラーシステムの kWh 量は、実際の発電量ではなく、導入が想定されている LED ランプの照度（ルーメン）を、電灯の kWh に換算して、推計した。ルーメン等量での kWh 値は、世帯あたり 26 kWh/月となった。

⁴ 大規模なオフグリッドシステムを普及させるためには普及・設置・管理を行うオフグリッド専門機関の創設が必要となると考えられるが、その組織の運営のために必要な料金設定の検討は今の段階では行われていない。

⁵ 電力需要曲線の推定精度を上げるためにソーラーホームシステム自身に対する Willingness-To-Pay を推計するという方法もあるが、ブータンにおけるソーラーホームの実績は数がまだ少なく、稼動してからの年数も短いために統計的に処理できるデータが十分ではない。

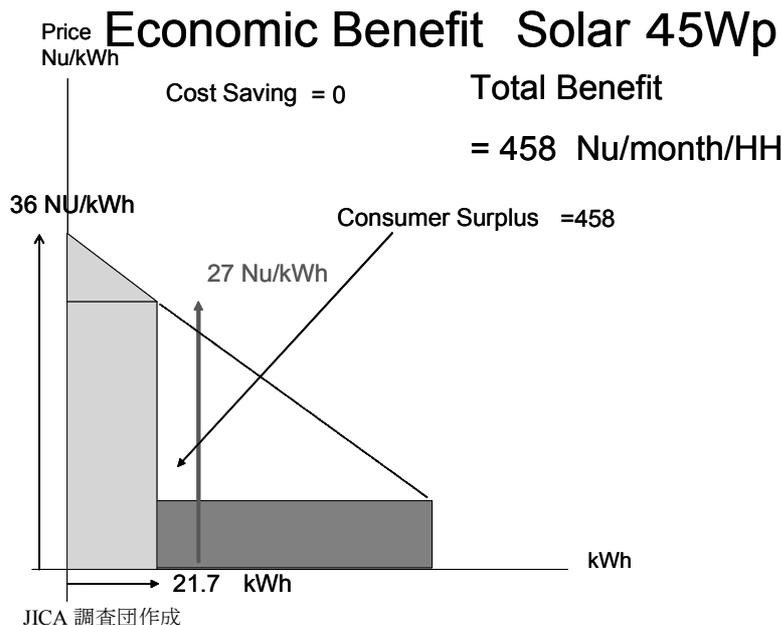


図-13.8.2 小型ソーラーホームシステムの経済便益

13.8.3 経済便益の差分

オン・オフ評価を行うためには、コストの差だけでなく、オングリッドの便益とオフグリッドの便益の差も、評価の対象とされなければならない。オン・オフグリッドの便益の差は、オフグリッドに小型ソーラーホームシステムを仮定した場合、次の表の計算にあるように一世帯当たり 916 Nu./月となる。

表-13.8.3 オン・オフグリッドの便益の差

	Benefit Nu./月
Grid Benefit /HH 2003	1,326
Solar Benefit /HH	410
Benefit Difference /HH	916

JICA 調査団作成

13.9 経済評価に利用するコストデータとその分析

13.9.1 コストの種類と分析

経済評価に用いられるコストには次の 3 種類のものがある。

- 投資的コスト
- 運転保守コスト
- 機会費用

投資的コストは、次の通り求めた。まず、標準的な建設単価と建設数量を推計した。次に、両者の積の和を求めることにより、総コストを求めた。運転保守費用については、BPC の経費支出の実際のデータを用いて、中圧配電線の延長にかかわる限界コストから算出した。3 番目の機会費用は、経済学的な概念である。これは、地方電化を実施することによって失われる売り上げ、および、配電する過程で送電ロスとして費消される電力など、財務上は計上されないが、実質的に損失と考慮されるべき費用である。

13.9.2 グリッドの投資数量算定の前提

トランス

トランスは、各村落の2020年までの電力需要想定に基づき、必要な容量と数量を決定した。

配電線延長距離

配電線の距離は、GIS上で計測したノード間の距離をベースにしている。しかしながら、GIS上のノードは、実際の電柱の位置ではなく、大まかなルートの指定に過ぎない。このため、実際の延長距離は、より長くなるものと推測される。実際の距離とGIS上の距離の乖離度を算定するために、既設のルートで、計画と実際の乖離度をシュミレーションすることによって推定した。結果、距離の増分は15%を見込んで算定することとした。

3相交流

消費地での配電において、3相交流を提供するか、単相にするかという判断については、村落のサイズが20世帯以上の村落には3相、それ以下は単相とした。実際の建設に当たっては、現場レベルでのより詳しいニーズの調査が必要である。

13.9.3 建設工事単価の積算

建設工事費の積算は、BPCに工事費積算用の建設単価表が制定されており、建設工事費積算には、これらの建設単価表を利用した。積算は資機材単価、労務費、運搬費、予備費から構成されている。内容は、33 kV, 11 kV, LVの電線種別の1 km当たりの建設単価、配電用変圧器の電圧、容量別の建設単価、地中配電線の電圧別による建設単価等に区分されて、積算されている。従来の建設工事は、これらの標準単価を利用して建設工事費を積算し、国際入札において決定されているので、本計画の経済評価に利用するコストデータとしては十分信頼性があると判断できる。

本計画で検討された、絶縁電線の新規採用については、コストおよび技術的な評価を行い、DOE・BPCと協議の上決定した。また新規採用に伴う建設単価は、別途計算した。本計画実施に伴う工事項目は、次の通りである。

(1) 配電用変電所の設備増設

- ・新しい需要家への電力供給をするための開閉機器の設置、開閉機器と配電線を結ぶ電力ケーブル工事

(2) 配電線の拡張および延長

- a) 新しい需要家へ電力供給をするための33 kV、11 kV配電線の新設
- b) 新しい需要家へ電力供給をするための33 kV、11 kV既設配電線からの延長
- c) 既設配電線からの配電線延長に伴う電線サイズのアップグレード
- d) 柱上配電用変圧器の新設
- e) 区分開閉器の新設

(3) 配電線の建設単価表

単価表の作成は既存および新しく採用された配電資機材の単価、工種の建設単価は

メーカーからの見積り単価を検討し、DOE・BPCと協議の上決定した。裸電線(ASCR)及び、環境保護区に使用する絶縁電線(AAAC)の比較検討の内容を **Appendix B-1-2** に示す。また、配電線の建設単価表を **Appendix B-1-2** に示す。

13.9.4 運営保守経費

ブータン国の地方電化プロジェクトにおいて、配電・売電に関わる経費の占める割合は大きい。このため、その推定には精度が求められることになる。経費に関わる業務、すなわち料金徴収、保守などにおいて、人件費の占める割合が高くなる。また、配電に関する経費は、需要家の分布によって、大きく異なってくる。需要家の分布が広がっている場合には、電力消費量に関わらず、電線、電柱などの施設の延長距離が長くなり、また料金徴収のための労力も大きくなる。このことは、マスタープラン立案のための標準的な経費比率というのは、存在しないことを意味する。

経費推定には、地域特性を色濃く反映させることが必要になる。すなわち、経費の推定を行うためには現状の把握・分析が基本となる。以上の認識の下に、これらの経費に係わるデータを収集した。BPCは、県毎に営業所と配電所が配置している。**表-13.9.1**は、BPCの各営業所毎の保守と人件費を、まとめたものである。

営業所の売り上げと経費の比率を見ると、ほとんどの営業所で、経費が売り上げを上回っていることがわかる。経費を年間の販売電力量で除した値で見ると、kWh当たりの経費は0.66-1.69 Nu./kWhの範囲となり、電力料金を大きく上回る費用がかかっていることが如実に現れている。

表-13.9.1 BPC 営業所別経費内訳 2002年7月-2003年12月

COMPARISON OF OPERATION & Maintenance Cost (Nu. In Million)						Energy Sales* 電力販売量 (kWh) Total	kWh cost** (Nu/kWh)
ESD 営業所	Operation & Maintenance	Employee cost (人件費)	O/M& Employee (OM+人件費)	Value of Job (売上)	O/M & Employee costs as Percentage of job done (経 費率%)		
Bumthang	5.46	5.55	11.00	3.16	348.00	3,209,655	0.66
Dagana	0.55	1.70	2.25	0.75	299.91	554,996	0.90
Gelephu	5.68	6.56	12.24	7.73	158.34	5,515,428	0.93
Punakha	1.43	2.78	4.21	5.73	73.51	4,353,523	0.88
Samdrup	1.59	5.76	7.35	5.40	34.74	4,179,337	0.86
Samtse	1.78	4.39	6.17	73.07	8.45	58,120,812	0.84
Trashiyangtse	1.64	1.89	3.53	1.34	264.13	991,019	0.90
Trashigang	5.79	13.91	19.70	8.76	224.94	7,074,839	0.83
Trongsa	3.06	1.50	4.55	1.55	294.56	716,463	1.44
Tsirang	1.16	1.47	2.62	0.97	269.30	665,691	0.97
Wangdue	2.06	6.51	8.58	7.11	120.60	5,253,355	0.90
Zhemgang	0.76	2.52	3.28	1.91	171.37	961,527	1.33
HAA	0.63	2.98	3.61	5.24	68.90	4,162,224	0.84
Lhuntse	1.19	2.94	4.13	0.89	464.71	739,603	0.80
Mongar	3.05	4.91	7.96	3.06	259.78	2,534,498	0.81
Paro	3.25	7.60	10.86	14.47	74.99	12,017,342	0.80
Pemagatshel	1.44	7.60	4.04	1.90	212.55	1,156,687	1.10
Thimphu	4.30	13.17	17.47	75.92	23.01	29,887,641	1.69
Phuentsholing	6.20	10.33	16.52	480.42	3.44		
CTD-Gelephu	-	8.45	8.45	0.92	923.17		
WTD-Phuentsholing		35.88	35.88	6.61	542.59		
Total	51.01	148.37	194.39	706.91	27.50	112,206,998	1.30

Note: * figure for kWh sales is that of year 2002.July -2003 June.

** kWh cost is adjusted for difference in durations between cost and kWh sales.

出典：BPC

トンサ県、チラン県、ダガナ県といった小水力を中心とした独立グリッドで、かつ、ピーク負荷に供給能力が不足している地域では、現在、ディーゼル発電機によりピーク対応をおこなっている。こうした独立電力網では、資本費用だけでなく、運転経費が当然高くなる。kWh当たりの経費は、トンサ県で1.44 Nu./kWh、ダガナ県は0.90 Nu./kWh、チラン県は0.97 Nu./kWhである。また、一般に、農村部よりも都会のほうが需要の分布密度が高いために、単位販売電力量当たりの経費が安くなるはずであるが、意外にもティンプー県が最も高いコスト1.69 Nu./kWhを示している。

13.9.5 経費の推定

配電・売電の経費を推定するために、まずは各県の経費データとそれぞれの施設量、需要家数、売電量等との相関性を分析した（Appendix B-I-3）。経費との相関の高いのは、単純な経費比率を用いるのではなく、多変量回帰分析を用いて、複数の変数からなる回帰式での推定を用いることとした。相関分析の結果では、経費との相関が最も低いのが売上高であり、配電線延長が最も相関性が高いことが判明した。しかしながら、他の変数であるLog（売上）、Log（顧客数）も同様に0.8以上という高い相関係数を持っている。そこで、こうした相関性の高い変数は全て取り込む形で、回帰分析を行った結果、重相関係数は0.94となった。しかし、係数の有意度が少ないため、より堅実で簡便な式である配電線延長距離と定数からなる、次の式を用いることとした（Appendix B-I-4）。

$$\text{O\&M 経費 (Million Nu.)} = 1.557 + 0.039 \times \text{MV 配電線延長距離 (km)}$$

この式のうち、限界 hy に相当するのが中圧線延長距離の係数である。したがって、この値 39,000 Nu./km を限界 OM 経費とする。

13.9.6 経済的費用の算定

経済コストは、財務コストをそのまま使うことなく、市場の不完全性を取り除く形で変換して、算定した。市場の不完全性は、外国為替市場における輸入税による均衡価格との乖離、次には、失業を生む労働市場での需給のミスマッチなどである。基本的にはこうした歪みを校正するために変換係数を用いる。

変換係数

投資費用に関しては次の変換係数を用いることとした。

表-13.9.2 投資費用の変換係数

費目	変換係数
輸入財	1.1
非熟練労働	0.75
管理	0.85
運輸	0.9

JICA 調査団作成

保守運転経費

BPC における現在の保守運転費目を材料、労賃、管理の費目に分類し、変換係数の加重平均を算定したところ、0.9 となった。

機会費用

機会費用として経済コストに追加するのは、送電ロスとインドへの売電収入の損失の 2 点である。現時点で、正確な送電ロスの計算は困難である。DOE によれば売電収入の損失は、現時点では約 1.5 Nu./kWh である。しかしながら、2005 年度にもタラ発電所が稼働を始め、この発電所の参加により、売電の機会費用は 1.8 Nu./kWh に上方に修正される見込みである。

それぞれの算定は次の想定に基づくこととした。

- 送電ロス: 20%
- 売電機会損失: 1.8 Nu./kWh

13.9.7 オフグリッドシステム（小型ソーラーホームシステム）の経済コスト

オン・オフグリッド評価の際に代替案として用いる小型ソーラーシステムの経済コストは、次のように設定した。グリッドとソーラーホームシステムでは、機器の寿命が異なるため、2つのシステムを同等の立場で扱うために、年経費に換算した。

表-13.9.3 小型ソーラーホームシステムの投資経費（年ベース）

	No.	Unit	Unit Price (Nu.)	Failure Rate	Overall Cost	Life	Annualization Factor	Annual Cost
PV module	45	Wp	152	15%	7,866	25	0.11	895
LED lamps 2W	5	pieced	1,400	5%	7,350	8	0.18	1,321
Charge Controller	1	10 amp	1,250	15%	1,438	8	0.18	258
Battery	1	50Ah	3,200	25%	4,000	4	0.29	1,176
Total					20,654			3,651

注) 年経費係数は年金利 12%をベースにしている。
JICA 調査団作成

年経費への換算は、投資経費を 12%の資本費用の割引率を考慮した年経費換算係数でフローベースに変換することで求める⁶。更には表- 13.9.4 に示すコストを用いて、発電便益から kWh ベースのコストに換算している。

表-13.9.4 小型ソーラーシステムの年経費

Item	45 Wp Solar System
Annualized Solar Investment (Nu./Year)	3,651
Solar OM Cost (Nu./Year)	500
Total Financial Cost (Nu./Year)	4,151
Shadow Exchange Rate	1.1
Total Economic Cost (Nu./Year)	4,566

JICA 調査団作成

13.10 電力政策の分析

ブータンにおける電力政策の課題を挙げると、次の3点に集約される。

- 貧困削減への貢献
- 資源の効率的活用
- 環境保全への貢献

貧困削減、すなわち、社会厚生 of 改善は、地方電化プロジェクトの大目的のひとつであり、地方電化率の向上を推進するゆえんである。資源の効率的運用という意味においては、たびたび ADB から指摘を受けているように、ブータンにおける電力料金は世界水準からみても低い。また、配電の経済費用に比べても低いことから、料金の引き上げが求められている。しかしながら、料金の改定は、貧困削減への貢献と相反する課題でもある。

送配電グリッドの建設は、生態系へのインパクトという意味においては、比較的負担が少ない開発行為であり、電力の薪との代替は森林保全への効果も期待できる。しかしな

⁶ 年経費換算係数は、機器の寿命の間の等分に分配した使用コストと投資コストが、12%の割引率を用いて現在価値ベースで等価となるような、変換係数である。

がら、送配電の総延長距離の規模から来る負のインパクトも無視できず、環境保護に熱心なブータン政府においては、慎重な対応が求められる。

(1) 社会構成と電化率

今回のマスタープランでは100%の電化が前提であるので、電化・未電化という選択肢はない。選択はグリッド接続かソーラーホームないしは独立グリッド(小水力)である⁷。一般に、電力供給のようなネットワークサービスにおいては、需要の中心地への供給は「規模の経済」が働くため、その限界費用⁸は低く、需要が希薄でサービスのデリバリーが遠距離になればなるほど、限界費用は高くなる。経済的な見地からは、ネットワークの範囲は、限界費用と限界収入が一致する地点までということになる。

しかしながら、単純な経営的な判断だけでは片付けられない問題がある。電力の供給がない地域では、長期的な生産性が伸びないことや、人口の社会移動の面での負の影響を受けることなどが予想される。逆にいえば、電力の供給さえあったならば、その地域の経済が伸び、人口の集積も進み、長期的な生産性の伸びが期待できる産業からの経済効果の可能性も否定できない。いわゆる経済学でいう長期的なオプション価値である。オプション価値を正確に予測することはできないが、オプション価値的な投資も長期的成長の必要条件である。

(2) 貧困削減効果

地方電化は、貧困削減のための必要条件ではあっても、十分条件ではないという見解が一般的である。山間部の農村にあっては、道路、通信といったインフラが整備されてはじめて、市場とのアクセスが確保できることとなり、そうした条件と組み合わせるとはじめて、新しい換金作物の開発、事業の展開が可能になる。電気の活用による収入増加の可能性は、ここではじめて現れてくる。第9次5ヵ年計画では、電力と道路に重点的に予算配分がなされており、地方での一体的な開発効果を目指すものとなっている。

調査団が実施した村落現地調査で明らかになったことは、現況の地図には最新の道路計画のみならず、既存の道路さえも完全に網羅されていないという事実である。既存道路網と将来の道路拡張計画が把握できれば、道路の整備される地区に優先的に配電網の敷設をスケジューリングし、建設コストの圧縮を図るということも可能になる。正確な情報の収集が、極力必要である。

(3) 電力料金の改定

資源の効率的運用という意味においては、現在の電力料金は問題がある。徴収している電力料金のほうが、電力の機会費用よりも低いからである。現在、インドに売電している。Chukha水力発電所の電力は2.0 Nu./kWh、Kurichhu水力発電所は1.75 Nu./kWhの収入をブータンにもたらしている。しかしながら、ブータンの消費者から得られる電力料金は、平均で0.9 Nu./kWhである。インドへの売電の機会費用に、送配電費用を加える

⁷ 現時点ではディーゼル発電の小規模グリッドが稼働しているが、ブータン政府ではその運転コストの高さから早晩に順次グリッドに代替したいという意向を持っている。

⁸ 限界費用とは、最終一単位の消費を増やす(供給する)ために要する追加費用と定義される。限界費用には、短期(固定投資の費用を考慮しない)と長期(固定投資を考慮する)の2種類があるが、本マスタープランにおいては、長期限界費用をベースとして考える。本マスタープランのオン・オフグリッドの判定における長期限界費用の算出方法は、グリッド延長の境界の村落における一世帯当たりの接続に要する投資費用および運営費用として計算している。

と、平均売電費用は4 Nu./kWhになるといわれている。ブータン国内で売電して得られる料金収入単価は、インドへ売電する場合よりも、約3 Nu./kWhも低くなっている。この現象の解消を、国際援助機関が強く要望するところである。

しかし、単純な経済効率性の追求は、他の政策目的との矛盾が生じる。Poverty Assessment Report を見ても、貧困の大部分は地方村落に存在している。自国の豊富な水力資源を利用して得られた富を、国民に直接的に再配分する方法として、低廉な電力供給によって行うというのが、ブータン政府の見解である。問題は、どの点をして、この二律背反的な政策課題の均衡点とみなすかである。

(4) 環境保全と地方電化

一般に、送配電線の敷設は、大きな環境破壊をもたらすものではない。ただ、電線の保護のために、送配電線路として、33 kV の送電線の場合には、左右 12 m が必要とされており、その間の樹木は伐採されることになる。しかし、電化による薪の使用量の減少は、人口の森林への負担を軽減することにつながり、環境保護の面からも、プラスの効果を兼ね備えている。ブータン国は、その豊かな森林資源の存在で、世界から注目されている国であり、環境の保護は、外交政策としても重要な意義を持っている。

問題は、保護すべき地域の境界線が未だ確定していないため、あらゆる地域で EIA を要求されうることである。また、薪の使用量と電化の関係、更には環境への影響との関係がはっきりしていない。森林保全の見地からも、電化がもたらす効果の算定が必要である。

13.11 情報通信網拡張整備の可能性と限界

(1) 情報通信網拡張整備の可能性と限界

ブータン国では “Gross National Happiness” の理念のもと、地方分権や地方開発を進めている。通信環境の整備が進まなければ中央と地方の情報格差は大きくなる一方であり、開発も特定の地域に偏ることになる。そのため、国民に等しく情報へのアクセスの機会を与えることが望まれる。従って、今後の情報通信網整備計画の立案に当たっては、経済性からの観点のみから判断するのではなく、公共性にも配慮する必要がある。

情報通信網拡張整備の可能性として、以下の4つの案が考えられる。

- 1) 案 1: 送電線網に限定して、光ファイバー架空地線 (OPGW) を敷設し、通常の電気通信交換局と接続する。地方自治体、特定企業、その他公共施設とは専用光ファイバー回線で接続する。
- 2) 案 2: 送電網の OPGW に加え、地方の各郡 (Gewog) まで送配電線を利用して光ファイバーの敷設を行う。
- 3) 案 3: 配電網全てに光ファイバーを配線し、グリッド内の村落まで配線する。
- 4) 案 4: 各地方の家庭まで光ファイバー網を敷設する。

ブータン通信公社では、2007 年末までにほぼ 100% の郡 (Gewog) に既存の通信網の延長を終える地方電話網拡張計画を進めている。その部分を現時点において光ファイバー技術で代替することは考えられていない。ブータン通信公社では光ファイバーを既存の

無線網による主要通信幹線の安定・大容量化と、2007年末までに敷設された地方電話網の将来的な置き換えに使いたいとしている。需要は郡センターやその周辺の教育機関や医療機関ではある程度見込まれるため、本マスタープランでは案2を採用する。

情報通信の需要については、次のものがある。

■ 顕在需要

すでに現実の需要としてあるが、未成熟であるものとして、

1. 電話通信
2. インターネット

■ 潜在需要

現在は存在しないが、今後の可能性があるものとして、

3. TV送信の代替としてインターネットでのTV・映画番組の配信
4. 遠隔医療・遠隔教育などの先進的な公共サービス
5. ネットバンキング・e-Commerceなどの先進的な民間サービス

などである。

1.と2.については地方行政の長に対する通信需要調査を行った。結果は表-13.11.1に示した。電話を有しているものは2割に満たず、電話がない場合、時には電話を使うために20 km以上の移動を強いられていることがわかる。

3.~5.については、特定の仮定を置いた想定を行う必要がある。3.については、BBSCの番組をVTRのコピーを配信しているケーブル会社に、インタビュー調査を行った。表-13.11.2に示すような結果が得られた。回答のあった9社のうち8社が興味を示したが、その支払い意思額はあまり大きくない。

4.の教育分野について、教育省ならびに地方の学校の教師に聞き取りを行い、期待される定性的な便益を明確にするとともに、通信環境の向上による便益を各Gewogで教師1名分の人件費と仮定して定量化を行った。また、医療分野については、保健省、ティンプーの総合病院であるJDWNR Hospital、地方の診療所での聞き取りを行い定性的な便益を明確にするとともに、情報通信網により、都市部にいる医師への相談や医療情報の収集が容易になることに注目し、月に1回の出張がなくなると仮定してそれに係る人件費等を便益と仮定して定量化した。期待される便益を含む各機関からのコメントは表-18.2.1に、想定される需要と便益は表-18.2.2に、定量化を行った結果は18.4節に示した。

表-13.11.1 地方行政の長に対する通信需要調査

Questionnaire

Outline Currently we are making a plan for rural Internet Communication System combined with power distribution. Please answer the questions below to help us identify the needs for rural telecommunication and the Internet.

		Answers			
		Geog	Gup	Average	
Q 1	Do you know the functions of the Internet? A very well aware of it b aware of it c vaguely aware of it d do not know	Q1 a b c d	20% 17% 33% 43%	12% 25% 28% 53%	16% 21% 31% 48%
Q 2	What is the current yearly budget for telecommunication, e.g telephone postage, messengers? Nu. year	Q2	3,504	5,763	4,633
Q 3.	Is telephone available in your office? Yes No	Q3	17%	18%	17%
Q 4	If not available how far do you have to travel to use it? km	Q4	24	20	22
Q 5	How often does your office need to use telephone per month? Times per month	Q5	7.9	318.	20
Q 6	In your Gweog, how do people communicate over a long distance at the time of emergency? a goto a nearest place to use STD % b goto a officer who has a walkie-talkie % c goto the destination in person %	Q6 a b c	53 12 39	37 5 58	45 8 48
Q 7	How often such emergency occurs for a typical villager? times per year	Q7	-	29	14
Q 8	If a telephone service is available at a gewog centre how much would a villager be willing to pay for it? a 50 Nu b 100 Nu c 150 Nu d 200 Nu e 250 Nu f 300 Nu g 400 Nu h More	Q8	194	99	147
Q 9	What function do you think the Internet would be very useful for? a electronic mails b data transfer C information search on the WEB	Q9 a b c	64% 43% 64%	64% 37% 67%	64% 40% 65%

JICA 調査団作成

表-13.11.2 ケーブル TV 会社インタビュー結果

No	Name Cable TV	Person Contacted	Interest in receiving Optical Fiber Broadcasting	No. Subscribers	Potential Customer Base	Price willing to Pay to pay in Nu	Cost of Tape From BBS
1	Sigma Cable Services	Rinzy Dorji	NO	600	1000	Own Dubbing	nil
2	Norling						
3	M/s Barjam Cables	Mr Phuntsho	YES	400	1000	Depends Customer	nil
4	Nidup Cables	Mr Tshering	YES	260	700	15000 per month	3000 (not directly)
5	Nakchung Cable						
6	M/S Cable Sat Club	Sonam W Tobgyel	YES	850	100 or 200 more	not sure	1500 (not directly)
7	M/s Tshela Cable Services	Karma Jurmi	YES	900 to 1000	not much Potential	4000	2000 (not directly)
8	M/s Tobgyel Sat Club	Kalden Jumptsho	YES	150-200	100	5000 to 10,000	2000 to300
9	M/s Khang Rung Cable	Tashi Dendup	YES	300	200	1000	1000

JICA 調査団作成

(2) 配電線利用による情報通信網整備計画の提言

配電網と合わせて整備される情報通信網は、現在ブータン通信公社が実施している地方電話網拡張計画による無線によるネットワークの、その次世代のネットワークとして、期待されている。地方への電話網は主に無線に依存しているが、無線による通信は、情報量が少なく、また、地形的・気象的な制約を受けやすいことが、情報通信網が期待されている大きな理由である。

情報通信網の整備を配電網と同時に進めることは、現在導入が進められている無線によるネットワークの耐用年数は 10 年とされていることを鑑みると、二重投資となる部分もある。しかしながら、情報通信網は将来の需要増に対応できる安定した通信回線であること、配電網と同時に整備を進めることで敷設費用を低減することができることなどから、情報通信省情報技術局からは早急な整備への期待が寄せられている。

前述の通り、ある程度の需要が想定される郡センターまでを、現時点での情報通信網整備の対象として提案した。これは配電網の整備と合わせて行う情報通信網である。この提案についての経済評価は 18 章で行う。

13.12 地方生活水準の分析

貧困の削減は Gross National Happiness を標榜するブータン政府にとって、重要な政策目標である。2000 年にブータン政府は、予備的な世帯所得・支出調査 (HIES2000) を実施した。これに続き、2003 年からブータン生活水準調査 (BLSS 2003) を実施し、所得・支出に加えて、住居、就業、健康、教育、公的施設へのアクセスなど広範囲な調査を実施している。

HIES2000 の調査の分析では、所得・支出に関する予備的な分析結果しか導き出すことはできなかったが、貧困水準を測るために 2 つの境界支出水準の導出を試みている。表

-13.12.1にあるように、食料貧困ラインと呼ばれる下限の貧困ラインは、一人当たり 612.1 Nu./月、所得貧困ラインと呼ばれる上限の貧困ラインでは一人当たり 748.1 Nu./月となっている。貧困ラインで分類すると、この時の調査では、農村人口の 29%が貧困層に属することになり、上限の貧困ラインで分析すると、農村人口の 41.3%が貧困層という結果が出ている。

表-13.12.1 ブータンにおける 2000 年時点の貧困水準

Item	Lower Poverty Line (Food Poverty Line)	Upper Poverty Line (Income Poverty Line)
Threshold Expenditure	612.1 Nu./capita/month	748.1 Nu./capita/month
Population Poor		
Urban	2.9 %	6.4%
Rural	29%	41.3%
Total	25.3%	36.3%
Poverty Gap	6.6%	11.1%

出典: Dpt. of Planning, Ministry of Finance, *Poverty Reduction Strategy Paper*, 2004

表-13.12.2にあるように HIES2000 の推計では国民の平均支出は 1,075 Nu./月であったが、BLSS2003 ではこの値が 1,728 Nu./月と大幅に上昇している。また、調査の目的のひとつは、貧困のプロファイルを明確にすることであったが、今の段階ではそれに関する分析結果の公表はされていない。しかしながら、この結果として、貧困層の割合が減少する可能性も有している。

表-13.12.2 HIES and BLSS による国民月当たり平均支出額

Area	HIES 2000 (Nu./Capita/month)	BLSS 2003 (Nu./Capita/month)
Bhutan	1,075	1,728
Urban	1,945	2,982
Rural	1,075	1,358

出典: RGoB, HIES 2000, draft BLSS 2003 report

BLSS2003 によれば、ブータン全体の失業率は 6.53%であるが、農村部での失業率は 2.32%である。

上記を用いて、マスタープランにおける貧困削減効果を検討する。

13.13 オプションスタディの方針

13.13.1 オプション-1 (全オングリッド)

全ての村落へ配電線をオングリッドで延長した場合を、オプション-1とした。オン・オフグリッドの経済判定に先立ち、全ての村落が配電線延長により電化された場合、どの程度のコストがかかり、配電線がブータン全土の中でどのように配置されるかのイメージをつかむことを目的としている。

13.13.2 オプション-2 (オフグリッド・太陽光調理用熱供給)

オングリッドによる電力供給能力と同等の電力供給能力を持つソーラーホームシステムで、オン・オフグリッドの判定を行った結果を、オプション-2とした。

ある村落の電化を、オングリッドで行うのかオフグリッドで行うのかを経済比較する場合、需要家が受ける便益、つまり受電電力を、オングリッドでもオフグリッドでも量・質ともに同等の条件で検討するのが最も分かりやすい。オングリッドの電力供給の場合、炊飯用の熱供給も、負荷に含まれる。これと同等の電力を供給できるソーラーホームシステムは、当然、照明を負荷の対象とする通常のシステムより大きな容量のものとなる。

このような大容量のソーラーホームシステムを用いた場合、オン・オフグリッドの判定結果がどのようになるかをつかむのが、オプション-2の目的である。

11.3.2節の表-11.3.3のパラメーターを基にシステム構築した場合、オプション-2で用いられるシステムの形状及び大きさは以下の通りとなる。

PV 最適動作電流 (I _{pm})	: 3.0 Amp 以上
PV モジュール容量 (約)	: 550 Wp
モジュール直列数	: 1 nos.
必要蓄電池容量 (深放電形)	: 450 Ah (10 時間率で 438 Ah 以上)
チャージ・コントローラ容量	: 40 Ah (34 Ah 以上、12VDC)
インバータ (正弦波)	: 1 kW (Out put 220 VAC、50Hz)
システム構築費	: US\$4,128

13.13.3 オプション-3 (オフグリッド小水力)

オプション-3は、オフグリッドの電源として、適用可能な地域に、小水力を採用するものである。この小水力発電による電化計画のコスト試算を行った。ここでは、小水力開発候補地について、オングリッドによる電化を行う場合と、小水力による電化を行う場合の経済性比較を行った。

(i) 開発地点・電化対象村落の選定および設備容量

小水力開発候補地点の選定は、既存調査による提案地点の他、1/50,000 地形図を基に選定した。また、開発規模 (Installed Capacity; kW) は、2020年時点における各村落別電力

需要（ピーク需要）予測結果に合わせ決定した。ただし、地形的に乾季の水力ポテンシャル（発電能力）が需要を満たさない場合は、電化対象村落を限定することとした。また、送電距離が著しく延長される場合についても、コストが高くなることから、電化対象村落を限定した。

(ii) 工事数量の概略設計

工事数量の積算については、既存調査による設計が行われている場合は、その数量を参考に、電力需要の見直し結果に見合う設備規模となるよう補正した。一方、既存調査が行われていない地点については、1/50,000 縮尺地形図を基に、落差、水路長、アクセス道路、運搬費、配電線延長などの工事数量を推定するとともに、各設備規模については、日本国の標準設計ガイドラインやブータン国の既設小水力発電所の建設事例、開発途上国で一般に建設されている小水力発電所の諸元などを参考に概略設計を行った。

工事の実施方法および取水堰・水路・ペンストック・水車等の形式選定については、国際的な基準に従った建設会社等による工事を行う場合と、住民参加型のコミュニティ小水力等のレベルの工事を行う場合の 2 ケースを考慮し、以下に示すオプションを考慮できるようにした。水車形式については、落差および使用水量から適正なタイプを選定するようにした。

表-13.13.1 工事実施方法と取水堰・水路・ペンストック・水車の形式

Type of Project (Construction)		Type of Penstock Pipe	
1	by Constructor	1	Steel Pipe
2	Community Participate	2	PVC Pipe
Type of Intake Weir		Type of Turbine	
1	Concrete Weir	1	Cross-Flow (Local made)
2	Tyrolean	2	Pelton (Imported)
3	Sand-bag	3	Turgo Impulse (Imported)
		4	Flancis (Imported)
		5	Reversed Pump (Imported)
		6	Pico-Hydro (Local made)
Type of Headrace Channel			
1	Bare Soil/Rock		
2	Concrete Open Channel		
3	Steel Pipe		
4	PVC Pipe		

JICA 調査団作成

なお、各発電所の設計使用流量は、取水地点（候補地）における乾期（1～4 月）平均流量とし、表-13.13.2 に示す DOE が全国 75 箇所の小河川で計測した乾期流量観測結果を基に作成した各県別乾期比流量（specific discharge; m³/sec/100km²）と、取水地点における流域面積(catchment area; km²)により算定した。

表-13.13.2 各県別乾期比流量

No.	Dzongkhag Name	Ave. Specific Discharge (m ³ /s/100km ²)	No.	Dzongkhag Name	Ave. Specific Discharge (m ³ /s/100km ²)
1	Thimphu	0.70	11	Bumthang	1.26
2	Chukha	0.85	12	Sarpang	1.28
3	Haa	1.04	13	Zhemgang	1.60
4	Paro	0.87	14	Trongsa	1.43
5	Samtse	1.75	15	Lhuntse	1.63
6	Tsirang	0.92	16	Mongar	1.12
7	Dagana	1.14	17	Penagatshe	1.19
8	Punakha	2.01	18	Samdrup Jongkhar	1.28
9	Gas	2.01	19	Trashigang	1.26
10	Wangduephodrang	1.30	20	Yangtse	1.91

Source: JICA Study Team (based on DOE Lean Discharge Obs.Data)

(iii) 工事費

工事費および材料の単価は、JICA 調査団が実施した 2004 年 10 月時点における工事単価調査結果と、UNDP/GEF による小水力 F/S 調査⁹ (2000 年) の工事単価をプライスエスカレーションした値を参考とした。また、建設資材等の輸送コストについては、ヘリコプター、トラック、馬・ロバ・ヤクなどの家畜、人力による輸送を考慮できるようにし、各県別の単価と距離により算定した。なお、送電線および LV 配電線の工事単価については、比較のためオプション-1 のグリッドの単価を用いた。

なお、今後、マスタープランの改訂作業やフィージビリティスタディ、詳細設計等を行う際には、これら工事費・単価の見直しが必要である。

小水力開発候補地の工事費および O&M コスト、グリッド延長との経済性比較の検討結果は、次章 (14 章) に示す。また、それぞれの基礎データおよび詳細な検討結果は、**Appendix C-II** に添付した。

⁹ Source: Oct.2000 Estimated Cost : "Bhutan Mini and Micro Hydropower Development Project, GEF, Nov.2000, ETC Energy/ENTEC.

第14章 マスタープラン策定の分析結果

14.1 地方電化マスタープランの全容

14.1.1 2020年までの計画

マスタープランの未電化村落のオングリッド・オフグリッドを決定した。オン・オフの評価プログラムを用いて、各村、あるいは分岐点ごとに、配電線を更に延長するかどうかを決めた。オン・オフは、オフグリッドの便益・費用の差を、グリッド延長の便益・費用と比較することで、判定した。

評価の結果、村の総計の1,716のうち1,267の村落が、グリッドに接続するほうが経済便益が大きいという評価となった。世帯数では、2020年の推計44,218総世帯数のうち39,085世帯がオングリッドという評価結果である¹。グリッド接続率は、村落ベースで73.8%、世帯ベースで88.4%である。表-14.1.1に県ごとのグリッド接続村落、世帯の分布、及び、電化コストを示す。また、図-14.1.1に村落のオン・オフ判定結果と配電線を図示する。さらに、県ごとのオン・オフグリッドの図を、Appendix C-III-2に示した。

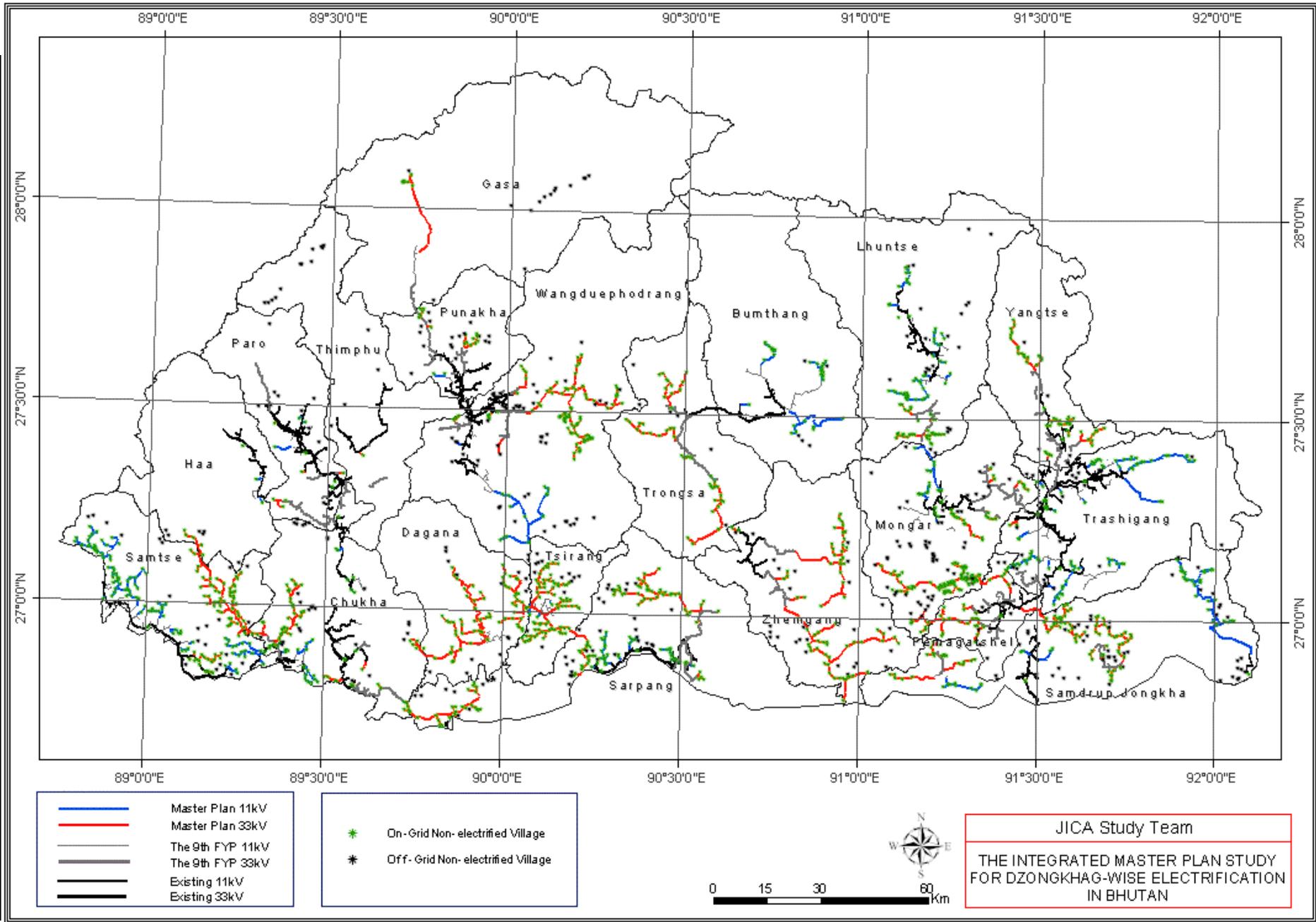
表-14.1.1 各県のオン・オフグリッドの村落・世帯数

Dzongkhag	Nos of Village			Nos of Household in 2020			Line Distance	Investment of Lines in On/Off-Grid Areas		
	On-Grid	Off-Grid	TOTAL	On-grid	Off-Grid	TOTAL	On-Grid (m)	On-grid (1000Nu.)	Off-Grid (by Solar) (1000Nu.)	TOTAL (1000Nu.)
Bumthang	30	5	35	653	28	681	64,454	64,605	624	65,229
Chukha	78	30	108	2,312	387	2,699	125,562	153,734	8,626	162,360
Dagana*	65	18	83	3,033	280	3,313	174,711	248,982	6,241	255,223
Gasa	7	14	21	243	233	476	32,039	30,255	5,193	35,448
Haa	10	5	15	302	100	402	24,389	26,472	2,229	28,701
Lhuntse	73	30	103	1,484	368	1,852	87,755	145,632	8,202	153,834
Mongar	126	57	183	3,044	642	3,686	174,019	292,221	14,309	306,530
Paro	11	11	22	142	92	234	17,874	14,182	2,051	16,232
Pemagatshel	26	7	33	595	48	643	55,273	71,311	1,070	72,381
Punakha	17	18	35	219	112	331	27,565	25,023	2,496	27,520
Samdrup Jongkhar	128	49	177	4,335	507	4,842	250,358	377,180	11,300	388,481
Samtse	160	21	181	6,193	348	6,541	300,488	351,573	7,756	359,330
Sarpang	123	39	162	3,791	555	4,346	198,443	258,053	12,370	270,423
Thimphu	1	15	16	16	141	157	1,482	1,604	3,143	4,747
Trashigang	82	23	105	2,471	192	2,663	133,197	219,653	4,279	223,932
Trashiyangtse	51	5	56	1,632	46	1,678	65,265	142,444	1,025	143,469
Trongsa	44	5	49	1,355	49	1,404	95,641	135,827	1,092	136,919
Tsirang	70	16	86	3,488	198	3,686	120,851	238,099	4,413	242,512
Wangduephodrang	102	53	155	1,844	461	2,305	195,975	206,563	10,275	216,838
Zhemgang	64	28	92	1,933	346	2,279	176,493	207,599	7,712	215,311
Total nos	1,268	449	1,717	39,085	5,133	44,218	2,321,837	3,211,010	114,407	3,325,417
Ratio (%)	73.8%	26.2%	100.0%	88.4%	11.6%	100.0%	66.0%	96.6%	3.4%	100.0%
in 1000 US\$								\$71,356	\$2,542	\$73,898

* Dagana data includes the villages connected with upgraded line from 6.6 to 33 kV, which were counted as one village. The concerned household is 545 in 2020.

JICA 調査団作成

1 ダガナ県の既存小水力発電所から2004年現在電力供給を受けている世帯が、調査団の予測では2020時点で545世帯となる。追加需要のため、この小水力による電力供給の6.6kV配電線を、本マスタープランで33kV配電線にアップグレードする計画とした。そこで、経済評価のため、この545世帯を1村と仮定し、未電化村落として計上した。したがって、ダガナの実際の未電化村落数は64、未電化世帯数は2,488である。同様に、全国では未電化村落数は1,716村、未電化世帯数43,673である。なお、プログラムの構造上、四捨五入が行われるため、2020年の予測未電化世帯数が、12章の需要予測値と若干異なっている。



JICA 調査団作成

図-14.1.1 ベースケースにおける配電網とオン・オフグリッド村落図

新設、あるいは張替え²が行われる配電線の距離は、2,322 km となる。オングリッドとなった配電線の内、環境保護地域内に建設されるのは、12.3%にあたる 286 km であった。この保護地域内については、裸線ではなく、森林の伐採幅を減じるために被覆線を用いた。このために生じたコストは、US\$0.6 百万であった。

なお、配電部分の電化コストは約 US\$71.4 百万、オフグリッド電化コストが約 US\$2.54 百万、合計約 US\$73.9 百万となっている。

14.1.2 系統解析結果からの課題

2020 年の計画案について、2020 年と 2025 年の需要予測を基に、MiPower による解析を行った。この結果、いくつかの配電線において、電圧上、配電線の延長では対応できない配電線が見つかった。このため、必要な対応策をとり、マスタープランへ反映させた。その具体的地域と対応策は、以下のとおりである。なお、2025 年の需要予測に基づいた系統解析も行っており、その時点における課題についてもあわせて記載した。

1) サムドゥップジョンカ県の Lauri、Serthing 郡

サムドゥップジョンカ県の Lauri、Serthing 郡については、タンガン県のカングラング変電所からカーリング発電所経由で 11 kV 配電線により供給する設計とした。この地域は周りを山脈に囲まれており、多数の尾根を伝ったルート設計とならざるを得なかった。また、変電所からの距離も 60 km に及ぶ内容となっている。

解析結果では、最大負荷時には、電圧降下は Lauri、Serthing 郡で 50%以上に及ぶことから、次の 3 案について検討を行った。

- a) 幹線部分を Dog とし、複数台の電圧調整器を設置する。
- b) 電圧を 11 kV から 33 kV に昇圧する。
- c) インドからの配電線により供給する。

その結果、配電線ルートが多数の尾根を伝っており、電圧調整器の設置が困難であることからインドからの配電線による供給を行うこととした。なお既設の配電線は Rabbit であるが電圧降下が 50%以上となるため、Wolf への張替えを行うとともに、電圧調整器を 1 台を設置する。なお、この場合でも、2025 年には電圧降下が 13%となるため、さらなる対策を講じる必要がある。

なお、この地域の負荷が大きく、配電線に与える影響が大きいことから、フィージビリティスタディ (F/S) の段階では、需給点の電圧を確認した上で、インドとの境界に電圧調整器の設置を行うなど設備設計を行う必要がある。

また、この場合、インドからの電力輸入となるので、独立電源の小水力による供給について、検討することが望ましい。これに関しては、14.4.3 節で詳細に記す。

2) サムツェ県の Namgyel Chholing 郡

サムツェ県の Namgyel Chholing 郡については、サムツェ変電所から供給する設計としている。しかし、設計では電圧が 50%以上低下することから、既設の幹線部分を Rabbit から Wolf あるいは Dog に張替えるとともに、2 台の電圧調整器を設置する計画とした。なお、こうした工事は、需要の増加を予測しながら、必要なタイミングで行うこととする。

3) サルパン県の Hiley 郡

2 ダガナ県、サムツェ県においては、需要増のために既存配電線の張替えが必要になる箇所を距離を含んでいる。

サルパン県の Hiley 郡にある Belkhola、Kharpani 周辺はゴレピュ変電所から供給する設計となっているが、末端の電圧降下が 15%程度となる。このため、電圧を補償するための電圧調整器の設置が必要となる。

4) ダガナ県の Tseza 郡

ダガナ県の Tseza 郡については、新規のゴシ変電所から、ダガナ水力発電所の電力を供給している既存 6.6 kV 配電線を経由しての延長となることから、既設設備については 33 kV に昇圧した。なお改良にともなう工事費も電化費用に含まれている。

5) サムツェ県の Bara、Tendu 郡

サムツェ県の 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が、インド側の線路特性や需要が不明であることから、今回の調査ではインドとの境界を起点として MiPower による潮流解析を行った。この結果からは、2020 年断面の需要では問題ないものの、2025 年時点では末端における電圧降下は 11%となり、何らかの対応をとる必要が生じる可能性がある。フィージビリティスタディ (F/S) の段階では、こうした状況を考慮しながら、需給点の電圧を確認した上で、設備設計を行う必要がある。

6) タシガン県の Sakteng 郡

タシガン県の Sakteng 郡は、末端の電圧降下が 18%程度となるため、需要の増加にあわせて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。しかし、該当する支線の費用は、11 kV 線で 39 百万 Nu.であるのに対し、33 kV 線では 45 百万 Nu.となる。よって、ここでは 11 kV を適用したが、F/S の段階で、技術的・経済的な点を総合し、再度検討を行うことが望ましい。

7) タシガン県の Kangpara 郡

タシガン県の Kangpara 郡は、末端の電圧降下が 15%程度となるため、需要の増加にあわせて電圧調整器を設置する。

8) サムツェ県の Tading 郡

サムツェ県の Tading 郡については、2020 年の予測需要では電圧降下は 10%程度であるが、2025 年では 12%程度となるため、何らかの対応が必要となる可能性がある。

本調査に関係する全てのフィーダについての系統解析結果を **Appendix B-II-1** に示す。なお、配電線末端の電圧降下については、カウンターパートと協議した結果、10%まで許容することとした。

また、**Appendix B-II-2** に各県毎の系統図を示す。この系統図は、本調査の中で、カウンターパートと共に、新たに作成したものである。

14.1.3 既設及び第9次5ヵ年計画フィーダの問題

配電系統の負荷変動による送電系統への影響については、配電線に連系する実際の負荷種別の調査が必要となるため、個別プロジェクトの詳細設計時に検討することが望まれる。

ブータンの送電系統は、インドの送電系統と 220 kV および 132 kV 送電線により連系しており、将来、400 kV 送電線で新規に連系する予定である。ブータンの配電系統において、配電線故障等の設備故障が発生した場合も、ブータン・インドの両送電系統の規模を考慮すると、送電系統に対する影響はないと思われる。しかし、詳細設計時には、送配電線の保護装置の設置についての詳細な検討が必要である。

本マスタープランによる送電用変電所の変圧器容量面への影響について、概略検討を行った。本検討では、送電用変圧器の負荷は、安全側に仮定し、フィーダ毎の負荷を単純に足し合わせて算出した。したがって、詳細設計時には、それぞれの送電用変電所について、フィーダ毎の不等率を確認し、必要な変圧器容量を詳細に検証することが望まれる。

今回の検討結果から、表-14.1.2 に示すように、4 箇所の送電用変電所について、変圧器容量を超過する可能性があることが分かった。特にチラン県で計画されている Dhajay 変電所の変圧器については、変圧器設置台数を増やす等の対策が必要となる可能性が高い。Appendix B-II-3 に、送電用変圧器の検討結果を示す。

表-14.1.2 本マスタープランによる送電用変圧器の容量超過の可能性のある変電所

県	変電所	電圧比	変圧器容量 (MVA)	負荷 (MVA)	率 (%)	備考
パロ	Olathang	66/11	5	5.2	104	既設
サムツェ	Gomtu	66/11	5	5.1	102	既設
	Samtse	66/11	3	3.3	110	現在工事中
チラン	Dhajay	66/33	2.5	7.3	292	将来計画

JICA 調査団作成

14.1.4 電力システムシステムマスタープラン(PSMP)へのフィードバック

(1) PSMP の高圧送変電設備

PSMP では、インドへの輸出用電力規模、国内需要地への電力供給の面から送変電設備の規模・設置場所などの基本計画を諸提案の比較検討の上決定している。詳細な送電線ルートと変電所位置は、各送電計画の実設計時に、アクセス・建設保守・環境を含めた現地踏査を基に、決定することになっている。

PSMP 計画では、2012 年までに、国内の主要需要地域への基幹高圧電力系統を完成させる計画であり、当調査団の需要想定結果からも、この計画は妥当なものであると判断される。

PSMP による新変電所建設計画は下記の通りである。

表-14.1.3 PSMP による新変電所建設計画

県	新設変電所	電圧 (kV)	運転開始予定
ブータン	Jakar (Gorpang)	66/33/11	第 9 次 5 カ年計画
チュカ	Malbase	400/220	第 9 次 5 カ年計画
ダガナ	Goshi (Dagapel)	66/33	第 9 次 5 カ年計画
ルンツェ	Tangmachhu	132/33	第 9 次 5 カ年計画
サルパン	Chowabari	132/33	第 10 次 5 カ年計画
サルパン	Sarpang	400/132/66	第 10 次 5 カ年計画
ティンブー	Jemina	66/33	第 9 次 5 カ年計画
ティンブー	Pangrizampa	66/33	第 9 次 5 カ年計画
ティンブー	Motithang	66/33	第 9 次 5 カ年計画
トンサ	Trongsa	33/11	第 9 次 5 カ年計画
トンサ	Mangdechhu	132/33	第 9 次 5 カ年計画
チラン	Dhajay (Damohu)	220/66	第 10 次 5 カ年計画

出典: DOE and BPC

一方、2012 年には、Punatsangchhu-I 発電所の運転開始に伴う同発電所から、インド向け 400 kV 送電系統が、国境の Sarpang 新設変電所 (400/132/33 kV) を経由して建設されることになる。これにより、Sarpang 変電所を中継点とした国内の東西両電力系統の連系が、形成されることになる。Sarpang 変電所からの国内送電系統は 132 kV であり、送電容量に限度があるが計画需要地への電力供給が確保される。PSMP は、インドの系統を通じた連系は、現在でも稼動しているという理由で、新たな東西連系線を提言していない。しかしながら DOE には、国内でのループ連系線の計画がある。この計画が実現すれば国内電力供給の信頼性が一段と増すことになる。

(2) 地方電化計画マスタープランの配電系統と高圧線への影響

配電系統の負荷変動の送電系統への影響は、配電系統内の負荷種別により左右される。配電系統の個別計画の詳細設計時に、開発地域需要の環境状況に応じて、詳細に検討することが必要である。また、新設配電系統の設計に際しては、送配電線の保護装置の設置には慎重な配慮が必要である。

ただし、ブータンの電力系統は 132 kV、220 kV(既設)および 400 kV(2007 年)送電線によりインドの大規模電力系統と連系している。したがって、ブータンの配電系統において負荷の変動や設備故障が発生しても、連系送電系統に深刻な影響は与えない。

(3) 新設増設工業団地への対応

PSMP では新・増設の工業負荷への対応が明確ではなく、また新工業団地の実現にはネガティブである。当調査団の需要予測において、高成長シナリオでは新増設工場負荷を申請・承認通りに、標準成長シナリオでは 70% 負荷を計画より 5 年遅れで想定した。標準シナリオでは問題ないが、高成長シナリオでは、サルパン県の新設工場負荷への国内からの供給が不足する危惧があるが DOE はこの工業団地への供給送電線を考慮中である。いずれにしても、大規模工業負荷への電力は当該工場に至近の中・高圧変電所からの専用フィーダにて供給することになる。

14.1.5 オングリッド電化の優先順位

2020年の最終的な電力供給システムを構築するにあたり、具体的にどの未電化村落を、2007-2012年の第10次5カ年計画、2012-2017年の第11次5カ年計画、及び、2017-2020年のどの時期に電化していくかを決定しなければならない。これを決定するにあたり、13.2

節で述べたとおり、以下の事項を評価し、判断基準とした。

- 経済評価
- 対象村落と既存道路の近接度

なお、当初予定していた、「対象村落の電化実現に対する貢献準備度および優先開発セクター」による評価は、13.2 節で述べたように、参考としてのみ評価を行った。これに関して、GIS 上に、村落貢献度を 5 段階に分けて図化を行い、電化優先順位の検討を行っている。村落貢献度の図化の方法として、貢献度の点数順に村落を 20% ずつ区切り、5 段階に分けた。結果を、Appendix B-IV-2 に図示する。

a) 経済評価による優先順位

経済評価による優先順位付けは、フィーダ単位で行った。各々の村落ごとに経済評価をすることも、技術的には可能である。しかし、村落ごとの個別評価は、全体的な経済効率の評価とは、乖離したものとなる。これは、オン・オフグリッドの方法論でも詳述しているように、ネットワークベースの互いの繋がりが、経済性と密接に関連しているためである。したがって、全体評価との整合性のとれるフィーダ単位で、経済評価とそれによる優先順位付けを行った。結果は 15 章に示す。

b) 道路整備からくる優先順位

村落が既設道路に近いほど、機材の運搬および工事の実施において、コストおよび作業量が低減される。また、道路の整備された地域に電力を供給することは、当該地域の経済発展に大きく寄与する。このため、入手できた既設および新設道路の情報をもとに、優先順位が高いと考えられる地域を選定した。

選定地域は以下のとおりである。

表-14.1.4 既存道路による優先電化地域

県	地域
サムツェ	a) Tendu 郡の Chargarey および Jhatey
チラン	a) Tsiurangtoe 郡の Kapasing から Patala 郡の Tharey の地域 b) Dungleang 郡の Khorsary から Lhamoilum の地域 c) ダジャイ変電所から供給するチランの Beteni 郡からサルパンの Hiley、Senge 郡にわたる地域全般
ウォンデュボダン	a) Bjnea 郡の Whalka、Nyisho 郡の Rachowa、Dangchu 郡の Nobding、Tabeding、Phobji 郡の Taphu、Chimulo を結ぶ地域 b) Daga 郡の Jetshokha
ブムタン	a) Tang 郡の Sarmith から Tandingang の地域 b) Ura 郡の Tangshibi 周辺
トンサ	a) Tangsibji 郡の Lower Tashi から Umdong の地域 b) Langthil 郡の Thrisar から Pangzor の地域
モンガル	a) Tsakaling 郡の Takhambi 周辺 b) Mongar 郡の Dukulung から Upper Yakpogang の地域
サムドゥツプ ジョンカ	a) Dechhenling 郡の Dungphu Goenpa から Dechhenling の地域

JICA 調査団作成

これらを、Appendix B-IV-1 に図示した。なお、これらの地域の多くは、すでに経済評価による高い優先フィーダに含まれていた。表-14.1.4 のうち、太字で示した箇所は、経済

評価では第 11 次 5 ヶ年計画の実施とされたが、優先化により第 10 次 5 ヶ年計画の実施とした。詳細は 16 章で述べる。

14.2 オプションスタディー

14.2.1 オプション-1 (全オングリッド)

全ての村落をオングリッドとした場合を仮定した計画を、オプション-1 とし、ベースケースとコスト差を比較すべく、検討した。オプション-1 のコストと概要を、表-14.2.1 に示す。投資額は、US\$91.4 百万と算出された。ベースケースのオフグリッド投資額は US\$2.54 百万であったが、オプション-1 で全て配電線延長とすると、US\$20 百万となる。この差額 US\$17.4 百万が、ベースケースからオプション-1 とした場合に必要となる額である。

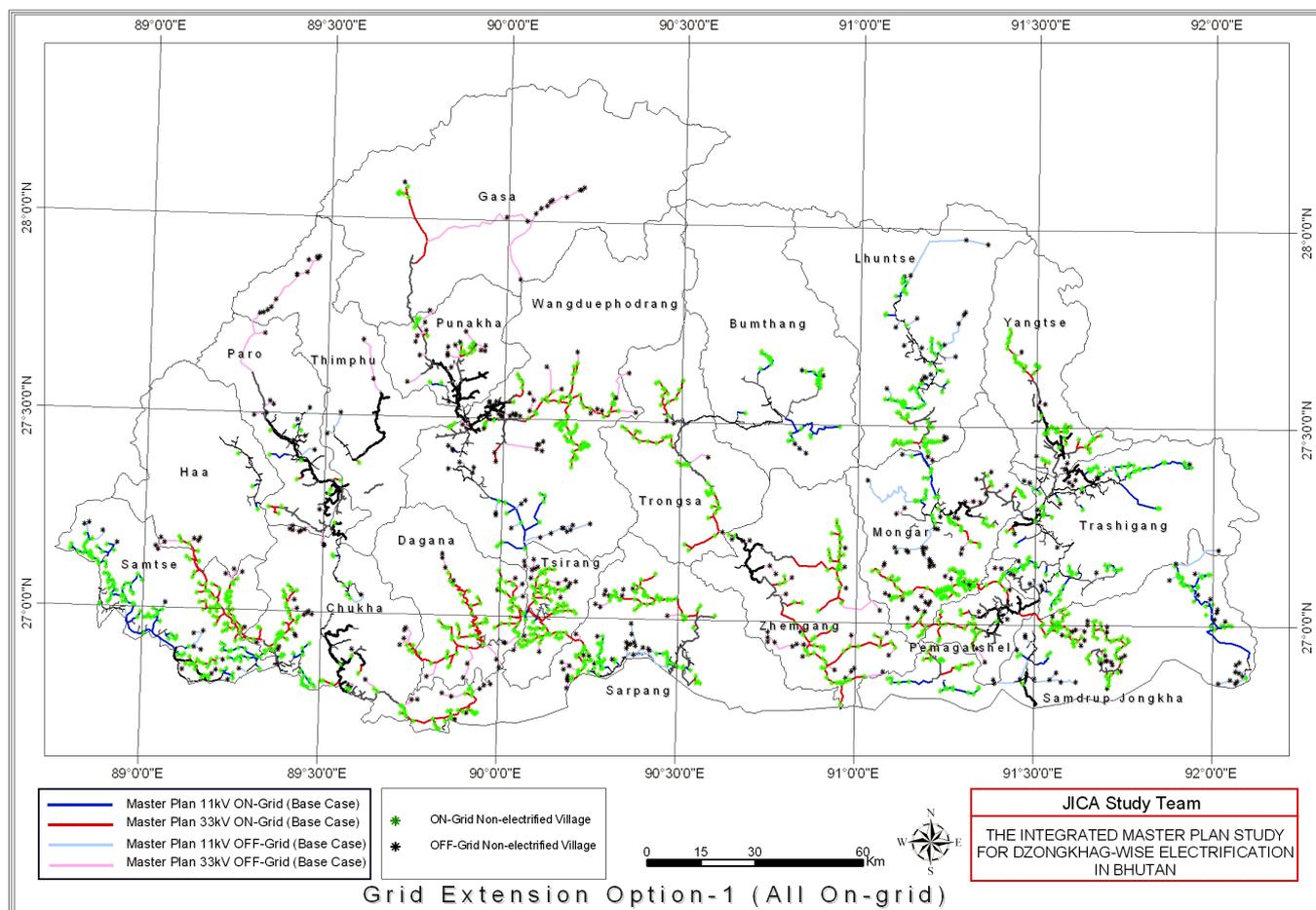
また、この場合の配電線延長計画の全国図を、図-14.2.1 に示す。

表-14.2.1 オプション-1 の世帯数、村落、距離、コスト

Dzongkhag	Nos of Village	Nos of Household in 2020	Line Distance in On/Off-Grid Areas			Investment of Lines in On/Off-Grid Areas		
			On-Grid in Base Case (m)	Off-Grid in Base Case (m)	TOTAL (m)	On-grid in Base case (1000Nu.)	Off-Grid in Base Case (1000Nu.)	TOTAL (1000Nu.)
Bumthang	35	681	64,454	9,607	74,061	64,605	6,245	70,850
Chukha	108	2,699	125,562	63,017	188,579	153,734	46,799	200,533
Dagana*	83	3,313	174,711	55,601	230,312	248,982	47,218	296,199
Gasa	21	476	32,039	95,884	127,923	30,255	62,971	93,225
Haa	15	402	24,389	13,201	37,590	26,472	11,272	37,744
Lhuntse	103	1,852	87,755	88,012	175,767	145,632	81,160	226,792
Mongar	183	3,686	174,019	138,509	312,528	292,221	124,957	417,178
Paro	22	234	17,874	40,360	58,234	14,182	23,940	38,122
Pemagatshel	33	643	55,273	16,505	71,778	71,311	12,859	84,170
Punakha	35	331	27,565	40,935	68,501	25,023	28,097	53,120
Samdrup Jongkhar	177	4,842	250,358	98,723	348,942	377,180	79,001	456,181
Samtse	181	6,541	300,488	62,601	354,232	351,573	37,056	388,629
Sarpang	162	4,346	198,443	96,969	295,412	258,053	61,957	320,010
Thimphu	16	157	1,482	64,701	66,183	1,604	40,329	41,933
Trashigang	105	2,663	133,197	46,416	179,613	219,653	37,388	257,040
Trashigang Yangtse	56	1,678	65,265	9,848	75,113	142,444	9,571	152,014
Trongsa	49	1,404	95,641	9,455	105,096	135,827	8,410	144,237
Tsirang	86	3,686	120,851	36,508	157,359	238,099	29,186	267,285
Wangduephodrang	155	2,305	195,975	125,208	321,183	206,563	88,723	295,285
Zhemgang	92	2,279	176,493	82,981	259,475	207,599	63,914	271,513
Total nos	1717	44,218	2,321,837	1,195,040	3,507,880	3,211,010	901,052	4,112,063
Ratio (%)	100.0%	100.0%	66.2%	34.1%	100.0%	78.1%	21.9%	100.0%
in 1000 US\$						\$71,356	\$20,023	\$91,379

* Dagana data includes the villages connected with upgraded line from 6.6 to 33 kV, which were counted as one village. The concerned household is 545 in 2020.

JICA 調査団作成



JICA 調査団作成

図-14.2.1 オプション-1 全オングリッド 全国図

14.2.2 オプション-2 (調理熱源を含む太陽光)

オプション-2 では、550 Wp の出力をもつソーラーパネルのソーラーホームシステム (SHS) を検討する。これは、照明だけでなく、炊飯器など調理のための電力ニーズをまかなう仕様で、設計したものである。その目的は、グリッド接続と同等の効用をもたらすオフグリッドの代替案として比較するためである。とはいえ、グリッドとは異なり、炊飯器以外の電気器具の使用には、大きな制約が伴っている。SHS の規模を大きくしてもスケールメリットはなく、投資コストは大きくなる。このため、経済便益は全く同じとは言えず、消費者余剰の算定を特別に行う必要がある。

この大型の SHS を代替案としたオン・オフグリッド判定の結果を、表-14.2.2 に示す。2020 年の世帯数 44,218 のうち、99.1%に匹敵する 43,803 世帯がオングリッドとなる。大型 SHS の経済性が良いと判定したのは、415 世帯、82 村落であった。オプション-2 のグリッドへの投資は、合計で US\$88.1 百万となる。オプション-1 の全オングリッドとした場合との投資額の差は US\$3.3 百万である。

表-14.2.2 大型ソーラーホームシステムをオフグリッド電源としたオン・オフ判定結果

Dzongkhag	Nos of Village			Nos of Household in 2020			Line Distance	Investment			
	On-Grid	Off-Grid	TOTAL	On-grid	Off-Grid	TOTAL	On-Grid (m)	On-grid (1000Nu.)	Off-grid by Solar	TOTAL (1000Nu.)	
Bumthang	34	1	35	678	3	681	71,368	69,674	637	70,311	
Chukha	107	1	108	2,692	7	2,699	188,215	200,343	1,486	201,828	
Dagana	78	5	83	3,239	74	3,313	202,418	276,011	15,706	291,717	
Gasa	19	2	21	462	14	476	98,624	78,166	2,971	81,138	
Haa	15	0	15	402	0	402	37,590	37,859	0	37,859	
Lhuntse	97	6	103	1,787	65	1,852	125,404	189,092	13,796	202,889	
Mongar	173	10	183	3,643	43	3,686	291,680	403,289	9,127	412,415	
Paro	18	4	22	230	4	234	53,937	36,134	849	36,983	
Pemagatshel	30	3	33	631	12	643	63,695	78,595	2,547	81,142	
Punakha	27	8	35	312	19	331	46,335	39,914	4,033	43,947	
Samdrup Jongkhar	171	6	177	4,811	31	4,842	329,227	406,896	6,580	413,476	
Samtse	181	0	181	6,541	0	6,541	352,060	382,688	0	382,688	
Sarpang	160	2	162	4,336	10	4,346	288,655	316,964	2,122	319,086	
Thimphu	13	3	16	146	11	157	44,894	31,731	2,335	34,065	
Trashigang	98	7	105	2,624	39	2,663	155,614	234,676	8,278	242,954	
TrashiYangtse	55	1	56	1,677	1	1,678	73,360	150,734	212	150,946	
Trongsa	49	0	49	1,404	0	1,404	105,096	144,900	0	144,900	
Tsirang	84	2	86	3,670	16	3,686	150,953	263,215	3,396	266,611	
Wangduephodrang	139	16	155	2,259	46	2,305	280,186	271,161	9,763	280,924	
Zhemgang	87	5	92	2,259	20	2,279	243,674	262,239	4,245	266,484	
Total nos	1635	82	1717	43,803	415	44,218	3,202,985	3,874,281	88,083	3,962,363	
Ratio (%)	95.2%	4.8%	100.0%	99.1%	0.9%	100.0%	91.3%	97.8%	2.2%	100.0%	
in 1000 US\$								\$86,095	\$1,957	\$88,053	

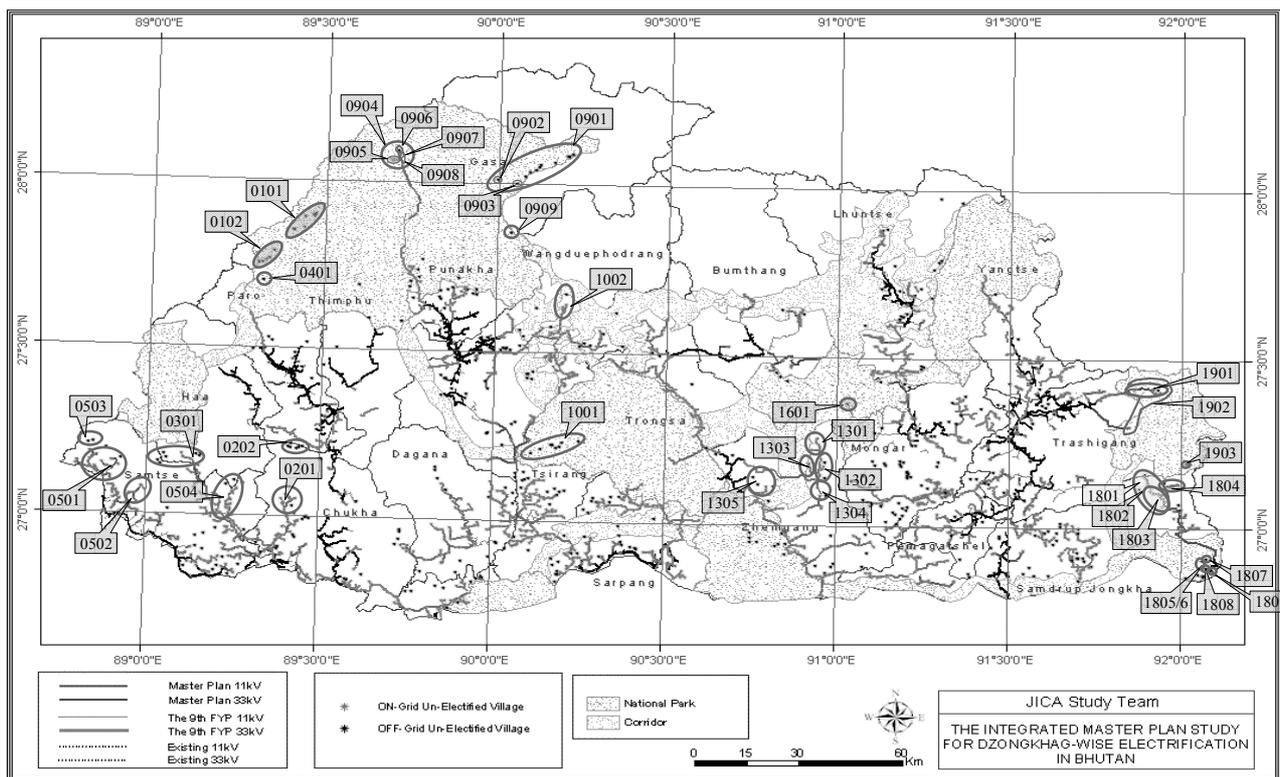
Dagana does not include existing villages connected to the upgraded line from 6.6 to 33 kV

JICA 調査団作成

14.2.3 オプション-3 (小水力)

図 14.2.2 に示した 39 箇所 (スキーム) の小水力発電候補地について、オフグリッド小水力による電化計画 (オプション-3) を机上検討し、オングリッド電化計画との経済性評価を行った。

なお、机上検討では、同一の地域を対象とした小水力候補地点の比較 (Alternative) 検討も行っており、表-14.2.3 には、Alternative 検討の結果も含まれている。したがって、地域的には、計 28 地域の小水力計画を検討したことになる。小水力発電計画とグリッド延長計画の経済性比較の概要は、以下のとおりである。



JICA 調査団作成

図-14.2.2 オフグリッド小水力(オプション-3)の机上検討地点の位置図

表-14.2.3 に示すように、2020 年時点における便益－費用 (B-C) による経済性比較の結果、机上検討した小水力発電 39 計画のうち、Lingshi (Thimphu)、Jangotang (Thimphu)、Laya (Gasa)、Sengor³ (Mongar)および Khelphu (Trashigang)の 5 地点がグリッド延長よりも経済的であるとの結果となった。

配電コストおよび便益については、電化対象地域内では、小水力もグリッド延長も同じ値を用いた。このため、小水力発電所の建設コストが、対象地域までのグリッド (MV 線) 延長のコストを下回らない限り、経済性がグリッド延長よりも優位とならない。つまり、既設または第 9 次 5 カ年計画で実施予定の送配電線からの距離が長い、遠隔地域が候補地となることが示された。

また、ブータン国のナショナルグリッドは、電源が、ほぼ全て大型水力発電により賄われており、他国のケースのように、火力代替のコストを含む経済性比較を行う場合に比べ、小水力発電の経済性は、相対的に低くなることが示されている。

上記 5 計画の内、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。一方、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。

³ Sengor 地点は、UNDP/GEF による 100 kW 小水力発電プロジェクトの実施が決定し、2006 年末完成予定。

なお、本マスタープランで検討した小水力発電計画は、1/50,000 縮尺地形図を基にした机上検討である。このため、有望な地点については、より詳細な現地調査（地形測量、地質踏査）や水文調査（水位計の設置、流量観測、雨量観測）を行う必要がある。

また、本調査で積算した建設コストについては、概略設計を基に算出した値である。このため、実施にあたっては、単価などのアップデートとともに、上述の測量地形図や水文データなどを基に、より詳細な設計を行う必要がある。

ブータン国では、多くの既設小水力発電所において、急激な電力需要増大により設備の電力供給容量不足が生じている。このため、小水力発電所の計画に当たっては、需要想定を慎重に行うとともに、設備計画も十分な余裕をもって設計する必要がある。また、将来需要が増大した場合に、増設・拡張などの対応が容易な設計とすることが望ましい。

小水力発電では運営・維持管理が重要である。このため、本報告書中でも提案した実施・運営・維持管理のための組織体制などを参考に組織強化を行う必要がある。

また、運営・維持管理については、DOE/BPC/NGO などからの技術的支援を受けながらも、基本的には村落／住民により行われることが望ましい。住民による運営・維持管理を容易に行うためにも、計画・建設の段階から住民の参加が望まれる。

各小水力候補地点の詳細な検討結果は、**Appendix C-II** に示した。

表-14.2.3 小水力(オプション-3)とグリッド延長の経済性比較結果

Sch. No.	Area No.	Dzongkhag	MHP ID	Name of MHP	Installed Capacity (kW)	Micro Hydro Power Scheme										Grid Extension (for Comparison)							Comparison		
						Projected Total HH (2020) (HH)	Total Investment Cost (MHP) (US\$)	Unit Cost US\$/kW (US\$/kW)	Unit Cost US\$/HH (US\$/HH)	Annualized Investment Cost (MHP) (US\$/year)	Annual O&M Cost (MHP) (US\$/year)	Annual Economic Benefit (2020) (US\$/year)	Annualized B-C (2020) (US\$/year)	(B-C)/HH (2020) (US\$/vr/HH)	EIRR for 30 years (MHP) (%)	Rank by EIRR w/o Alt.	Project-ed Total HH (2020) (HH)	Total Investment Cost (Grid) (US\$)	Unit Cost US\$/HH (US\$/HH)	Annualized Investment Cost (Grid) (US\$/year)	Annual O&M Cost (Grid) (US\$/year)	Annual Economic Benefit (2020) (US\$/year)		Annualized B-C (2020) (US\$/year)	(B-C)/HH (2020) (US\$/vr/HH)
1	1	Thimphu	0101	Lingzhi (Nogang Chu)	160	87	784,000	4,900	9,047	94,000	12,000	76,006	-29,994	-346	6.0%	14	135	637,744	4,716	98,000	58,000	109,000	-47,000	-348	MHP
2	2	Thimphu	0102	Jangthang	60	32	311,000	5,183	9,571	38,000	6,000	26,698	-17,302	-532	3.6%	17	49	272,902	5,618	51,000	23,000	33,000	-41,000	-844	MHP
3	3	Chukha	0201	Metapkha	530	395	2,002,000	3,777	5,070	224,000	36,000	249,847	-10,153	-26	9.0%	5	395	594,572	1,506	75,000	72,000	250,000	103,000	261	GRID
4	4	Chukha	0202	Papali	80	55	459,000	5,738	8,294	51,000	8,000	24,489	-34,511	-624	0.6%	20	55	150,438	2,718	17,000	13,000	24,000	-6,000	-108	GRID
5	5	Haa	0301	Sangbay	460	369	2,213,000	4,811	5,998	247,000	38,000	188,381	-96,619	-262	5.7%	15	369	667,031	1,808	94,000	64,000	188,000	30,000	81	GRID
6	6	Paro	0401	Yaksa	26	16	370,000	14,231	23,009	45,000	8,000	6,669	-46,331	-2,881	Error	X	32	120,327	3,741	54,000	9,000	13,000	-50,000	-1,555	GRID
7	7	Samtse	0501	Upper Tendu	1,120	943	3,376,000	3,014	3,578	379,000	65,000	518,156	74,156	79	10.4%	4	943	979,056	1,038	119,000	141,000	518,000	258,000	273	GRID
8	8	Samtse	0502	Majuwa (Namgyeltcholing)	230	212	931,000	4,048	4,384	105,000	17,000	87,945	-34,055	-160	5.4%	16	212	258,040	1,215	30,000	29,390	87,945	28,555	134	GRID
9	9	Samtse	0503	Chingu (Bara upper)	70	76	260,000	3,714	3,428	33,000	6,000	31,260	-7,740	-102	7.3%	10	112	116,169	1,035	19,000	13,000	46,000	14,000	125	GRID
10	10	Samtse	0504	Denchhukha	1,140	997	4,385,000	3,846	4,400	490,000	77,000	526,333	-40,667	-41	8.3%	8	997	1,388,390	1,393	174,000	156,000	526,000	196,000	197	GRID
11	11	Gasa	0901	Lunana (all)	270	191	1,587,000	5,878	8,317	178,000	25,000	117,844	-85,156	-446	3.5%	18	205	992,493	4,835	118,000	80,000	124,000	-74,000	-360	GRID
12		Gasa	0902	Lunana [Alt-1] (Wache)	20	14	156,000	7,800	10,791	20,000	3,000	5,835	-17,165	-1,187	-5.7%		205	992,493	4,835	118,000	80,000	124,000	-74,000	-360	GRID
13		Gasa	0903	Lunana [Alt-2] (Thega)	20	14	151,000	7,550	10,446	19,000	2,000	5,835	-15,165	-1,049	-3.1%		205	992,493	4,835	118,000	80,000	124,000	-74,000	-360	GRID
14	12	Gasa	0904	Laya (Oneme Tsa)	350	259	976,000	2,789	3,772	118,000	21,000	170,069	31,069	120	12.0%	1	259	584,088	2,257	80,000	58,000	170,000	32,000	124	GRID
15		Gasa	0905	Laya [Alt-1] (Oneme Tsa)	250	191	672,000	2,688	3,522	82,000	14,000	127,845	31,845	167	13.2%		259	584,088	2,257	80,000	58,000	170,000	32,000	124	MHP
16		Gasa	0906	Laya [Alt-2] (Geza)	22	16	146,000	6,636	9,182	18,000	2,000	6,669	-13,331	-838	-1.9%		259	584,088	2,257	80,000	58,000	170,000	32,000	124	GRID
17		Gasa	0907	Laya [Alt-3] (Lung-go)	60	40	283,000	4,717	6,992	35,000	4,000	27,522	-11,478	-284	5.6%		259	584,088	2,257	80,000	58,000	170,000	32,000	124	GRID
18		Gasa	0908	Laya [Alt-4] (Samchucheng Chu)	100	68	387,000	3,870	5,696	47,000	8,000	42,223	-12,777	-188	6.3%		259	584,088	2,257	80,000	58,000	170,000	32,000	124	GRID
19	13	Gasa	0909	Uesuna (Isuna)	12	7	192,000	16,000	26,564	23,000	4,000	2,918	-24,082	-3,332	Error	X	213	1,249,052	5,878	147,000	100,000	127,000	-120,000	-565	GRID
20	14	Wangduephod rang	1001	Phari Chu	120	77	891,000	7,425	11,599	99,000	14,000	36,474	-76,526	-996	-1.7%	22	77	358,894	4,672	41,000	31,000	36,000	-36,000	-469	GRID
21	15	Wangduephod rang	1002	Tara	290	152	1,227,000	4,231	8,057	137,000	16,000	141,929	-11,071	-73	7.2%	11	152	357,942	2,350	41,000	42,000	142,000	59,000	387	GRID
22	16	Zhemgang	1301	Zhemgang Shingkar	510	330	1,694,000	3,322	5,131	189,000	27,000	286,570	70,570	214	11.2%	2	674	1,440,436	2,136	170,000	159,000	548,000	219,000	325	GRID
23	17	Zhemgang	1302	Khomshar	370	255	1,588,000	4,292	6,237	178,000	22,000	179,904	-20,096	-79	7.4%	9	393	980,951	2,495	114,000	94,000	285,000	77,000	196	GRID
24	18	Zhemgang	1303	Nimshong (Nimjong)	150	85	467,000	3,113	5,472	58,000	10,000	75,051	7,051	83	11.2%	3	214	622,176	2,907	71,000	60,000	173,000	42,000	196	GRID
25	19	Zhemgang	1304	Phulabi	75	39	282,000	3,760	7,199	36,000	6,000	21,053	-20,947	-535	2.3%	19	243	745,717	3,063	85,000	70,000	194,000	39,000	160	GRID
26	20	Zhemgang	1305	Nyakhar	190	98	698,000	3,674	7,127	86,000	14,000	73,279	-26,721	-273	6.1%	13	227	521,275	2,300	59,000	54,000	171,000	58,000	256	GRID
27	21	Mongar	1601	Sengor	90	68	474,000	5,267	6,986	53,000	6,000	63,112	4,112	61	8.7%	7	68	522,397	7,699	58,000	42,000	63,000	-37,000	-545	MHP
28	22	Samdrup Jongkhar	1801	Shingkar-Lauri (All)	910	729	4,408,000	4,844	6,048	488,000	55,000	425,120	-117,880	-162	6.9%	12	729	1,155,047	1,585	217,000	117,000	425,000	91,000	125	GRID
29		Samdrup Jongkhar	1802	Shingkar - Lauri [Alt-1]	540	421	2,325,000	4,306	5,518	258,000	31,000	221,373	-67,627	-161	7.1%		421	652,990	1,550	152,000	61,000	221,000	8,000	19	GRID
30		Samdrup Jongkhar	1803	Lauri [Alt-2]	720	569	3,052,000	4,239	5,365	339,000	39,000	348,420	-29,580	-52	8.6%		569	833,911	1,466	180,000	91,000	348,000	77,000	135	GRID
31		Samdrup Jongkhar	1804	Zangthi [Alt-3]	360	283	2,221,000	6,169	7,846	246,000	23,000	193,327	-75,673	-267	5.5%		295	534,121	1,809	145,000	53,000	198,000	0	0	GRID
32	23	Samdrup Jongkhar	1805	Leishing Ri U/S	42	24	294,000	7,000	12,059	38,000	4,000	12,819	-29,181	-1,197	-1.6%	21	47	156,263	3,296	18,000	11,000	22,000	-7,000	-148	GRID
33		Samdrup Jongkhar	1806	Leishing Ri [Alt-1]	16	11	168,000	10,500	15,505	22,000	3,000	4,585	-20,415	-1,884	-9.3%		34	100,449	2,967	11,000	7,000	14,000	-4,000	-118	GRID
34	24	Samdrup Jongkhar	1807	Chhukarpo Ri D/S (Daldalay)	16	12	137,000	8,563	11,239	18,000	2,000	5,002	-14,998	-1,230	-4.3%	25	60	187,315	3,143	21,000	13,000	27,000	-7,000	-117	GRID
35	25	Samdrup Jongkhar	1808	Chhukarpo Ri U/S (Augotar)	28	14	177,000	6,321	13,068	22,000	3,000	8,234	-16,766	-1,238	-2.5%	24	47	156,263	3,296	18,000	11,000	22,000	-7,000	-148	GRID
36	26	Samdrup Jongkhar	1809	Leishing Ri Tributary	18	14	155,000	8,611	11,444	19,000	3,000	5,418	-16,582	-1,224	-7.0%	26	23	71,823	3,119	8,000	5,000	9,000	-4,000	-174	GRID
37	27	Trashigang	1901	Sakten	500	363	2,469,000	4,938	6,806	274,000	27,000	308,736	7,736	21	8.9%	6	363	451,085	1,243	71,000	73,000	309,000	165,000	455	GRID
38		Trashigang	1902	Sakten - Merak [Alt-1]	890	669	4,616,000	5,187	6,896	510,000	54,000	581,503	17,503	26	8.7%		669	1,099,183	1,642	144,000	148,000	582,000	290,000	433	GRID
39	28	Trashigang	1903	Khelphu	32	18	247,000	7,719	13,811	30,000	3,000	9,901	-23,099	-1,292	-2.4%	23	18	271,937	15,206	31,000	16,000	10,000	-37,000	-2,069	MHP

Source: JICA Study Team
 Note: "Error" in EIRR is large negative value of EIRR.
 JICA 調査団作成

Average = 6,436 9,430
 Average (w/o negative EIRR project) = 4,993 6,495

2.1%
 7.8% Average (w/o negative EIRR project) = 2,428

Average = 3,694

14.3 事業費積算

14.3.1 オングリッド配電設備の工事数量と概算事業費

GIS データと経済計算結果を基に、配電設備概算数量及び概算事業費の算出を行った。以下にこれらの概要を示す。本計画で作成された配電設備工事数量は表-14.3.1 の通りである。また、各県別配電線工事数量の県別の詳細は Appendix C-III-2 に示す。

内訳は、33 kV が約 1,527 km、11 kV が約 795 km である。環境保護地区に使用する被覆電線は、全体の約 12.3%にあたる 286 km に使用する計画となっている。また約 2,900 カ所に配電用変電設備を設置する計画である。

表-14.3.1 配電設備の工事数量

(1)	New medium voltage distribution line	Unit	Quantity
	33kV	km	1,527
	11kV	km	795
	6.6kV	km	0
	Total	km	2,322
(2)	Pole mounted transformer		
	33/0.4-0.23kV	Nos.	2,020
		kVA	51,687
	11/0.4-0.23kV	Nos.	896
		kVA	22,386
	6.6/0.4-0.23kV	Nos.	0
		kVA	0
	Total	Nos.	2,916
		kVA	74,073
(3)	Transformer for voltage compensation		
	33/6.6kV	Nos.	0
		kVA	0
	11/11kV	Nos.	5
		kVA	10,000
(4)	Sectionalizing Switch		
	For 33kV	Nos.	62
	For 11kV	Nos.	18
(5)	Low voltage line		
	3 Phase 4 wires 0.4-0.23V	km	724
	Single phase 2 wires 0.23V	km	3,209
(6)	Right of way		
	33kV	m ²	7,726,621
	11kV	m ²	15,948,261
TOTAL		km	2,322

JICA 調査団作成

本計画で積算された配電設備別の概算事業費は、表-14.3.2 の通りである。

これらの費用には、機材費、輸送費、据付費およびこれらの費用合計の 3%の管理費を含む。上記設備別概算事業費は、GIS データ、経済計算結果、及び BPC の建設単価表をもとに積算した。

さらに、材料、輸送費、人件費、管理費、予備費の内訳を、表-14.3.3 に示した。総費用の約 64%が材料費、約 16%が輸送費、約 8%が人件費、約 3%が管理費、約 9%が予備費となっている。

表-14.3.2 配電設備の設備別概算事業費

(a)	New medium distribution line	Investment (1,000 Nu.)
	33kV	1,028,248
	11kV	504,741
	6.6kV	0
(b)	Pole mounted transformer	
	33/0.4-0.23kV	543,957
	11/0.4-0.23kV	151,355
	6.6/0.4-0.23kV	0
(c)	Transformer for voltage compensation	
	33/6.6kV	0
	11/11kV	20,914
(d)	Sectionalizing Switch	
	For 33kV	30,733
	For 11kV	8,977
(e)	Low voltage line	
	3 Phase 4 wires 0.4-0.23V	734,251
	Single phase 2 wires 0.23V	175,100
(f)	Right of way	
	33kV	9,323
	11kV	3,411
TOTAL		3,211,010

JICA 調査団作成

表-14.3.3 配電設備の項目別事業費

(unit: x 1,000 Nu.)

Dzongkhag	Material	Transportation	Labour	Administration	Contingency	Total Investment
Bumthang	38,176	13,400	5,850	1,723	5,915	65,064
Chukha	114,608	6,705	15,292	4,098	14,070	154,773
Dagana	153,855	48,003	19,382	6,637	22,788	250,664
Gasa	19,948	4,279	2,657	807	2,769	30,459
Haa	17,937	3,148	2,437	706	2,423	26,651
Lhuntse	76,040	43,001	10,335	3,881	13,326	146,582
Mongar	125,636	63,698	16,343	6,170	21,185	233,032
Paro	9,782	1,335	1,485	378	1,298	14,278
Pemagatshel	86,181	31,930	10,972	3,872	13,295	146,250
Punakha	16,716	3,260	2,298	668	2,294	25,236
Samdrup Jongkhar	239,916	46,784	31,085	9,534	32,732	360,051
Samtse	264,889	10,331	37,361	9,377	32,196	354,154
Sarpang	186,405	18,175	24,720	6,879	23,618	259,797
Thimphu	1,120	153	152	43	147	1,615
Trashigang	115,557	49,574	15,491	5,419	18,604	204,645
TrashiYangtse	79,730	37,314	9,528	3,797	13,037	143,406
Tsirang	85,409	24,982	10,277	3,620	12,429	136,718
Wangduephodrang	156,249	36,562	19,191	6,360	21,836	240,198
Trongsa	138,350	26,978	18,245	5,507	18,908	207,988
Zhemgang	133,837	33,928	17,098	5,546	19,041	209,450
Total	2,060,341	503,537	270,200	85,022	291,910	3,211,010

JICA 調査団作成

14.3.2 オフグリッドの設備費

オフグリッドの設備費用を、表-14.3.4 に示す。オフグリッド設備は世帯ごとに導入され、コストは 11.3 節に示す通り、1 世帯あたり US\$495.3 として積算している。全国での合計設備費は US\$2.54 百万となる。なお、運搬、据付、管理費等は、1 台あたり 500 Nu. の年経費として計上している。

表-14.3.4 オフグリッド設備費用

Dzongkhag	Nos. of Village	Nos. of Household	Investment (1000 Nu.)	
			If connected to the Grid	By Solar
Bumthang	5	28	6,245	624
Chukha	30	387	46,799	8,626
Dagana*	18	280	47,218	6,241
Gasa	14	233	62,971	5,193
Haa	5	100	11,272	2,229
Lhuntse	30	368	81,160	8,202
Mongar	57	642	124,957	14,309
Paro	11	92	23,940	2,051
Pemagatshel	7	48	12,859	1,070
Punakha	18	112	28,097	2,496
Samdrup Jongkhar	49	507	79,001	11,300
Samtse	21	348	37,056	7,756
Sarpang	39	555	61,957	12,370
Thimphu	15	141	40,329	3,143
Trashigang	23	192	37,388	4,279
Trashi Yangtse	5	46	9,571	1,025
Trongsa	5	49	8,410	1,092
Tsirang	16	198	29,186	4,413
Wangduephodrang	53	461	88,723	10,275
Zhemgang	28	346	63,914	7,712
Total nos.	449	5,133	901,052	114,407
in 1000 US\$			\$20,023	\$2,542

JICA 調査団作成

14.3.3 オングリッド・オフグリッド分岐コスト

13.4 節のオングリッド・オフグリッドの基準の項で説明したように、オン・オフの経済純便益の比較を基本として、グリッド接続の範囲を定めている。数学的にいえば、オン・オフの分岐点において、次の数式が成立している。

$$GB - GC = SB - SC$$

- 変数： GB: グリッドの経済便益
 GC: グリッドの経済コスト
 SB: ソーラーの経済便益
 SC: ソーラーの経済コスト

数式を変形すると、オン・オフの分岐点となる、グリッド接続の分岐コストは、次のように求めることができる。

$$GC = GB - SB + SC$$

この式の変数を代入することで、グリッド接続の分岐コストを次のとおり求める。

グリッド便益の評価は、計画の最終目標年である 2020 年において行わねばならない。オン・オフ評価では、便益は kWh 単位で算定されている。よって、電力需要の伸びを考慮する必要がある。世帯あたりの電力需要は、2003 年の 120 kWh/世帯から 2020 年には 141 kWh/世帯となり、18%増加すると想定されている。この仮定に基づくと、以下の通りとなる。

$$1) \quad GB = 1326 \text{ Nu./世帯/月(2003 年)} \times 12 \text{ 月} \times 1.18 = 18,772 \text{ Nu./年}$$

2) $SB = 410 \text{ Nu./世帯/月} \times 12 \text{ 月} = 4,922 \text{ Nu./年}$

3) $SC = 2,988 \text{ Nu./年}$

したがって $GC = 1) - 2) + 3) = 16,838 \text{ Nu./年}$.

一方グリッドコストは、3つの要素から成り立っている。年平均化された投資コスト、年平均化された低圧線コスト、および、年当たりの運転保守コストの3つで、これらはすべて経済コスト基準である。それぞれの要素のコストが、どの程度のシェアを持つかは、フィーダの設計によって異なってくる。小規模の村で幹線ラインから遠く離れている場合には、中圧線の部分が大きくなり、それにつれて運転保守のコストも大きくなる。逆に、幹線に近い比較的大きな村の場合には、運転保守費用は小さいものとなる。

以上の可変的な要素が存在するため、ここで示す分岐コストは、平均的な村のものでしかない。年平均化された投資コストと運転保守コストの比率は、平均で 79.7 : 20.3 である。経済コスト変換係数は、投資の場合には 0.97 で、運転保守費用の場合には 1.11 である。つまり、両方の加重平均では $0.97 \times 0.797 + 1.11 \times 0.203 = 1.00$ となる。割引率 12%、プロジェクトライフ 30 年の場合の年平均化コストと、一回だけの投資コストの変換係数は 9.02 である。したがって、平均的なオングリッド投資分岐コストは、世帯当たりで $16,838 \times 9.02 \times 0.797 = 121,047 \text{ Nu.}$ 、あるいは $\text{US}\$2,690$ となる。

大まかに言えば、1世帯当たりのグリッド接続の分岐コストは $\text{US}\$2,700/\text{世帯}$ 前後ということになる。グリッド接続の判断は村単位で行われている。村の電力需要を推定する際には行政、学校、工業などの需要も算定対象となっている。こうした追加需要の存在もグリッド接続の投資を正当化するのに有利に働いている。

14.3.4 概算総事業費

配電設備に加え、オフグリッド(小型ソーラーホーム)設備、通信設備を含め、事業実施の小計を算出し、小計の約 7%の外国コンサルタント費用と 2%の研修費用を含め、総事業費とした。通信設備については配電設備と同様、機材、輸送、据付費の 3%の管理費を含む。通信設備積算の詳細は、18.3 節に述べる。

総事業費は、 $\text{US}\$86.6$ 百万と算出された。

表-14.3.5 概算総事業費

項目	金額 (1,000 Nu.)	金額 (US\$)
配電設備	3,211,010	71,355,785
通信設備	242,762	5,394,720
オフグリッド(小型ソーラーホーム設備)	114,407	2,542,375
小計	3,568,180	79,292,879
コンサルタント費用	255,000	5,666,667
研修費用	71,364	1,585,858
総事業費	3,894,543	86,545,404

JICA 調査団作成

14.4 貧困削減効果

14.4.1 分配分析

分配分析の目的は、対象となるプロジェクトの費用と便益を、誰が負担し、受益するかということをはっきりさせることにある。貧困削減は、ブータン政府の政策目標の中でも、重要な位置を占める課題である。ここで行う分配分析と、それに続く貧困削減分析は、ADBの採用する標準的な方法に基づくものである。分配分析の第一は、地方電化にかかわるキープレーヤーを特定することである。次に、財務の純益と経済的純便益、純費用を負担する既プレーヤーに配分していく。分配が完了した段階で、セクターごとに、貧困層の占有率から、貧困層の受益額、負担額を算定し、全体の純便益の中で貧困層への便益の配分の割合、すなわち「貧困削減効果比率」を導出する。

14.4.2 財務・経済純益の分配

地方電化におけるキープレーヤーとしては、4つのセクターが関連している。ブータン電力公社（BPC）は、現時点で唯一の地方電化の建設・運営機関である。BPCは、補助金が支給されない場合には、地方電化にかかわる財務的費用を引き受けねばならない。ブータン政府は、政策を実施するだけでなく、プロジェクト実施の際の資金源としての役割を持っている。労働者は建設・運営の段階で労働を提供することになるが、貧困層の占める割合も高い職種である。民間の建設会社、下請け会社も、同様に重要な役割を果たすが、分析を簡便にするために、経済全体として、政府と同じセクターと分類する。地方電化の最大の受益者は消費者である。

経済純便益の定義は、経済便益・費用から財務収入・費用を差し引いたものである。たとえば、労働者は建設に参加する対価として254百万Nu.の給料を受け取るが、失業などの不完全市場要素の存在のために、実際の経済費用は191百万Nu.と推定される。したがって、差額である48百万Nu.は労働者の経済純便益として捉えることができる。政府が負担する経済純便益（マイナス）というのは、外国為替市場の歪みのために生じる為替プレミアムの損失である。このロスには217百万Nu.に相当する。このように、純便益を各セクター毎に振り分けたのが表-14.4.1である。

表-14.4.1 セクター別財務・経済純便益の分配

Project Components	Financial Present Values	Conversion Factors	Economic Present Values	Difference Between Economic and Financials	Million Nu. Distribution			
					BPC	Government/Economy	Labor	Consumers
Overall Project Cost Benefits (Present Value Basis)								
Benefits								
Consumer Surplus			10,420	10,420				10,420
Cost Saving								
Revenue	893	1	893	0	0			
Total Benefits								
Capital Costs	-2,777		-2,850	-73				
Equipment	-1,961	1.1	-2,157	-196		-196		
Transportation	-481	0.9	-433	48		48		
Labor	-254	0.75	-191	63			63	
Administration	-81	0.85	-69	12	12			
Operation and Maintenance	-776	89.4%	-693	82				
Equipment/Material	-194	1.1	-213	-19		-19		
Skilled	-175	1	-175	0				
Unskilled Labor	-407	0.75	-305	102			102	
Opportunity Costs			-2,256	-2,256				
Transmission Loss			-379	-379		-379		
Loss of Export Sales			-1,877	-1,877		-1,877		
Total Costs	-3,553		-5,799	-2,245.95				
Net Benefits	-2,659		5,515	8,174	-2,243	-167	165	10,420

JICA 調査団作成

14.4.3 貧困削減効果

政策としての貧困削減の重要性からしても、プロジェクトの実施によって貧困削減効果を定量化することは重要となる。13.9 節で検討したように、所得貧困率は、地方では 40% が予備的な推計値である。最新の生活水準調査の結果からみると、平均の貧困率は下方修正される可能性もあるが、マスタープランの対象とする未電化地域の遠隔性を考慮すると、対象地での貧困率は更に高いものである可能性もある。したがって、現時点での分析では地方では 40%、全国で 25% が貧困率とするのが妥当と考えた。労働者に占める貧困層の割合は、簡便に 50% と想定した。

表-14.4.1 で分析した純便益の分配に、財務的面で投資収益（このプロジェクトでは負の収益）を加えると、最終的な経済的純便益の総計に等しくなる。地方電化の財務的収益性は通常マイナスであり、今回も例外ではない。問題は、その負担をどこで行うかである。ここでは、最終的な公的負担の問題とは別個に、分析のために簡易に BPC が 2,659 百万 Nu. の財務的負担をすると仮定した。

この分配を含めたセクター負担・受益のまとめが、表-14.4.2 である。それぞれのセクターにどの程度の貧困層がいるかという割合を、この分配額に乗じたのが、表の最後の行の金額である。貧困削減効果率は、貧困層の受け取る経済便益を、プロジェクトとしての経済純益の総額で除した比である。この比率は 54% となった。この比率は、プロジェクトのもたらす経済純便益のうちの 54% が、貧困層に帰属することを意味している。

表-14.4.2 貧困削減効果比率の算定

	Sectors				Total
	BPC	Government / Economy	Labor	Consumers	
Net Economic Benefits	-2,243	-167	165	10,420	8,174
Financials Return	-2,659				-2,659
Proportion of Poor	0.25	0.25	0.5	0.4	
Benefits to Poor	-1,226	-42	82	4,168	2,983

Poverty Impact Ratio = (Total Benefits to Poor / Total)	54%
--	-----

JICA 調査団作成