

ブータン国
地方電化マスタープラン調査
ファイナルレポート

平成 17 年 10 月

独立行政法人 国際協力機構
経済開発部

序 文

日本国政府はブータン王国の要請に基づき、同国の全土を対象とする地方電化マスタープラン調査を行うことを決定し、国際協力機構がこの調査を実施しました。

当機構は、平成 15 年 12 月から平成 17 年 11 月までの間に 6 回にわたり、日本工営株式会社の福地智恭氏を団長とし、同社の団員から構成される調査団を現地に派遣しました。

調査団はブータン王国政府関係者と協議を行うとともに、現地調査を行い、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

この報告書が、ブータン王国の地方電化推進に寄与するとともに、両国親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

終わりに、本調査にご協力とご支援をいただいた関係各位に対し、心から感謝を申し上げます。

平成 17 年 11 月

独立行政法人国際協力機構
理事 伊沢 正

平成 17 年 11 月

独立行政法人 国際協力機構
理事 伊 沢 正 殿

伝 達 状

ブータン国地方電化マスタープラン調査を終了いたしましたので、ここに最終報告書を提出いたします。2年間にわたるブータン国関係諸機関との共同作業の成果を本報告書にまとめました。

ブータン国にとって本報告書は、野心的にも見える目標「2020年までに全国民への電力供給達成」を実現させる実行計画書としての役割を担っています。幸い、本報告書のマスタープランに沿って、次の行動がすでに始動しています。目標は達成されると信じます。また、別の視点から、このマスタープランは、地方開発における経済性の追求と環境保全という未だに相反する概念として位置づけられる2つの目標を達成するための、現時点における均衡点を合理的に示したものとと言えます。示した均衡点は、地方電化世帯数の約9割を配電線延長により電化、残りの1割をオフグリッドにより電化することです。本調査では、戦略的環境影響評価も実施し、マスタープランとしては今までになく大きな比重で、環境への配慮が組み込まれています。ただ、旅人の目を持てば、民家の屋根に干された真っ赤な唐辛子が、水田の緑が、雪をかぶった山々が織り成すのどかな風景の中に、配電線はしっくり溶け込んでくれません。計画が実施されれば、鬱蒼と茂った森林を伐採しなければならないことも事実ですが、適切なルート設定と被覆線の採用により、伐採を最小化するように配慮しました。

本調査では技術移転を、目的意識を持って真剣に行いました。再生可能エネルギーをはじめとする新たなエネルギー分野の技術革新は著しく、その経済性は急速に高まりつつあります。均衡点はマスタープランが見直されるたびに、より環境保全側にシフトするでしょう。今後、ブータン国が彼ら自身でマスタープランを見直し、新たな均衡点を正しく示すことができることを目標に技術移転を行いました。

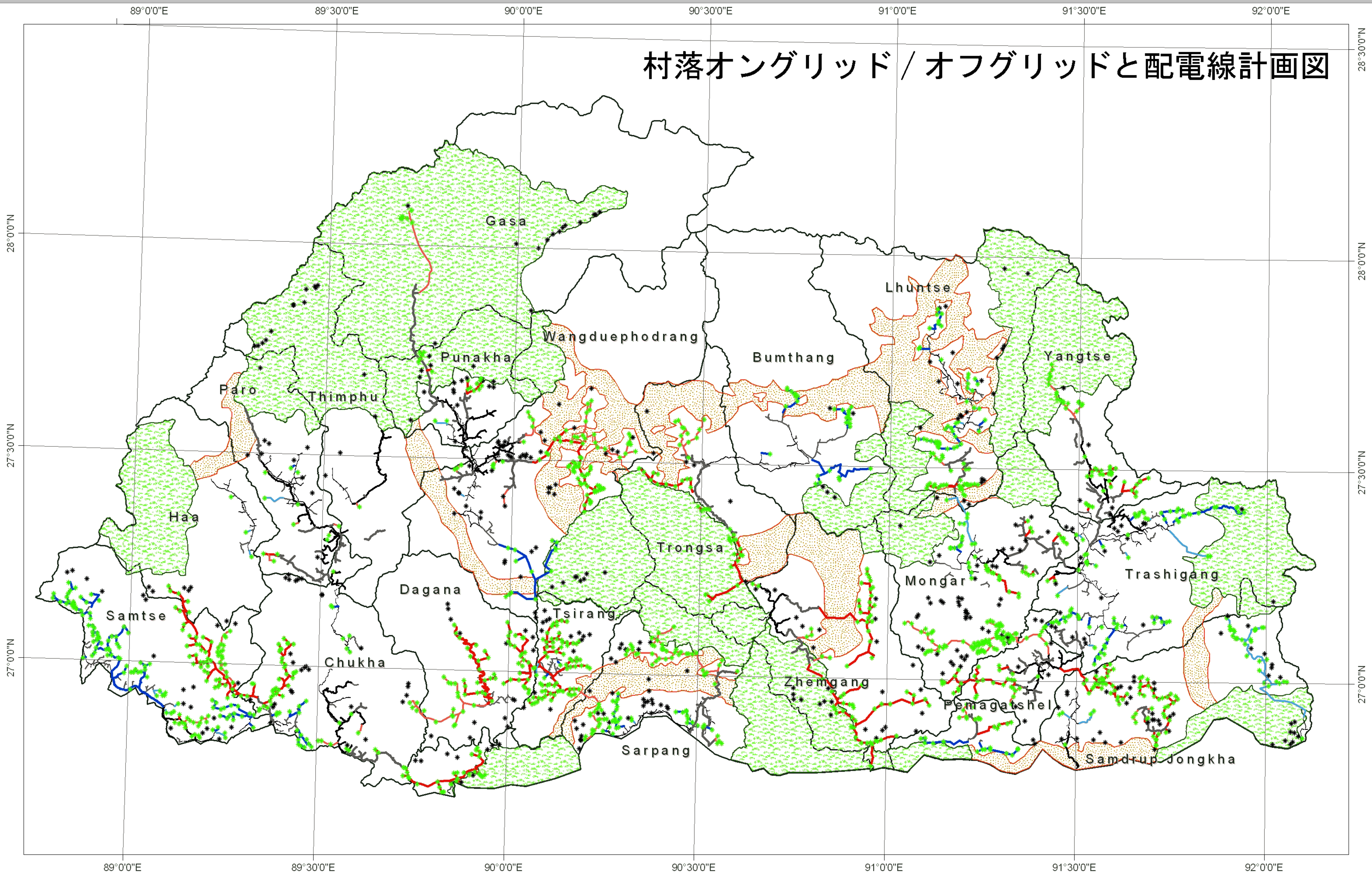
強烈な文化主張と新たな価値観を発信し続けるブータン国の思想と活動が、形骸化することなく、その思想と活動の下で、本報告書で示したマスタープランが変化し続けることを願う次第です。

最後に、ブータン国のカウンタパートおよび関係諸機関の調査に対する真摯な態度とご協力、貴機構担当部署、現地のブータン事務所、インド事務所の親身なご支援とご指導に、心から感謝申し上げます。また、国際協力銀行、在インド国日本大使館、アジア開発銀行より、本計画の実現に向けいただきましたご支援とご協力に、厚くお礼申し上げます。

ブータン国地方電化マスタープラン調査団
総括 福地 智恭

福地 智恭

村落オングリッド / オフグリッドと配電線計画図

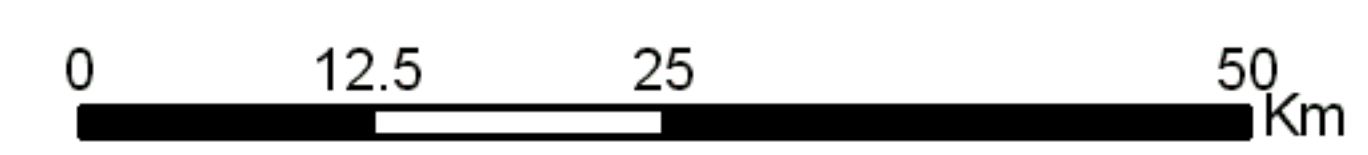


	9th FYP 11kV
	9th FYP 33kV
	Existing 11kV
	Existing 33kV

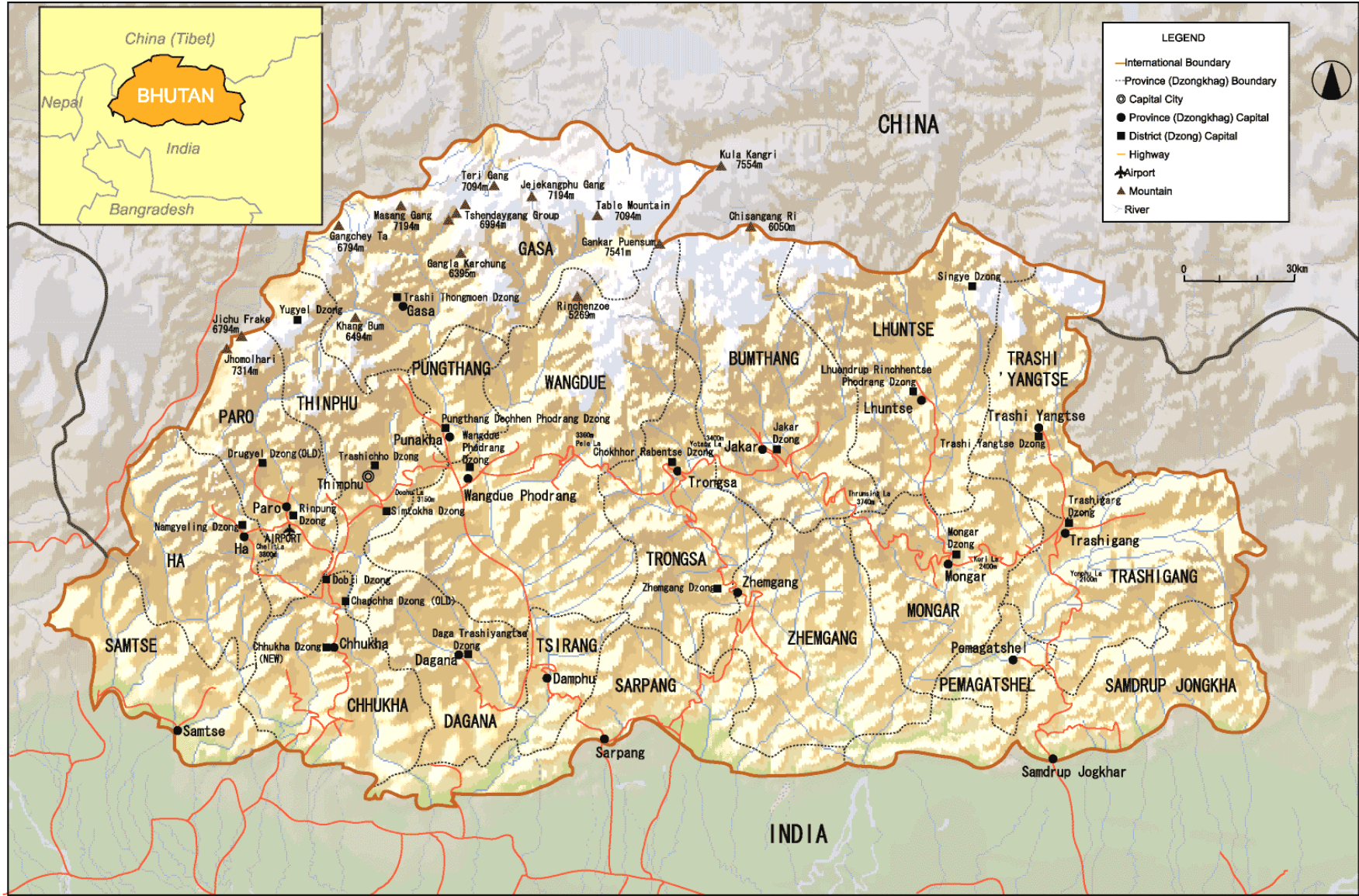
	10th FYP target 20,000 HH Electrified
	11kV 10th FYP 2007-2012
	33kV 10th FYP 2007-2012
	11kV 11th FYP 2012-2017
	33kV 11th FYP 2012-2017

	Protected Area
	Corridor

	On-grid Village
	Off-grid Village



JICA Study Team
 THE INTEGRATED MASTER PLAN STUDY
 FOR DZONGKHAG-WISE ELECTRIFICATION
 IN BHUTAN




Location Map of Study Area (Bhutan)

ブータン国
地方電化マスタープラン調査
ファイナルレポート

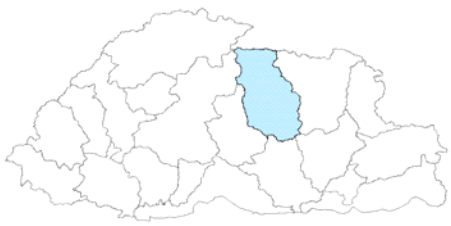
県別マスタープランプロファイル

Dzongkhag-wise Rural Electrification Master Plan

1	Dzongkhag Code	-		
2	Name of Dzongkhag	BHUTAN (All 20 Dzongkhags)		
3	Nos of Non-electrified Village	in 2003 (Actual):	1,717	
4	Forecasted Nos of Non-electrified Household	in 2003 (Actual):	30,298	
		in 2007 (Forecasted):	33,259	
		in 2012 (Forecasted):	37,217	
		in 2017 (Forecasted):	41,469	
		in 2020 (Forecasted):	44,218	
5	Nos of Villages to be electrified by On-grid	10th FYP (2007-2012):	858	(50.0%)
		11th FYP (2012-2017):	410	(23.9%)
		TOTAL	1,268	(73.8%)
6	Nos of Villages to be electrified by Off-grid		449	(26.2%)
7	Nos of Household to be electrified by On-grid *	10th FYP (2007-2012):	21,519	(64.7%)
		11th FYP (2012-2017):	7,819	(23.5%)
		TOTAL	29,338	(88.2%)
8	Nos of Household to be electrified by Off-grid*		3,918	(11.8%)
9	Investment for On-grid (x1000 Nu.)	10th FYP (2007-2012):	2,214,793	49,218 (US\$1,000)
		11th FYP (2012-2017):	996,217	22,138 (US\$1,000)
		TOTAL	3,211,010	71,356 (US\$1,000)
10	Investment for off-grid (x1000 Nu.)		114,407	2,542 (US\$1,000)
11	Distribution Line Length (m)	10th FYP (2007-2012):	1,579,952	
		11th FYP (2012-2017):	741,885	
		TOTAL	2,321,837	
12	Dzongkhag Electrified Ratio	On-grid in 2007:	55.2%	
		On-grid in 2012:	84.0%	
		On-grid in 2017:	94.7%	
		Off-grid in 2017:	5.3%	
		TOTAL in 2017:	100.0%	

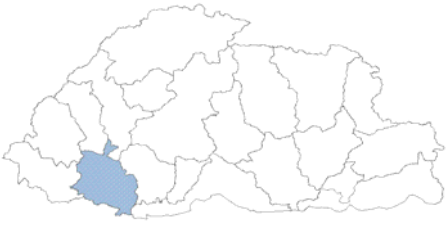
*: Numbers are based on the forecasted household number in 2007.

Dzongkhag-wise Rural Electrification Master Plan

1	Dzongkhag Code	A		
2	Name of Dzongkhag	Bumthang		
3	Nos of Non-electrified Village	in 2003 (Actual):	35	
4	Forecasted Nos of Non-electrified Household	in 2003 (Actual):	446	
		in 2007 (Forecasted):	494	
		in 2012 (Forecasted):	553	
		in 2017 (Forecasted):	630	
		in 2020 (Forecasted):	681	
5	Nos of Villages to be electrified by On-grid	10th FYP (2007-2012):	30	(85.7%)
		11th FYP (2012-2017):	0	(0.0%)
		TOTAL	30	(85.7%)
6	Nos of Villages to be electrified by Off-grid		5	(14.3%)
7	Nos of Household to be electrified by On-grid *	10th FYP (2007-2012):	475	(96.2%)
		11th FYP (2012-2017):	0	(0.0%)
		TOTAL	475	(96.2%)
8	Nos of Household to be electrified by Off-grid *		19	(3.8%)
9	Investment for On-grid (x1,000 Nu.)	10th FYP (2007-2012):	64,605	1,436 (US\$1,000)
		11th FYP (2012-2017):	0	0 (US\$1,000)
		TOTAL	64,605	1,436 (US\$1,000)
10	Investment for off-grid (x1,000 Nu.)		624	14 (US\$1,000)
11	Distribution Line Length (m)	10th FYP (2007-2012):	64,454	
		11th FYP (2012-2017):	0	
		TOTAL	64,454	
12	Dzongkhag Electrified Ratio	On-grid in 2007:	75.4%	
		On-grid in 2012:	99.1%	
		On-grid in 2017:	99.1%	
		Off-grid in 2017:	0.9%	
		TOTAL in 2017:	100.0%	
13	Features for the Master Plan By the target year of 2020, 30 villages, corresponding 86% of non-electrified villages, are planned to be connected to the grid. This will provide on-grid electricity to 653 households, which is 96% of the non-electrified households. All grid extensions are to be implemented 10th FYP. There will be 28 off-grid households 5 villages. The total route length of the planned 11 kV medium voltage line is 64 km. The electricity will be supplied from Jakar and the proposed Garpang transmission substations. Since 8 km of the feeder MPA11F1 will pass through a biological corridor, covered conductors will be installed from this section of the feeder. The on-grid electrification cost is 65 million Nu. and that of off-grid is 0.62 million Nu. The on-grid electrification percentage is projected to be 75% in 2007, and will reach 99% in 10th FYP. The remaining 1% will be off-grid.			


*: Numbers are based on the forecasted household number in 2007.

Dzongkhag-wise Rural Electrification Master Plan

1	Dzongkhag Code	B		
2	Name of Dzongkhag	Chukha		
3	Nos of Non-electrified Village	in 2003 (Actual):	108	
4	Forecasted Nos of Non-electrified Household	in 2003 (Actual):	1,814	
		in 2007 (Forecasted):	1,985	
		in 2012 (Forecasted):	2,244	
		in 2017 (Forecasted):	2,536	
		in 2020 (Forecasted):	2,699	
5	Nos of Villages to be electrified by On-grid	10th FYP (2007-2012):	63	(58.3%)
		11th FYP (2012-2017):	15	(13.9%)
		TOTAL	78	(72.2%)
6	Nos of Villages to be electrified by Off-grid		30	(27.8%)
7	Nos of Household to be electrified by On-grid *	10th FYP (2007-2012):	1,422	(71.6%)
		11th FYP (2012-2017):	279	(14.1%)
		TOTAL	1,701	(85.7%)
8	Nos of Household to be electrified by Off-grid *		284	(14.3%)
9	Investment for On-grid (x1,000 Nu.)	10th FYP (2007-2012):	122,292	2,718 (US\$1,000)
		11th FYP (2012-2017):	31,442	699 (US\$1,000)
		TOTAL	153,734	3,416 (US\$1,000)
10	Investment for off-grid (x1,000 Nu.)		8,626	192 (US\$1,000)
11	Distribution Line Length (m)	10th FYP (2007-2012):	94,186	
		11th FYP (2012-2017):	31,376	
		TOTAL	125,562	
12	Dzongkhag Electrified Ratio	On-grid in 2007:	56.4%	
		On-grid in 2012:	87.6%	
		On-grid in 2017:	93.8%	
		Off-grid in 2017:	6.2%	
		TOTAL in 2017:	100.0%	
13	Features for the Master Plan By 2020, 2,312 households in 78 villages, equivalent to 72% of the total number of non-electrified villages, will be connected the grid. A total of 387 households in 30 non-electrified villages will be off-grid. The total route length of the planned medium voltage line is 126 km, with 74% being 33 kV and the rest being 11 kV lines. 94 km will be constructed in 10th FYP and 31 km will be constructed in 11th FYP. There are no environmentally protected areas in this Dzongkhag. The on-grid electrification cost in 10th FYP is 122 million Nu., and that of 11th FYP is 32 million Nu. The off-grid investment is 8.7 million Nu. The on-grid electrification percentage in 2007 will be 56%, and will increase to 88% in 10th FYP and 94% in 11th FYP. The remaining 6% will be off-grid.			


*: Numbers are based on the forecasted household number in 2007.

Dzongkhag-wise Rural Electrification Master Plan

1	Dzongkhag Code	C		
2	Name of Dzongkhag	Dagana		
3	Nos of Non-electrified Village	in 2003 (Actual):	83	
4	Forecasted Nos of Non-electrified Household	in 2003 (Actual):	2,121	
		in 2007 (Forecasted):	2,360	
		in 2012 (Forecasted):	2,692	
		in 2017 (Forecasted):	3,073	
		in 2020 (Forecasted):	3,313	
5	Nos of Villages to be electrified by On-grid	10th FYP (2007-2012):	48	(57.8%)
		11th FYP (2012-2017):	17	(20.5%)
		TOTAL	65	(78.3%)
6	Nos of Villages to be electrified by Off-grid		18	(21.7%)
7	Nos of Household to be electrified by On-grid *	10th FYP (2007-2012):	1,731	(73.3%)
		11th FYP (2012-2017):	429	(18.2%)
		TOTAL	2,160	(91.5%)
8	Nos of Household to be electrified by Off-grid*		200	(8.5%)
9	Investment for On-grid (x1,000 Nu.)	10th FYP (2007-2012):	191,245	4,250 (US\$1,000)
		11th FYP (2012-2017):	57,737	1,283 (US\$1,000)
		TOTAL	248,982	5,533 (US\$1,000)
10	Investment for off-grid (x1,000 Nu.)		6,241	139 (US\$1,000)
11	Distribution Line Length (m)	10th FYP (2007-2012):	131,861	
		11th FYP (2012-2017):	42,850	
		TOTAL	174,711	
12	Dzongkhag Electrified Ratio	On-grid in 2007:	34.2%	
		On-grid in 2012:	92.2%	
		On-grid in 2017:	93.3%	
		Off-grid in 2017:	5.9%	
		TOTAL in 2017:	100.0%	
13	Features for the Master Plan			
<p>On-grid connection to 3,033 households in 64 non-electrified villages, equivalent to 78% of the total of number of non-electrified villages, is the plan for 2020. This includes 545 households (forecast for the year 2020) connected to the existing 6.6 kV lines, for which power is currently supplied by a small hydropower. The 6.6 kV lines will be replaced with 33 kV lines. In addition, 18 villages with a total of 280 households will be off-grid.</p> <p>The total route length of the planned 33 kV medium voltage line is 175 km. For Dagana Dzongkhag, 132 km will be constructed in 10th FYP, including 45 km of existing 6.6 kV line replacement for the Dagana Small Hydropower. The remaining 43 km will be extended in 11th FYP. There are no environmentally protected areas in this Dzongkhag. Electricity will be supplied from the proposed Goshi substation, except for Lajab, Tsangkha and Drugelgang Gewog in the eastern areas, which will be supplied from Tsirang.</p> <p>Total on-grid electrification cost in 10th FYP is 191 million Nu., and that for 11th FYP is 58 million Nu. Total investment for on-grid electrification is 249 million Nu. and the off-grid investment is 6.3 million Nu.</p> <p>The on-grid electrification percentage in 2007 is projected to be relatively low at 34%. However, this will rise to 92% in 10th FYP and 93% in 11th FYP. The off-grid electrification will be 7%.</p>				


*: Numbers are based on the forecasted household number in 2007.

Dzongkhag-wise Rural Electrification Master Plan

1	Dzongkhag Code	D		
2	Name of Dzongkhag	Gasa		
3	Nos of Non-electrified Village	in 2003 (Actual):	21	
4	Forecasted Nos of Non-electrified Household	in 2003 (Actual):	331	
		in 2007 (Forecasted):	362	
		in 2012 (Forecasted):	403	
		in 2017 (Forecasted):	448	
		in 2020 (Forecasted):	476	
5	Nos of Villages to be electrified by On-grid	10th FYP (2007-2012):	0	(0.0%)
		11th FYP (2012-2017):	7	(33.3%)
		TOTAL	7	(33.3%)
6	Nos of Villages to be electrified by Off-grid		14	(66.7%)
7	Nos of Household to be electrified by On-grid *	10th FYP (2007-2012):	0	(0.0%)
		11th FYP (2012-2017):	184	(50.8%)
		TOTAL	184	(50.8%)
8	Nos of Household to be electrified by Off-grid *		178	(49.2%)
9	Investment for On-grid (x1,000 Nu.)	10th FYP (2007-2012):	0	0 (US\$1,000)
		11th FYP (2012-2017):	30,255	672 (US\$1,000)
		TOTAL	30,255	672 (US\$1,000)
10	Investment for off-grid (x1,000 Nu.)		5,193	115 (US\$1,000)
11	Distribution Line Length (m)	10th FYP (2007-2012):	0	
		11th FYP (2012-2017):	32,039	
		TOTAL	32,039	
12	Dzongkhag Electrified Ratio	On-grid in 2007:	36.4%	
		On-grid in 2012:	36.4%	
		On-grid in 2017:	68.7%	
		Off-grid in 2017:	31.3%	
		TOTAL in 2017:	100.0%	
13	Features for the Master Plan <p>Half of the land in this Dzongkhag is covered by environmentally protected areas. By 2020, on-grid connection will be provided to 243 households in 7 villages, which is equivalent to 33% of the total number of non-electrified villages and 51% of the total of the non-electrified households. There is only one feeder, MPD33F1, which is 33 kV. This feeder, which will have a line length of 32 km, is planned to be extended in 11th FYP. Because of the environmental sensitivity of the route, feeder MPD33F1 was selected as the target for the draft TOR of an expected EIA study. This feeder extends in protected area and very steep mountains. Considering technical limitations anticipated especially over snow capped mountains during construction, as well as operation and maintenance and environmental issues, it would be recommended that small hydro be applied.</p> <p>As for 33 kV lines come from Lobesa 66/33/11 kV substation, only one 33 kV circuit breaker is installed for the supply to Punakha, Gasa, and Wangduephodraung. Thus, installation of separate 33 kV circuit breaker in each Dzongkhag needs to be examined in the F/S stage to enhance the reliability.</p> <p>Lunana Gewog will be all off-grid. There will be 233 off-grid households, equivalent to 49% of the non-electrified households in Gasa Dzongkhag. This is by far highest percentage of off-grid in the master plan for Bhutan.</p> <p>On the on-grid electrification investment is 30 million Nu. and the off-grid investment will be 5.2 million Nu.</p> <p>The on-grid electrification percentage in 2007 is projected to be 36%. No change will occur in 10th FYP. However, the percentage will increase to 69% in 11th FYP. Accordingly, it is preferred to prioritize the implementation of off-grid electrification from 10th FYP, taking Dzongkhag equity into account. At 31%, the planned off-grid electrification percentage is the highest in the nation.</p>			

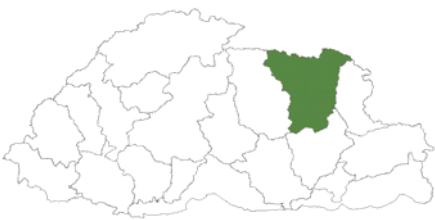
*: Numbers are based on the forecasted household number in 2007.

Dzongkhag-wise Rural Electrification Master Plan

1	Dzongkhag Code	E		
2	Name of Dzongkhag	Haa		
3	Nos of Non-electrified Village	in 2003 (Actual):	15	
4	Forecasted Nos of Non-electrified Household	in 2003 (Actual):	248	
		in 2007 (Forecasted):	277	
		in 2012 (Forecasted):	320	
		in 2017 (Forecasted):	368	
		in 2020 (Forecasted):	402	
5	Nos of Villages to be electrified by On-grid	10th FYP (2007-2012):	8	(53.3%)
		11th FYP (2012-2017):	2	(13.3%)
		TOTAL	10	(66.7%)
6	Nos of Villages to be electrified by Off-grid		5	(33.3%)
7	Nos of Household to be electrified by On-grid *	10th FYP (2007-2012):	182	(65.7%)
		11th FYP (2012-2017):	26	(9.4%)
		TOTAL	208	(75.1%)
8	Nos of Household to be electrified by Off-grid*		69	(24.9%)
9	Investment for On-grid (x1,000 Nu.)	10th FYP (2007-2012):	23,349	519 (US\$1,000)
		11th FYP (2012-2017):	3,123	69 (US\$1,000)
		TOTAL	26,472	588 (US\$1,000)
10	Investment for off-grid (x1,000 Nu.)		2,229	50 (US\$1,000)
11	Distribution Line Length (m)	10th FYP (2007-2012):	20,925	
		11th FYP (2012-2017):	3,465	
		TOTAL	24,389	
12	Dzongkhag Electrified Ratio	On-grid in 2007:	77.0%	
		On-grid in 2012:	92.1%	
		On-grid in 2017:	94.3%	
		Off-grid in 2017:	5.7%	
		TOTAL in 2017:	100.0%	
13	Features for the Master Plan <p>A total of 302 households in 10 villages, equivalent to 75% of non-electrified households and 67% of the non-electrified villages, will be connected to the grid by 2020. Half of the Dzongkhag is covered by a national park. However, there are no target non-electrified villages found in the area. In Haa Dzongkhag, 100 households, representing 30% of the non-electrified households in 5 villages, will have off-grid electrification.</p> <p>The total route length of the planned medium voltage line is 24 km. For this line, 85% will be 33 kV and the remaining 15% will be 11 kV. Most of this route (21 km) will be constructed in 10th FYP and 3 km will be constructed in 11th FYP. The starting point of the line will be Chukha in the southern part of the Dzongkhag, and the line will also pass through Samtse. The on-grid electrification cost in 10th FYP is 23 million Nu., and that of 11th FYP is 3 million Nu., bringing the total to 27 million Nu. The off-grid investment will be 2.3 million Nu.</p> <p>The on-grid electrification percentage in 2007 will be 77%, and increase to 92% in 10th FYP and 94% in 11th FYP. The remaining 6% is the off-grid electrification percentage.</p>			


*: Numbers are based on the forecasted household number in 2007.

Dzongkhag-wise Rural Electrification Master Plan

1	Dzongkhag Code	F		
2	Name of Dzongkhag	Luntse		
3	Nos of Non-electrified Village	in 2003 (Actual):	103	
4	Forecasted Nos of Non-electrified Household	in 2003 (Actual):	1,377	
		in 2007 (Forecasted):	1,477	
		in 2012 (Forecasted):	1,619	
		in 2017 (Forecasted):	1,753	
		in 2020 (Forecasted):	1,852	
5	Nos of Villages to be electrified by On-grid	10th FYP (2007-2012):	46	(44.7%)
		11th FYP (2012-2017):	27	(26.2%)
		TOTAL	73	(70.9%)
6	Nos of Villages to be electrified by Off-grid		30	(29.1%)
7	Nos of Household to be electrified by On-grid *	10th FYP (2007-2012):	821	(55.6%)
		11th FYP (2012-2017):	362	(24.5%)
		TOTAL	1,183	(80.1%)
8	Nos of Household to be electrified by Off-grid*		294	(19.9%)
9	Investment for On-grid (x1,000 Nu.)	10th FYP (2007-2012):	96,182	2,137 (US\$1,000)
		11th FYP (2012-2017):	49,451	1,099 (US\$1,000)
		TOTAL	145,632	3,236 (US\$1,000)
10	Investment for off-grid (x1,000 Nu.)		8,202	182 (US\$1,000)
11	Distribution Line Length (m)	10th FYP (2007-2012):	53,376	
		11th FYP (2012-2017):	34,379	
		TOTAL	87,755	
12	Dzongkhag Electrified Ratio	On-grid in 2007:	44.1%	
		On-grid in 2012:	75.2%	
		On-grid in 2017:	88.9%	
		Off-grid in 2017:	11.1%	
		TOTAL in 2017:	100.0%	
13	Features for the Master Plan <p>By 2020, 73 villages with 1,484 households, equivalent to 71% of the total number of non-electrified villages and 80% of the non-electrified households, will be connected the grid. Off-grid electrification will be provided to 368 households in 30 villages, which represents 29% of the non-electrified villages and 20% of non-electrified households.</p> <p>The total route length of the planned medium voltage line is 88 km. For this route, 33% will be 33 kV lines and the remaining 67% will be 11 kV lines. Construction of 53 km will be completed in 10th FYP and 34 km will be constructed in 11th FYP. Many areas of the Dzongkhag are environmentally protected areas. This will require covered conductors being installed for a total of 3.2 km of the distribution line, of which 1.8 km will be constructed in 10th FYP.</p> <p>Currently, 132 kV transmission line from Kilikhar (Mongar) to Tangmachu (Lhuntse) is charged at 33 kV and 33 kV source for Autsho is directly tapped from 132 kV line. It is needed to include the study for the construction of substations in F/S.</p> <p>It is preferable to introduce off-grid electrification for villages in environmentally protected areas that are far from the planned distribution lines. Khoma Gewog is the priority location for off-grid electrification.</p> <p>The on-grid electrification cost in 10th FYP is 96 million Nu., and that of 11th FYP is 49 million Nu., bringing the total to 145 million Nu. The required off-grid investment will be 8 million Nu.</p> <p>The on-grid electrification percentage in 2007 will be 44%, and increase to 75% in 10th FYP and 89% in 11th FYP. The off-grid electrification percentage will be 11%.</p>			


*: Numbers are based on the forecasted household number in 2007.

Dzongkhag-wise Rural Electrification Master Plan

1	Dzongkhag Code	G		
2	Name of Dzongkhag	Mongar		
3	Nos of Non-electrified Village	in 2003 (Actual):	183	
4	Forecasted Nos of Non-electrified Household	in 2003 (Actual):	2,662	
		in 2007 (Forecasted):	2,865	
		in 2012 (Forecasted):	3,172	
		in 2017 (Forecasted):	3,480	
		in 2020 (Forecasted):	3,686	
5	Nos of Villages to be electrified by On-grid	10th FYP (2007-2012):	44	(24.0%)
		11th FYP (2012-2017):	82	(44.8%)
		TOTAL	126	(68.9%)
6	Nos of Villages to be electrified by Off-grid		57	(31.1%)
7	Nos of Household to be electrified by On-grid *	10th FYP (2007-2012):	1,057	(36.9%)
		11th FYP (2012-2017):	1,310	(45.7%)
		TOTAL	2,367	(82.6%)
8	Nos of Household to be electrified by Off-grid *		498	(17.4%)
9	Investment for On-grid (x1,000 Nu.)	10th FYP (2007-2012):	119,282	2,651 (US\$1,000)
		11th FYP (2012-2017):	172,939	3,843 (US\$1,000)
		TOTAL	292,221	6,494 (US\$1,000)
10	Investment for off-grid (x1,000 Nu.)		14,309	318 (US\$1,000)
11	Distribution Line Length (m)	10th FYP (2007-2012):	62,856	
		11th FYP (2012-2017):	111,164	
		TOTAL	174,019	
12	Dzongkhag Electrified Ratio	On-grid in 2007:	51.0%	
		On-grid in 2012:	69.1%	
		On-grid in 2017:	91.5%	
		Off-grid in 2017:	8.5%	
		TOTAL in 2017:	100.0%	
13	Features for the Master Plan By 2020, 126 villages with 3,044 households, equivalent to 69% of the total number of non-electrified villages and 83% of the non-electrified households, will be connected the grid. There will be 642 off-grid households, which is the largest number of off-grid households in one Dzongkhag in Bhutan. The total route length of the planned medium voltage line is 174 km. For this route, 80% will be 33 kV lines and the remaining 20% will be 11 kV lines. There will be 63 km of line constructed in 10th FYP and 111 km in 11th FYP. Electricity is provided from Pemagatshel in the southern part of the Dzongkhag. The feeder that extends to Lhuntse includes 17 km in environmentally protected areas. This section of the line will use covered conductors. The on-grid electrification cost in 10th FYP is 120 million Nu., and that of 11th FYP is 173 million Nu., bringing the total to 292 million Nu. The off-grid investment will be 14 million Nu. The on-grid electrification percentage in 2007 will be 51%, and increase to 69% in 10th FYP and 91% in 11th FYP. The off-grid electrification percentage will be 9%.			

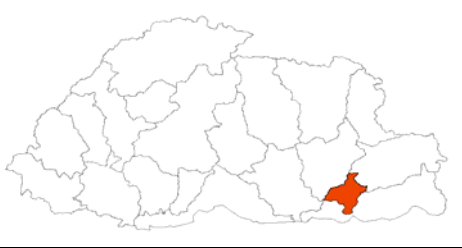
*: Numbers are based on the forecasted household number in 2007.

Dzongkhag-wise Rural Electrification Master Plan

1	Dzongkhag Code	H		
2	Name of Dzongkhag	Paro		
3	Nos of Non-electrified Village	in 2003 (Actual):	22	
4	Forecasted Nos of Non-electrified Household	in 2003 (Actual):	162	
		in 2007 (Forecasted):	174	
		in 2012 (Forecasted):	196	
		in 2017 (Forecasted):	221	
		in 2020 (Forecasted):	234	
5	Nos of Villages to be electrified by On-grid	10th FYP (2007-2012):	5	(22.7%)
		11th FYP (2012-2017):	6	(27.3%)
		TOTAL	11	(50.0%)
6	Nos of Villages to be electrified by Off-grid		11	(50.0%)
7	Nos of Household to be electrified by On-grid *	10th FYP (2007-2012):	57	(32.8%)
		11th FYP (2012-2017):	47	(27.0%)
		TOTAL	104	(59.8%)
8	Nos of Household to be electrified by Off-grid *		70	(40.2%)
9	Investment for On-grid (x1,000 Nu.)	10th FYP (2007-2012):	5,447	121 (US\$1,000)
		11th FYP (2012-2017):	8,735	194 (US\$1,000)
		TOTAL	14,182	315 (US\$1,000)
10	Investment for off-grid (x1,000 Nu.)		2,051	46 (US\$1,000)
11	Distribution Line Length (m)	10th FYP (2007-2012):	5,577	
		11th FYP (2012-2017):	12,297	
		TOTAL	17,874	
12	Dzongkhag Electrified Ratio	On-grid in 2007:	96.0%	
		On-grid in 2012:	97.3%	
		On-grid in 2017:	98.4%	
		Off-grid in 2017:	1.6%	
		TOTAL in 2017:	100.0%	
13	Features for the Master Plan Almost all the households in Paro (96%) will be electrified in 2007, as most already have electricity. By 2020, on-grid connection will be provided to 11 villages with 142 households, equivalent to 50% of non-electrified villages and 61% of non-electrified households. There will be 92 off-grid households. The total route length of the planned medium voltage line is 18 km, of which 48% will be 33 kV lines and the remaining 17% will be 11 kV lines. For this route, 6 km will be constructed in 10th FYP and 12 km will be constructed in 11th FYP. There are some non-electrified villages in environmentally protected areas in the northern part of the Dzongkhag, and these will be off-grid. The on-grid electrification cost in 10th FYP will be 5 million Nu., that of 11th FYP will be 9 million Nu., bringing the total to 14 million Nu. The off-grid investment will be 2 million Nu. The on-grid electrification percentage in 2007 will be 96%, which is the highest in Bhutan. This is because most parts of the Dzongkhag are already connected to the grid. It will increase to 97% in 10th FYP and 98% in 11th FYP. The off-grid electrification percentage will be 2% by 2020.			


*: Numbers are based on the forecasted household number in 2007.

Dzongkhag-wise Rural Electrification Master Plan

1	Dzongkhag Code	I		
2	Name of Dzongkhag	Pemagatshel		
3	Nos of Non-electrified Village	in 2003 (Actual):	33	
4	Forecasted Nos of Non-electrified Household	in 2003 (Actual):	650	
		in 2007 (Forecasted):	643	
		in 2012 (Forecasted):	643	
		in 2017 (Forecasted):	643	
		in 2020 (Forecasted):	643	
5	Nos of Villages to be electrified by On-grid	10th FYP (2007-2012):	16	(48.5%)
		11th FYP (2012-2017):	10	(30.3%)
		TOTAL	26	(78.8%)
6	Nos of Villages to be electrified by Off-grid		7	(21.2%)
7	Nos of Household to be electrified by On-grid *	10th FYP (2007-2012):	470	(73.1%)
		11th FYP (2012-2017):	125	(19.4%)
		TOTAL	595	(92.5%)
8	Nos of Household to be electrified by Off-grid *		48	(7.5%)
9	Investment for On-grid (x1,000 Nu.)	10th FYP (2007-2012):	48,320	1,074 (US\$1,000)
		11th FYP (2012-2017):	22,991	511 (US\$1,000)
		TOTAL	71,311	1,585 (US\$1,000)
10	Investment for off-grid (x1,000 Nu.)		1,070	24 (US\$1,000)
11	Distribution Line Length (m)	10th FYP (2007-2012):	31,521	
		11th FYP (2012-2017):	23,752	
		TOTAL	55,273	
12	Dzongkhag Electrified Ratio	On-grid in 2007:	76.8%	
		On-grid in 2012:	93.8%	
		On-grid in 2017:	98.3%	
		Off-grid in 2017:	1.7%	
		TOTAL in 2017:	100.0%	
13	Features for the Master Plan By 2020, 26 villages with 595 households, equivalent to 79% of the total number of the non-electrified villages and 93% of the non-electrified households, will be connected the grid. The number of off-grid households will be 48. The total route length of the planned 33 kV medium voltage line is 55 km. 32 km will be constructed in 10th FYP and the remaining 24 km will be constructed in 11th FYP. There are no environmentally protected areas in this Dzongkhag. The on-grid electrification cost in 10th FYP is 48 million Nu., and that of 11th FYP is 23 million Nu., bringing the total to 71 million Nu. The off-grid investment will be one million Nu. The on-grid electrification percentage in 2007 will be 77%. This will increase to 94% in 10th FYP and 98% in 11th FYP. The off-grid electrification percentage will be 2%.			

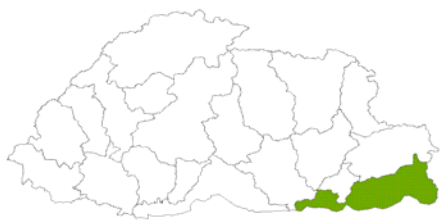
*: Numbers are based on the forecasted household number in 2007.

Dzongkhag-wise Rural Electrification Master Plan

1	Dzongkhag Code	J		
2	Name of Dzongkhag	Punakha		
3	Nos of Non-electrified Village	in 2003 (Actual):	35	
4	Forecasted Nos of Non-electrified Household	in 2003 (Actual):	263	
		in 2007 (Forecasted):	275	
		in 2012 (Forecasted):	294	
		in 2017 (Forecasted):	313	
		in 2020 (Forecasted):	331	
5	Nos of Villages to be electrified by On-grid	10th FYP (2007-2012):	15	(42.9%)
		11th FYP (2012-2017):	2	(5.7%)
		TOTAL	17	(48.6%)
6	Nos of Villages to be electrified by Off-grid		18	(51.4%)
7	Nos of Household to be electrified by On-grid *	10th FYP (2007-2012):	167	(60.7%)
		11th FYP (2012-2017):	15	(5.5%)
		TOTAL	182	(66.2%)
8	Nos of Household to be electrified by Off-grid *		93	(33.8%)
9	Investment for On-grid (x1,000 Nu.)	10th FYP (2007-2012):	21,812	485 (US\$1,000)
		11th FYP (2012-2017):	3,211	71 (US\$1,000)
		TOTAL	25,023	556 (US\$1,000)
10	Investment for off-grid (x1,000 Nu.)		2,496	55 (US\$1,000)
11	Distribution Line Length (m)	10th FYP (2007-2012):	22,139	
		11th FYP (2012-2017):	5,426	
		TOTAL	27,565	
12	Dzongkhag Electrified Ratio	On-grid in 2007:	88.6%	
		On-grid in 2012:	95.5%	
		On-grid in 2017:	96.1%	
		Off-grid in 2017:	3.9%	
		TOTAL in 2017:	100.0%	
13	Features for the Master Plan By 2020, 17 villages with 219 households, equivalent to 49% of the total number of non-electrified villages and 66% of the non-electrified households, will be connected the grid. The number of off-grid household will be 112. The total route length of the planned medium voltage line is 25 km. For this route, 76% will be 33 kV lines and remaining 24% will be 11 kV lines. There will be 22 km constructed in 10th FYP and 3 km will be constructed in 11th FYP. In addition, 7 km of the distribution line passes through environmentally protected areas and covered conductors will be installed in this section. All of the line that is in the environmentally protected area will be constructed in 10th FYP. As for 33 kV lines come from Lobesa 66/33/11 kV substation, only one 33 kV circuit breaker is installed for the supply to Punakha, Gasa, and Wangduephodraung. Thus, installation of separate 33 kV circuit breaker in each Dzongkhag needs to be examined in the F/S stage to enhance the reliability. The on-grid electrification cost in 10th FYP will be 22 million Nu., and that of 11th FYP will be 3 million Nu., bringing the total to 25 million Nu. The off-grid investment will be 2.5 million Nu. The on-grid electrification percentage in 2007 will be 89%, which is the third highest in Bhutan. It will increase to 95.5% in 10th FYP and 96.2% in 11th FYP. The off-grid electrification percentage will be 4%.			


*: Numbers are based on the forecasted household number in 2007.

Dzongkhag-wise Rural Electrification Master Plan

1	Dzongkhag Code	K		
2	Name of Dzongkhag	Samdrup Jongkhar		
3	Nos of Non-electrified Village	in 2003 (Actual):	177	
4	Forecasted Nos of Non-electrified Household	in 2003 (Actual):	3,573	
		in 2007 (Forecasted):	3,837	
		in 2012 (Forecasted):	4,200	
		in 2017 (Forecasted):	4,590	
		in 2020 (Forecasted):	4,842	
5	Nos of Villages to be electrified by On-grid	10th FYP (2007-2012):	83	(46.9%)
		11th FYP (2012-2017):	45	(25.4%)
		TOTAL	128	(72.3%)
6	Nos of Villages to be electrified by Off-grid		49	(27.7%)
7	Nos of Household to be electrified by On-grid *	10th FYP (2007-2012):	2,212	(57.7%)
		11th FYP (2012-2017):	1,221	(31.8%)
		TOTAL	3,433	(89.5%)
8	Nos of Household to be electrified by Off-grid*		401	(10.5%)
9	Investment for On-grid (x1,000 Nu.)	10th FYP (2007-2012):	203,489	4,522 (US\$1,000)
		11th FYP (2012-2017):	173,691	3,860 (US\$1,000)
		TOTAL	377,180	8,382 (US\$1,000)
10	Investment for off-grid (x1,000 Nu.)		11,300	251 (US\$1,000)
11	Distribution Line Length (m)	10th FYP (2007-2012):	144,186	
		11th FYP (2012-2017):	106,173	
		TOTAL	250,358	
12	Dzongkhag Electrified Ratio	On-grid in 2007:	31.2%	
		On-grid in 2012:	70.7%	
		On-grid in 2017:	92.8%	
		Off-grid in 2017:	7.2%	
		TOTAL in 2017:	100.0%	
13	Features for the Master Plan <p>There are 4,842 non-electrified households predicted for 2020, which is the second largest in Bhutan after Samtse. There are 4,335 households in 128 villages, equivalent to 72% of the total number of the non-electrified villages, that will be connected to the grid. The total route length of planned medium voltage lines is 250 km. Of this, 50% will be 33 kV lines and the remaining 68% will be 11kV lines. Lauri and Serthing Gewog in the northeastern part of the Dzongkhag will be supplied from India. In addition, 14 km of feeder MPK11F2-4 passes through a national park. This is the longest length of line in a protected area. In addition, the source identified for grid extension is from Daifam which receives electric supply from India and this supply is known for its poor reliability. Therefore, the feasibility study of micro hydro is recommended for not only provide reliable supply of electricity to the Shingkhar Lauri villages but can also feed back the Daifam villages by our own supply in the future.</p> <p>The on-grid electrification cost in 10th FYP is 203 million Nu., and that of 11th FYP is 174 million Nu., bringing the total to 377 million Nu. The off-grid investment is 11 million Nu.</p> <p>The on-grid electrification percentage in 2007 will be quite low at 31%. However, it will become 71% in 10th FYP and 93% in 11th FYP. The off-grid electrification percentage will be 7%.</p>			

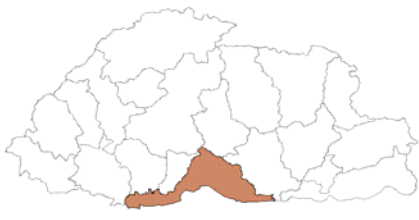
*: Numbers are based on the foreasted household number in 2007.

Dzongkhag-wise Rural Electrification Master Plan

1	Dzongkhag Code	L		
2	Name of Dzongkhag	Samtse		
3	Nos of Non-electrified Village	in 2003 (Actual):	181	
4	Forecasted Nos of Non-electrified Household	in 2003 (Actual):	4,318	
		in 2007 (Forecasted):	4,765	
		in 2012 (Forecasted):	5,366	
		in 2017 (Forecasted):	6,088	
		in 2020 (Forecasted):	6,541	
5	Nos of Villages to be electrified by On-grid	10th FYP (2007-2012):	119	(65.7%)
		11th FYP (2012-2017):	41	(22.7%)
		TOTAL	160	(88.4%)
6	Nos of Villages to be electrified by Off-grid		21	(11.6%)
7	Nos of Household to be electrified by On-grid*	10th FYP (2007-2012):	3,658	(76.8%)
		11th FYP (2012-2017):	852	(17.9%)
		TOTAL	4,510	(94.6%)
8	Nos of Household to be electrified by Off-grid*		255	(5.4%)
9	Investment for On-grid (x1,000 Nu.)	10th FYP (2007-2012):	280,368	6,230 (US\$1,000)
		11th FYP (2012-2017):	71,205	1,582 (US\$1,000)
		TOTAL	351,573	7,813 (US\$1,000)
10	Investment for off-grid (x1,000 Nu.)		7,756	172 (US\$1,000)
11	Distribution Line Length (m)	10th FYP (2007-2012):	243,224	
		11th FYP (2012-2017):	57,265	
		TOTAL	300,488	
12	Dzongkhag Electrified Ratio	On-grid in 2007:	39.5%	
		On-grid in 2012:	85.9%	
		On-grid in 2017:	96.8%	
		Off-grid in 2017:	3.2%	
		TOTAL in 2017:	100.0%	
13	Features for the Master Plan <p>By 2020, 6,193 households in 160 villages, equivalent to 88% of the total number of the non-electrified villages and 95% of the non-electrified households, will be on-grid. This is the largest number of on-grid houses in a Dzongkhag in Bhutan. The number of off-grid households will be 348.</p> <p>The total route length of the planned medium voltage lines is 292 km. For this route, 45% of the lines are 33 kV and the remainders are 11kV lines. Most of the route (234 km) is planned to be extended in 10th FYP, and the remaining 57 km will be extended in 11th FYP. There route does not pass through any environmentally protected areas.</p> <p>Mayona, Dungtoe, Dorokha, Denchhukha and Tading Gewogs in the eastern part of the Dzongkhag are to be supplied from Chukha. Bara and Tendu Gewogs in the northwestern part of the Dzongkhag are to be supplied from Jaldhaka substation in India. This will require installation of two voltage regulators and replacement of 20 km of existing lines. As the demand and characteristics of the lines in India is not clear, it is needed that the design be examined measuring the voltage at the receiving point from India.</p> <p>The on-grid electrification cost in 10th FYP is 280 million Nu., and that in 11th FYP is 71 million Nu., bringing the total to 352 million Nu. The off-grid investment will be 8 million Nu.</p> <p>The on-grid electrification percentage in 2007 will be 40%. It will increase to 86% in 10th FYP and 97% in 11th FYP. The off-grid electrification percentage will be 3%.</p>			

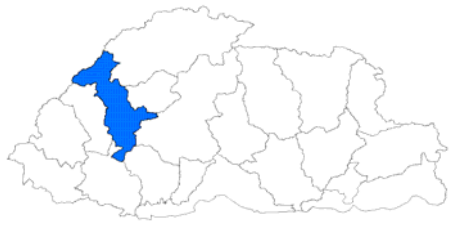
*: Numbers are based on the forecasted household number in 2007.

Dzongkhag-wise Rural Electrification Master Plan

1	Dzongkhag Code	M		
2	Name of Dzongkhag	Sarpang		
3	Nos of Non-electrified Village	in 2003 (Actual):	162	
4	Forecasted Nos of Non-electrified Household	in 2003 (Actual):	2,570	
		in 2007 (Forecasted):	2,993	
		in 2012 (Forecasted):	3,457	
		in 2017 (Forecasted):	3,999	
		in 2020 (Forecasted):	4,346	
5	Nos of Villages to be electrified by On-grid	10th FYP (2007-2012):	59	(36.4%)
		11th FYP (2012-2017):	64	(39.5%)
		TOTAL	123	(75.9%)
6	Nos of Villages to be electrified by Off-grid		39	(24.1%)
7	Nos of Household to be electrified by On-grid *	10th FYP (2007-2012):	1,385	(46.3%)
		11th FYP (2012-2017):	1,223	(40.9%)
		TOTAL	2,608	(87.1%)
8	Nos of Household to be electrified by Off-grid*		385	(12.9%)
9	Investment for On-grid (x1,000 Nu.)	10th FYP (2007-2012):	123,481	2,744 (US\$1,000)
		11th FYP (2012-2017):	134,572	2,990 (US\$1,000)
		TOTAL	258,053	5,735 (US\$1,000)
10	Investment for off-grid (x1,000 Nu.)		12,370	275 (US\$1,000)
11	Distribution Line Length (m)	10th FYP (2007-2012):	92,646	
		11th FYP (2012-2017):	105,796	
		TOTAL	198,443	
12	Dzongkhag Electrified Ratio	On-grid in 2007:	41.2%	
		On-grid in 2012:	68.4%	
		On-grid in 2017:	92.4%	
		Off-grid in 2017:	7.6%	
		TOTAL in 2017:	100.0%	
13	Features for the Master Plan By 2020, there will be 3,791 on-grid electrified households in 123 villages, which is equivalent to 76% of the total of the non-electrified villages and 87% of non-electrified household. The number of off-grid households will be 555, which is the second largest number for a Dzongkhag. The total route length of the planned medium voltage lines is 198 km. For this route, 82% of the lines will be 33 kV and the remaining lines will be 11kV. 92 km is planned to be extended in 10th FYP and 106 km is planned to be extended in 11th FYP. The electricity needs of Lhamnozinkha and Michula Gewogs are currently supplied by diesel generators. These Gewogs have been prioritized for 10th FYP implementation to save the cost diesel fuel. Lhamozinkha, Deorali, and Nichula Gewogs will be supplied from Chukha, while Senge and Hiley Gewogs will be supplied from Tsirang. Belkhola, Larpani and Hiley Gewogs will be supplied from the Golephu substation, and an installation of voltage regulator is required for these areas. In addition, currently, there is no 33 kV source at Gelephu Substation. Therefore, it needs to examine to install either 132/33 or 66/33kV transformer at the substation in the F/S stage. Four (4) feeders go through environmentally protected areas and these lines will have covered conductors within the protected areas. The total length of the lines in the protected areas is 32 km. Of this, 11.1 km is planned to be implemented in 10th FYP. The on-grid electrification cost in 10th FYP is 123 million Nu., and that in 11th FYP is 134 million Nu., bringing the total to 258 million Nu. The off-grid investment will be 12 million Nu. The on-grid electrification percentage in 2007 will be 41%. This will increase to 68% in 10th FYP and 92% in 11th FYP. The off-grid electrification percentage will be 8%.			


*: Numbers are based on the forecasted household number in 2007.

Dzongkhag-wise Rural Electrification Master Plan

1	Dzongkhag Code	N		
2	Name of Dzongkhag	Thimphu		
3	Nos of Non-electrified Village	in 2003 (Actual):	16	
4	Forecasted Nos of Non-electrified Household	in 2003 (Actual):	132	
		in 2007 (Forecasted):	135	
		in 2012 (Forecasted):	146	
		in 2017 (Forecasted):	152	
		in 2020 (Forecasted):	157	
5	Nos of Villages to be electrified by On-grid	10th FYP (2007-2012):	0	(0.0%)
		11th FYP (2012-2017):	1	(6.3%)
		TOTAL	1	(6.3%)
6	Nos of Villages to be electrified by Off-grid		15	(93.8%)
7	Nos of Household to be electrified by On-grid *	10th FYP (2007-2012):	0	(0.0%)
		11th FYP (2012-2017):	14	(10.4%)
		TOTAL	14	(10.4%)
8	Nos of Household to be electrified by Off-grid*		121	(89.6%)
9	Investment for On-grid (x1,000 Nu.)	10th FYP (2007-2012):	0	0 (US\$1,000)
		11th FYP (2012-2017):	1,604	36 (US\$1,000)
		TOTAL	1,604	36 (US\$1,000)
10	Investment for off-grid (x1,000 Nu.)		3,143	70 (US\$1,000)
11	Distribution Line Length (m)	10th FYP (2007-2012):	0	
		11th FYP (2012-2017):	1,482	
		TOTAL	1,482	
12	Dzongkhag Electrified Ratio	On-grid in 2007:	93.0%	
		On-grid in 2012:	93.0%	
		On-grid in 2017:	93.7%	
		Off-grid in 2017:	6.3%	
		TOTAL in 2017:	100.0%	
13	Features for the Master Plan By 2020, just 16 households in one village, equivalent to 6% of the total of the non-electrified villages, will be on-grid. The total route length of the planned 33 kV medium voltage line is only 1 km. No village will be connected to the grid in 10th FYP and the 14 households will be connected in 11th FYP. 141 households in 15 villages will be off-grid. The on-grid electrification cost in 11th FYP is 1.6 million Nu. and that of the off-grid electrification is 3.2 million Nu. The on-grid electrification percentage in 2007 will be as much as 93%, as almost all the areas are already electrified. It will be the same in 10th FYP and finally increase to 94% in 11th FYP. The off-grid electrification percentage will be 6%.			


*: Numbers are based on the forecasted household number in 2007.

Dzongkhag-wise Rural Electrification Master Plan

1	Dzongkhag Code	O		
2	Name of Dzongkhag	Trashigang		
3	Nos of Non-electrified Village	in 2003 (Actual):	105	
4	Forecasted Nos of Non-electrified Household	in 2003 (Actual):	2,087	
		in 2007 (Forecasted):	2,206	
		in 2012 (Forecasted):	2,370	
		in 2017 (Forecasted):	2,553	
		in 2020 (Forecasted):	2,663	
5	Nos of Villages to be electrified by On-grid	10th FYP (2007-2012):	67	(63.8%)
		11th FYP (2012-2017):	15	(14.3%)
		TOTAL	82	(78.1%)
6	Nos of Villages to be electrified by Off-grid		23	(21.9%)
7	Nos of Household to be electrified by On-grid *	10th FYP (2007-2012):	1,606	(72.8%)
		11th FYP (2012-2017):	444	(20.1%)
		TOTAL	2,050	(92.9%)
8	Nos of Household to be electrified by Off-grid*		156	(7.1%)
9	Investment for On-grid (x1,000 Nu.)	10th FYP (2007-2012):	172,827	3,841 (US\$1,000)
		11th FYP (2012-2017):	46,825	1,041 (US\$1,000)
		TOTAL	219,653	4,881 (US\$1,000)
10	Investment for off-grid (x1,000 Nu.)		4,279	95 (US\$1,000)
11	Distribution Line Length (m)	10th FYP (2007-2012):	102,740	
		11th FYP (2012-2017):	30,457	
		TOTAL	133,197	
12	Dzongkhag Electrified Ratio	On-grid in 2007:	74.8%	
		On-grid in 2012:	93.1%	
		On-grid in 2017:	98.2%	
		Off-grid in 2017:	1.8%	
		TOTAL in 2017:	100.0%	
13	Features for the Master Plan By 2020, there will be 82 villages with 2,471 households connected to the grid. This is equivalent to 78% of the total number of non-electrified villages and 93% of non-electrified households. The number of off-grid households will be 192. The total route length of the planned 11 kV medium voltage line is 133 km. Of this, 102 km (97%) will be constructed in 10th FYP and 31 km will be constructed in 11th FYP. The 17 households in Merak Gewog will be supplied from Samdrup Jongkhar. An ABS will be installed in Sakten and Kangpara Gewogs. Lines in Sakten and Merak Gewogs pass through environmentally protected areas and will require covered conductors to be used in these areas. Feeder MPO11F1-3 will be expanded in 10th FYP and there will be 18 km within protected areas. One option for MPO11F1-3 is to apply 33 kV system instead of change the feeder from 11 kV system with voltage regulator. There is a technical merit for 33 kV including reduction of power loss, however, 11 kV has a cost merit. It is recommended to conduct additional examination from overall perspective in a feasibility study. The on-grid electrification cost in 10th FYP is 173 million Nu., and that in 11th FYP is 48 million Nu., bringing the total to 220 million Nu. The off-grid investment is 4 million Nu. The on-grid electrification percentage in 2007 will be 75%. It will increase to 93% in 10th FYP and 98% in 11th FYP. The off-grid electrification percentage will be 2%.			

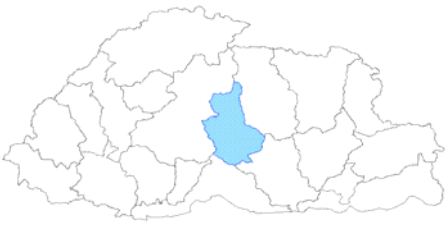
*: Numbers are based on the forecasted household number in 2007.

Dzongkhag-wise Rural Electrification Master Plan

1	Dzongkhag Code	P		
2	Name of Dzongkhag	Yangtse		
3	Nos of Non-electrified Village	in 2003 (Actual):	56	
4	Forecasted Nos of Non-electrified Household	in 2003 (Actual):	1,157	
		in 2007 (Forecasted):	1,262	
		in 2012 (Forecasted):	1,407	
		in 2017 (Forecasted):	1,570	
		in 2020 (Forecasted):	1,678	
5	Nos of Villages to be electrified by On-grid	10th FYP (2007-2012):	31	(55.4%)
		11th FYP (2012-2017):	20	(35.7%)
		TOTAL	51	(91.1%)
6	Nos of Villages to be electrified by Off-grid		5	(8.9%)
7	Nos of Household to be electrified by On-grid *	10th FYP (2007-2012):	874	(69.3%)
		11th FYP (2012-2017):	353	(28.0%)
		TOTAL	1,227	(97.2%)
8	Nos of Household to be electrified by Off-grid *		35	(2.8%)
9	Investment for On-grid (x1,000 Nu.)	10th FYP (2007-2012):	90,770	2,017 (US\$1,000)
		11th FYP (2012-2017):	51,674	1,148 (US\$1,000)
		TOTAL	142,444	3,165 (US\$1,000)
10	Investment for off-grid (x1,000 Nu.)		1,025	23 (US\$1,000)
11	Distribution Line Length (m)	10th FYP (2007-2012):	36,694	
		11th FYP (2012-2017):	28,571	
		TOTAL	65,265	
12	Dzongkhag Electrified Ratio	On-grid in 2007:	59.3%	
		On-grid in 2012:	87.5%	
		On-grid in 2017:	98.9%	
		Off-grid in 2017:	1.1%	
		TOTAL in 2017:	100.0%	
13	Features for the Master Plan By 2020, there will be 51 villages with the households of 1,632 connected to the grid. This is equivalent to 91% of the total number of the non-electrified villages and 97% of the non-electrified households. A total of 46 households will be off-grid. The total route length of the planned 33 kV medium voltage line is 65 km. All electricity will be supplied from the Trashigang substation. There will be 37 km of line constructed in 10th FYP and 29 km constructed in 11th FYP. Covered conductors will be installed for 14 km of the distribution line, where it passes through environmentally protected areas. The on-grid electrification cost in 10th FYP will be 91 million Nu., and that in 11th FYP will be 52 million Nu., bringing the total to 142 million Nu. The off-grid investment will be one million Nu. The on-grid electrification percentage in 2007 will be 59%. It will increase to 87% in 10th FYP and 99% in 11th FYP. The off-grid electrification percentage will be only 1%.			

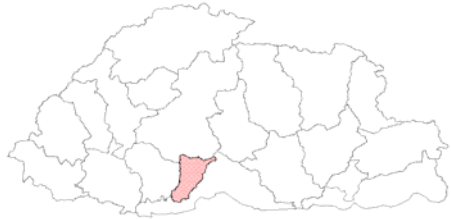
*: Numbers are based on the forecasted household number in 2007.

Dzongkhag-wise Rural Electrification Master Plan

1	Dzongkhag Code	Q		
2	Name of Dzongkhag	Trongsa		
3	Nos of Non-electrified Village	in 2003 (Actual):	49	
4	Forecasted Nos of Non-electrified Household	in 2003 (Actual):	860	
		in 2007 (Forecasted):	961	
		in 2012 (Forecasted):	1,115	
		in 2017 (Forecasted):	1,278	
		in 2020 (Forecasted):	1,404	
5	Nos of Villages to be electrified by On-grid	10th FYP (2007-2012):	33	(67.3%)
		11th FYP (2012-2017):	11	(22.4%)
		TOTAL	44	(89.8%)
6	Nos of Villages to be electrified by Off-grid		5	(10.2%)
7	Nos of Household to be electrified by On-grid *	10th FYP (2007-2012):	706	(73.5%)
		11th FYP (2012-2017):	223	(23.2%)
		TOTAL	929	(96.7%)
8	Nos of Household to be electrified by Off-grid *		32	(3.3%)
9	Investment for On-grid (x1,000 Nu.)	10th FYP (2007-2012):	99,236	2,205 (US\$1,000)
		11th FYP (2012-2017):	36,591	813 (US\$1,000)
		TOTAL	135,827	3,018 (US\$1,000)
10	Investment for off-grid (x1,000 Nu.)		1,092	24 (US\$1,000)
11	Distribution Line Length (m)	10th FYP (2007-2012):	68,650	
		11th FYP (2012-2017):	26,991	
		TOTAL	95,641	
12	Dzongkhag Electrified Ratio	On-grid in 2007:	44.4%	
		On-grid in 2012:	85.3%	
		On-grid in 2017:	98.1%	
		Off-grid in 2017:	1.9%	
		TOTAL in 2017:	100.0%	
13	Features for the Master Plan <p>By 2020, there will be 44 villages with 1,355 households connected to the grid. This is equivalent to 90% of the total number of non-electrified villages and 97% of the non-electrified households. There will be 49 off-grid households. The total route length of the planned 33 kV medium voltage line is 96 km. Electricity will be supplied from the Trongsa substation. There will be 69 km of line constructed in 10th FYP and 27 km will be constructed in 11th FYP. Three feeders pass through environmentally protected areas and covered conductors will be required where this occurs. There are 27 km (68% of total length) in protected areas. All of these lines will be constructed in 10th FYP. The on-grid electrification cost in 10th FYP is 100 million Nu., and that of 11th FYP is 37 million Nu., bringing the total to 136 million Nu. The off-grid investment will be 1.1 million Nu. The on-grid electrification percentage in 2007 will be 44%. It will increase to 85% in 10th FYP and 98% in 11th FYP. The off-grid electrification percentage will be 2%.</p>			


*: Numbers are based on the forecasted household number in 2007.

Dzongkhag-wise Rural Electrification Master Plan

1	Dzongkhag Code	R		
2	Name of Dzongkhag	Tsirang		
3	Nos of Non-electrified Village	in 2003 (Actual):	86	
4	Forecasted Nos of Non-electrified Household	in 2003 (Actual):	2,186	
		in 2007 (Forecasted):	2,594	
		in 2012 (Forecasted):	3,064	
		in 2017 (Forecasted):	3,432	
		in 2020 (Forecasted):	3,686	
5	Nos of Villages to be electrified by On-grid	10th FYP (2007-2012):	69	(80.2%)
		11th FYP (2012-2017):	1	(1.2%)
		TOTAL	70	(81.4%)
6	Nos of Villages to be electrified by Off-grid		16	(18.6%)
7	Nos of Household to be electrified by On-grid *	10th FYP (2007-2012):	2,423	(93.4%)
		11th FYP (2012-2017):	30	(1.2%)
		TOTAL	2,453	(94.6%)
8	Nos of Household to be electrified by Off-grid *		141	(5.4%)
9	Investment for On-grid (x1,000 Nu.)	10th FYP (2007-2012):	234,916	5,220 (US\$1,000)
		11th FYP (2012-2017):	3,182	71 (US\$1,000)
		TOTAL	238,099	5,291 (US\$1,000)
10	Investment for off-grid (x1,000 Nu.)		4,413	98 (US\$1,000)
11	Distribution Line Length (m)	10th FYP (2007-2012):	117,228	
		11th FYP (2012-2017):	3,623	
		TOTAL	120,851	
12	Dzongkhag Electrified Ratio	On-grid in 2007:	23.8%	
		On-grid in 2012:	95.0%	
		On-grid in 2017:	95.9%	
		Off-grid in 2017:	4.1%	
		TOTAL in 2017:	100.0%	
13	Features for the Master Plan By 2020, there will be 70 villages with 3,488 households connected to the grid. This is equivalent to 81% of the total number of non-electrified villages and 95% of the non-electrified households. There will be 198 off-grid households. The total route length of the planned medium voltage line is 121 km. For this route, 95% of the lines will be 33 kV supplied from the Dhajay substation. The remaining 5% will be 11kV lines. The route will also provide electricity to Dagana. Most of the route (117 km) will be constructed in 10th FYP and the remainder (3 km) will be constructed in 11th FYP. The on-grid electrification cost in 10th FYP will be 235 million Nu., and that in 11th FYP will be 3 million Nu., bringing the total to 238 million Nu. The off-grid investment will be 4.5 million Nu. The on-grid electrification percentage in 2007 will be 25%, which is the lowest for a Dzongkhag. This will increase to 95% in 10th FYP and finally 96% in 11th FYP. The off-grid electrification percentage will be 4%.			


*: Numbers are based on the forecasted household number in 2007.

Dzongkhag-wise Rural Electrification Master Plan

1	Dzongkhag Code	S		
2	Name of Dzongkhag	Wangdue phodrang		
3	Nos of Non-electrified Village	in 2003 (Actual):	155	
4	Forecasted Nos of Non-electrified Household	in 2003 (Actual):	1,714	
		in 2007 (Forecasted):	1,837	
		in 2012 (Forecasted):	2,011	
		in 2017 (Forecasted):	2,190	
		in 2020 (Forecasted):	2,305	
5	Nos of Villages to be electrified by On-grid	10th FYP (2007-2012):	65	(41.9%)
		11th FYP (2012-2017):	37	(23.9%)
		TOTAL	102	(65.8%)
6	Nos of Villages to be electrified by Off-grid		53	(34.2%)
7	Nos of Household to be electrified by On-grid *	10th FYP (2007-2012):	937	(51.0%)
		11th FYP (2012-2017):	526	(28.6%)
		TOTAL	1,463	(79.6%)
8	Nos of Household to be electrified by Off-grid *		374	(20.4%)
9	Investment for On-grid (x1,000 Nu.)	10th FYP (2007-2012):	128,685	2,860 (US\$1,000)
		11th FYP (2012-2017):	77,878	1,731 (US\$1,000)
		TOTAL	206,563	4,590 (US\$1,000)
10	Investment for off-grid (x1,000 Nu.)		10,275	228 (US\$1,000)
11	Distribution Line Length (m)	10th FYP (2007-2012):	124,608	
		11th FYP (2012-2017):	71,367	
		TOTAL	195,975	
12	Dzongkhag Electrified Ratio	On-grid in 2007:	56.5%	
		On-grid in 2012:	78.7%	
		On-grid in 2017:	91.1%	
		Off-grid in 2017:	8.9%	
		TOTAL in 2017:	100.0%	
13	Features for the Master Plan <p>By 2020, there will be 102 villages with 1,844 households connected the grid. This is equivalent to 66% of the total number of non-electrified villages and 80% of the non-electrified households. The number of off-grid households will be 461. The total route length of the planned medium voltage line is 196 km. Of this, 72% will be 33 kV lines and the remaining 28% will be 11 kV lines. For this route, 125 km will be constructed in 10th FYP and 71 km will be constructed in 11th FYP.</p> <p>A combined length of 58 km of covered conductors will be required for four feeders which go through environmentally protected areas. Two of these feeders, having a length of 45 km, will be constructed in 10th FYP. The other two feeders, having a length of 13 km, will be constructed in 11th FYP. The lines pass through protected areas in total of 60 km.</p> <p>As for 33 kV lines come from Lobesa 66/33/11 kV substation, only one 33 kV circuit breaker is installed for the supply to Punakha, Gasa, and Wangduephodraung. Thus, installation of separate 33 kV circuit breaker in each Dzongkhag needs to be examined in the F/S stage to enhance the reliability.</p> <p>The on-grid electrification cost in 10th FYP will be 130 million Nu., and that in 11th FYP will be 78 million Nu., bringing the total to 208 million Nu. The off-grid investment will be 10 million Nu.</p> <p>The on-grid electrification percentage in 2007 will be 57%. It will increase to 79% in 10th FYP and finally reach 91% in 11th FYP. The off-grid electrification percentage will be 9%.</p>			

*: Numbers are based on the forecasted household number in 2007.

Dzongkhag-wise Rural Electrification Master Plan

1	Dzongkhag Code	T		
2	Name of Dzongkhag	Zhemgang		
3	Nos of Non-electrified Village	in 2003 (Actual):	92	
4	Forecasted Nos of Non-electrified Household	in 2003 (Actual):	1,627	
		in 2007 (Forecasted):	1,757	
		in 2012 (Forecasted):	1,945	
		in 2017 (Forecasted):	2,152	
		in 2020 (Forecasted):	2,279	
5	Nos of Villages to be electrified by On-grid	10th FYP (2007-2012):	57	(62.0%)
		11th FYP (2012-2017):	7	(7.6%)
		TOTAL	64	(69.6%)
6	Nos of Villages to be electrified by Off-grid		28	(30.4%)
7	Nos of Household to be electrified by On-grid *	10th FYP (2007-2012):	1,336	(76.0%)
		11th FYP (2012-2017):	156	(8.9%)
		TOTAL	1,492	(84.9%)
8	Nos of Household to be electrified by Off-grid *		265	(15.1%)
9	Investment for On-grid (x1,000 Nu.)	10th FYP (2007-2012):	188,487	4,189 (US\$1,000)
		11th FYP (2012-2017):	19,112	425 (US\$1,000)
		TOTAL	207,599	4,613 (US\$1,000)
10	Investment for off-grid (x1,000 Nu.)		7,712	171 (US\$1,000)
11	Distribution Line Length (m)	10th FYP (2007-2012):	163,081	
		11th FYP (2012-2017):	13,412	
		TOTAL	176,493	
12	Dzongkhag Electrified Ratio	On-grid in 2007:	24.3%	
		On-grid in 2012:	81.9%	
		On-grid in 2017:	88.6%	
		Off-grid in 2017:	11.4%	
		TOTAL in 2017:	100.0%	
13	Features for the Master Plan By 2020, there will be 64 villages with the 1,933 households connected to the grid. This is equivalent to 70% of the total number of non-electrified villages and 85% of the non-electrified households. The number of off-grid households will be 346. The total route length of the planned 33 kV medium voltage line is 176 km. Two (2) feeders pass through environmentally protected areas. This will required covered conductors to be applied over a total length of 39 km. Both of these feeders are to be constructed in 10th FYP. The on-grid electrification cost in 10th FYP will be 188 million Nu., and that in 11th FYP will be 19 million Nu., bringing the total to 208 million Nu. The off-grid investment will be 8 million Nu. The on-grid electrification percentage in 2007 will be 24%, which is second lowest for a Dzongkhag. It will increase to 82% in 10th FYP and 89% in 11th FYP. The off-grid electrification percentage will be 11%.			

*: Numbers are based on the forecasted household number in 2007.

ブータン国
地方電化マスタープラン調査
ファイナルレポート

目次

ブータン国
 地方電化マスタープラン調査
 ファイナルレポート

レポートの構成

調査対象位置図

県別マスタープランプロファイル

PART -A 現状と計画策定の基礎情報

- 第 1 章 序論
- 第 2 章 ブータン国の概要
- 第 3 章 電力セクターの現状
- 第 4 章 既存電力設備
- 第 5 章 電力関連開発計画
- 第 6 章 情報通信分野の現状と開発計画
- 第 7 章 未電化村落の現状
- 第 8 章 マスタープラン策定における GIS の活用
- 第 9 章 環境社会配慮

PART-B 調査の手法と分析

- 第 10 章 送配電設備の電力技術基準
- 第 11 章 オフグリッド電化計画
- 第 12 章 電力需要予測
- 第 13 章 地方電化の計画手法
- 第 14 章 マスタープラン策定の分析結果

PART-C **マスタープラン実施戦略**

- 第 15 章 経済評価ベースのオングリッド地方電化マスタープラン
- 第 16 章 最適地方電化マスタープラン
—マスタープラン調査の結果—
- 第 17 章 戦略的環境影響評価
- 第 18 章 情報通信網拡張計画
- 第 19 章 実施計画
- 第 20 章 運営維持管理計画
- 第 21 章 結論と提言

APPENDIX

- APPENDIX A PRESENT SITUATION AND PLANING CONDITION**
- APPENDIX B PLANNING METHODOLOGY AND ANALYSIS**
- APPENDIX C MASTER PLAN AND IMPLEMENTATION STRATEGY**

ブータン国
 地方電化マスタープラン調査
 ファイナルレポート

目 次

調査対象位置図
 県別マスタープランプロファイル
 レポートの構成
 目次
 用語表
 地名表記(県及び地区)

PART-A 現状と計画策定の基礎情報

第1章 序論

1.1 背景.....1-1
 1.2 調査の目的.....1-1
 1.3 調査内容.....1-2
 1.4 調査の流れ.....1-3
 1.5 調査団構成.....1-5

第2章 ブータン国の概要

2.1 国土・社会・政治・開発.....2-1
 2.1.1 国土.....2-1
 2.1.2 民族構成.....2-1
 2.1.3 政治体制.....2-1
 2.1.4 開発政策.....2-1
 2.2 地方行政の概況.....2-2
 2.2.1 地方行政区.....2-2
 2.2.2 地方行政組織.....2-5
 2.2.3 地方分権体制.....2-5
 2.2.4 地方開発委員会.....2-5
 2.3 経済概況.....2-6
 2.3.1 経済.....2-6
 2.3.2 経済予測.....2-8
 2.3.3 財政収支と外国援助.....2-8
 2.4 自然と環境.....2-11

第3章 電力セクターの現状

3.1 政策・法制度・組織.....3-1
 3.1.1 電力政策の変遷.....3-1
 3.1.2 地方電化に係わる法制度.....3-2

3.1.3	電力関連組織	3-2
3.2	電力料金	3-3
3.2.1	電力料金体系	3-3
3.2.2	電力料金徴収方法	3-4
3.3	電力需給	3-5
3.3.1	需給実績	3-5
3.3.2	需給の季節および日特性	3-6
3.3.3	電力損失	3-9
3.4	経営状況	3-9
3.4.1	BPC の経営状況	3-9
3.4.2	発電会社の経営状況	3-9
3.5	インドとの電力融通契約	3-10
3.6	再生可能エネルギーに関する政策・制度	3-11

第 4 章 既存電力設備

4.1	オングリッド設備	4-1
4.1.1	概要	4-1
4.1.2	発電設備	4-1
4.1.3	送電設備	4-2
4.1.4	変電設備	4-3
4.2	配電設備	4-4
4.3	オフグリッド設備	4-6
4.3.1	オフグリッドの概要	4-6
4.3.2	小水力発電	4-6
4.3.3	太陽光発電設備	4-7
4.3.4	その他の発電設備	4-8

第 5 章 電力関連開発計画

5.1	第 9 次 5 カ年計画	5-1
5.2	電力システムマスタープラン (PSMP) のレビュー	5-1
5.2.1	概要	5-1
5.2.2	PSMP における電力需要想定	5-2
5.2.3	今後の水力発電所候補地点	5-3
5.2.4	送電系統の開発	5-3
5.2.5	2022 年までの総合開発計画	5-7
5.2.6	建設資金調達	5-8
5.2.7	オフグリッド地域への電力供給	5-8
5.3	配電線拡張計画 (ADB/RE-1, RE-2, RE-3) のレビュー	5-9
5.3.1	配電線拡張計画 (ADB/RE-1, RE-2, RE-3) の概要	5-9
5.3.2	ADB/RE-1 および RE-2	5-10
5.3.3	ADB/RE-3	5-10
5.4	オフグリッド電源による開発計画	5-12
5.4.1	小水力発電	5-12
5.4.2	太陽光発電	5-16
5.4.3	バイオマスエネルギー利用	5-18

5.5 電力セクターにおけるドナーの活動状況 5-18

5.6 道路開発計画 5-20

第6章 情報通信分野の現状と開発計画

6.1 地方電化と情報通信 6-1

6.2 情報通信網の現状と開発計画 6-1

 6.2.1 情報通信網の現状 6-1

 6.2.2 情報通信網の開発計画 6-4

6.3 テレビ放送網の現状と開発計画 6-5

 6.3.1 テレビ放送網の現状 6-5

 6.3.2 テレビ放送網の開発計画 6-5

6.4 電力供給事業における通信の現状と今後 6-6

 6.4.1 通信設備の現状と今後 6-6

 6.4.2 OPGW に対する BPC とブータン通信公社の運用形態 6-7

6.5 情報通信分野におけるドナーの活動状況 6-9

6.6 地方行政における情報通信網の現状と可能性 6-10

第7章 未電化村落の現状

7.1 未電化村落データ収集調査の概要 7-1

7.2 村落の定義 7-1

7.3 調査結果の概要 7-2

 7.3.1 未電化村落の調査結果 7-2

 7.3.2 既電化村落の調査結果 7-7

 7.3.3 未電化村落の電化に係わる主要な現況と考慮されるべき事項 7-9

7.4 未電化村落における生活水準の現状 7-10

7.5 電化対象村落数、世帯数 7-10

7.6 全国電化達成時の電化世帯の推計 7-11

 7.6.1 既電化世帯の概要 7-11

 7.6.2 全国電化達成時の電化世帯の推計 7-11

第8章 マスタープラン策定における GIS の活用

8.1 GIS プログラムの導入経緯 8-1

8.2 ブータンにおける GIS データの開発状況 8-1

8.3 構築した GIS データベース 8-2

 8.3.1 既存 GIS データとその活用 8-2

 8.3.2 衛星画像利用による全国 GIS コンターマップの作成 8-2

 8.3.3 新規取得を行った GIS データ 8-3

 8.3.4 データベースの構成 8-4

8.4 マスタープラン作成に関する他プログラムとの連携 8-6

 8.4.1 系統解析プログラムとのインターフェース 8-6

 8.4.2 経済計算とのインターフェース 8-7

8.5 GIS を利用する組織およびデータ管理体制 8-8

 8.5.1 GIS を利用する組織およびその調査当初能力 8-8

8.5.2 技術移転、カウンターパートトレーニングによる人材育成8-8

8.5.3 GIS データベースの管理体制.....8-11

8.6 GIS データベースの他分野での利用可能性.....8-12

第9章 環境社会配慮

9.1 国家環境政策9-1

9.2 環境関連法制度9-2

9.3 環境データの現況と課題9-4

9.4 地方電化に関連する環境法と手続き9-5

9.5 地方電化マスタープラン策定に係る環境社会配慮9-7

9.6 CDM 活用への取組みの現況と M/P 対象地方電化への適用の可能性.....9-8

PART-B

調査の手法と分析

第10章 電力技術基準

10.1 送変電設備技術基準の現状10-1

10.1.1 現状10-1

10.1.2 基準作成の動向10-1

10.2 配電設備技術基準の現状10-2

10.2.1 設備・計画技術基準.....10-2

10.2.2 建設基準.....10-2

10.2.3 保守基準.....10-5

10.3 過去の配電計画における問題点10-5

10.4 技術基準に関するブータン側の要望と検討結果10-7

10.5 マスタープランに適用する配電設備・計画技術基準10-12

10.5.1 計画技術基準.....10-12

10.5.2 主要配電設備の規格.....10-13

10.5.3 設計方針.....10-14

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

11.1.1 気象・水文データの存在状況11-1

11.1.2 小水力発電ポテンシャル11-3

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11-5

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11-8

11.2.1 小水力発電.....11-8

11.2.2 太陽光発電.....11-10

11.2.3 バイオマスエネルギー11-11

11.3 マスタープランに適用する技術基準およびモデル11-11

11.3.1 小水力発電.....11-11

11.3.2 太陽光発電、風力11-12

11.3.3 バイオマスエネルギー11-17

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	12-1
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）	12-1
12.1.2	ADB/RE-2 の需要予測手法（インドの TATA）	12-1
12.1.3	ADB/RE-3 の需要予測手法（オーストラリア SMEC）	12-2
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.....	12-2
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
12.3.1	概要	12-3
12.3.2	未電化村落の電力需要予測手法.....	12-4
12.4	既電化地域における全国レベルの需要予測手法	12-12
12.4.1	概要	12-12
12.4.2	既電化地域の消費電力量の予測.....	12-14
12.4.3	必要電力量および最大負荷	12-16
12.5	マスタープランの電力需要予測結果	12-22
12.5.1	未電化地域村落の需要予測結果.....	12-22
12.5.2	既電化地域の需要予測結果	12-23
12.5.3	全国レベル需要予測.....	12-24
12.5.4	変電所負荷の想定	12-26
12.6	PSMP 需要予測値との比較.....	12-27
12.7	電力需給バランスの検討	12-29

第 13 章 地方電化の計画手法

13.1	全体計画フロー	13-1
13.2	電化実施時期と優先順位決定に対する基本方針	13-3
13.3	道路整備計画と整合性の範囲	13-3
13.4	オングリット・オフグリットの境界設定手法	13-4
13.4.1	オングリッドとオフグリッド	13-4
13.4.2	グリッドにおける相互依存関係.....	13-4
13.4.3	グリッド延長最適化のベース	13-6
13.5	配電線延長計画	13-9
13.5.1	配電線延長の手法	13-9
13.5.2	GIS 上の具体的な作業手順.....	13-9
13.6	系統解析による検査項目・判定基準および検査方法	13-14
13.7	経済評価手法	13-15
13.7.1	経済評価手法の概要.....	13-15
13.7.2	With/Without の考え方	13-15
13.7.3	便益のデータ収集	13-15
13.7.4	便益の算定方法	13-16
13.7.5	経済費用の算定方法.....	13-16
13.8	経済便益.....	13-16

13.8.1	グリッド接続の経済便益.....	13-16
13.8.2	ソーラーホームシステム.....	13-18
13.8.3	経済便益の差分.....	13-19
13.9	経済評価に利用するコストデータとその分析.....	13-19
13.9.1	コストの種類と分析.....	13-19
13.9.2	グリッドの投資数量算定の前提.....	13-20
13.9.3	建設工事単価の積算.....	13-20
13.9.4	運営保守経費.....	13-21
13.9.5	経費の推定.....	13-22
13.9.6	経済的費用の算定.....	13-23
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.....	13-23
13.10	電力政策の分析.....	13-24
13.11	情報通信網拡張整備の可能性と限界.....	13-26
13.12	地方生活水準の分析.....	13-29
13.13	オプションスタディーの方針.....	13-31
13.13.1	オプション-1 (全オングリッド).....	13-31
13.13.2	オプション-2 (オフグリッド・太陽光調理用熱供給).....	13-31
13.13.3	オプション-3 (オフグリッド小水力).....	13-31

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
14.1.1	2020 年までの計画.....	14-1
14.1.2	系統解析結果からの課題.....	14-3
14.1.3	既設及び第 9 次 5 カ年計画フィーダの問題.....	14-4
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.....	14-5
14.1.5	オングリッド電化の優先順位.....	14-6
14.2	オプションスタディー.....	14-7
14.2.1	オプション-1 (全オングリッド).....	14-7
14.2.2	オプション-2 (調理熱源を含む太陽光).....	14-9
14.2.3	オプション-3 (小水力).....	14-10
14.3	事業費積算.....	14-14
14.3.1	オングリッド配電設備の工事数量と概算事業費.....	14-14
14.3.2	オフグリッドの設備費.....	14-15
14.3.3	オングリッド・オフグリッド分岐コスト.....	14-16
14.3.4	概算総事業費.....	14-17
14.4	貧困削減効果.....	14-18
14.4.1	分配分析.....	14-18
14.4.2	財務・経済純益の分配.....	14-18
14.4.3	貧困削減効果.....	14-19

PART-C マスタープラン実施戦略

第 15 章 経済評価ベースのオングリッド地方電化マスタープラン

15.1	フェーズ別地方電化計画.....	15-1
15.1.1	オングリッドフェーズ別電化計画.....	15-1

15.1.2	フィーダ構造の定義.....	15-1
15.1.2	経済評価ベースのフェーズ別電化計画方法	15-2
15.2	フェーズ-1 (2007-2012 年)オングリッド電化計画.....	15-4
15.3	フェーズ-2 (2012-2017 年)オングリッド電化計画.....	15-6
15.4	経済評価ベースのオングリッド地方電化計画の電化率	15-9

第 16 章最適地方電化マスタープラン —マスタープラン調査の結果—

16.1	概要.....	16-1
16.2	オングリッド電化計画の最適化手法と最適化のための変更内容	16-1
16.2.1	最適化の手法.....	16-1
16.2.2	最適化のための変更内容.....	16-2
16.3	フェーズ別オングリッド電化計画.....	16-4
16.3.1	第 10 次 5 カ年計画のオングリッド電化計画.....	16-4
16.3.2	第 11 次 5 カ年計画 のオングリッド電化計画.....	16-6
16.3.3	フェーズごとの系統解析結果	16-9
16.4	オフグリッド電化計画.....	16-10
16.5	地方電化の電化率.....	16-12
16.6	経済評価.....	16-13
16.6.1	オングリッド電化の経済分析	16-13
16.6.2	オフグリッド電化（ソーラーホームシステム）の経済分析.....	16-15
16.7	県別地方電化マスタープラン.....	16-16

第 17 章戦略的環境影響評価

17.1	戦略的環境影響評価適用の目的.....	17-1
17.2	地方電化事業と国家環境戦略.....	17-2
17.3	事業実施に伴う環境影響項目の検討.....	17-3
17.4	環境影響の低減策.....	17-6
17.5	計画策定における情報公開.....	17-10
17.6	事業実施段階における環境影響低減策.....	17-11
17.7	環境影響評価 TOR 案策定.....	17-12

第 18 章情報通信網拡張計画

18.1	情報通信網拡張計画.....	18-1
18.2	情報通信網拡張計画における需要と便益	18-2
18.3	情報通信網拡張計画のコスト.....	18-3
18.4	情報通信網拡張計画の経済評価.....	18-6
18.4.1	概要	18-6
18.4.2	分析の範囲.....	18-7
18.4.3	経済的な利益と経費計算.....	18-7
18.4.4	便益の不確実性	18-9
18.4.5	評価の結果.....	18-9

18.5	情報通信網の運用・維持計画	18-14
18.5.1	運用・維持の実施体制と実施機関	18-14
18.5.2	整備の実施時期	18-15

第 19 章実施計画

19.1	プロジェクト・パッケージ	19-1
19.2	オングリッド電化の資金計画	19-2
19.3	オフグリッド資金計画	19-3
19.4	地方電化実施組織体制	19-4
19.4.1	現状	19-4
19.4.2	オングリッド電化の実施組織体制	19-6
19.4.3	オフグリッド電化の実施組織体制	19-7
19.5	実施スケジュール	19-13
19.6	第 10 次 5 ヶ年計画時の実施計画	19-15
19.6.1	実施のシナリオ	19-15
19.6.2	JBIC と ADB のプロジェクト配分	19-17

第 20 章運営維持管理計画

20.1	オングリッド維持管理組織体制	20-1
20.1.1	概要	20-1
20.1.2	制度改革の必要性	20-1
20.1.3	会計の分離方策	20-2
20.1.4	地方分散型の配電事業	20-2
20.1.5	組織・制度の提案	20-2
20.1.6	地方分散型システムの財務シミュレーション	20-3
20.2	オングリッド維持管理のオプション	20-4
20.3	オフグリッドの維持管理体制	20-5
20.3.1	オフグリッド維持管理の概要	20-5
20.3.2	オフグリッドソーラー電化の維持管理費用と補助金	20-6
20.3.3	オフグリッドソーラーホームシステム維持管理体制のフレームワーク	20-7
20.4	人材育成	20-8
20.4.1	地方電化マスタープランの人材育成に関する基本的枠組	20-8
20.4.2	管理スタッフおよび維持管理スタッフの訓練枠組	20-9
20.4.3	地方電化マスタープランの人材育成実施スケジュール	20-10
20.5	ダイヤモンド・サイド・マネジメントの適用可能性とマスタープランでの取り扱い	20-12

第 21 章結論と提言

21.1	結論	21-1
21.2	提言	21-2

付 表

表-1.3.1	調査内容.....	1-2
表-1.5.1	調査団の構成.....	1-5
表-2.2.1	ブータン国県(Dzongkhag)郡(Gewog)名および郡コード一覧.....	2-4
表-2.2.2	県開発委員会及び郡開発委員会の構成.....	2-5
表-2.3.1	ブータン国の経済指標.....	2-7
表-2.3.2	第9次5ヵ年計画支出計画.....	2-9
表-2.3.3	第9次5ヵ年計画における財政収支予測 (million Nu.)	2-10
表-2.4.1	地域ごとの気象概況.....	2-11
表-3.1.1	第9次5ヵ年計画での電化ターゲット世帯数.....	3-1
表-3.1.2	電力供給実績 (1996/1997-2001/2002)	3-3
表-3.2.1	一般ユーザー電力料金.....	3-4
表-3.2.2	電力接続料金表.....	3-4
表-3.3.1	ブータン国の電力需給実績 (1997-2002).....	3-5
表-3.3.2	需要家数.....	3-5
表-3.3.3	国内電力系統の電力損失 (GWh).....	3-9
表-3.4.1	BPC 貸借対照表要約.....	3-9
表-3.4.2	発電会社の経営状況.....	3-10
表-4.1.1	既設発電設備 (2004年6月現在)	4-2
表-4.1.2	既設送電設備 (2005年現在)	4-3
表-4.1.3	66 kV以上の既設変電所設備 (2005年現在)	4-4
表-4.2.1	既存配電設備一覧.....	4-5
表-4.3.1	電源タイプ別電化世帯数 (2004年6月現在)	4-6
表-4.3.2	既設小水力発電所.....	4-6
表-4.3.3	2003年12月時点の太陽光発電システムの設置実績.....	4-8
表-4.3.4	県別ソーラーホームシステム (SHS) 設置世帯数.....	4-8
表-4.3.5	小水力・ディーゼル併用により電力供給されている地域.....	4-9
表-4.3.6	オフグリッドとして運用されているディーゼル発電機の設置容量及び電気料金.....	4-9
表-5.1.1	第9次5ヵ年計画の支出額.....	5-1
表-5.2.1	PSMP 需要想定結果.....	5-2
表-5.2.2	優先開発水力発電所.....	5-3
表-5.2.3	新設予定送変電設備.....	5-4
表-5.2.4	2022年までの電力系統長期開発計画.....	5-7
表-5.3.1	地方電化計画 (ADB/RE-1, RE-2, RE-3) の配電線拡張計画 (単位: km)	5-10
表-5.3.2	ADB/RE-1 および RE-2 の電化計画世帯数.....	5-11
表-5.3.3	ADB/RE-3 の計画概要.....	5-11
表-5.4.1	DOP 選定による小水力発電候補地リスト.....	5-13
表-5.4.2	UNDP / GEF の調査 (2000年) で提案された小水力発電計画.....	5-14
表-5.4.3	設置予定の SHS システムの構成と設計パラメーター.....	5-16
表-5.4.4	2005年度太陽光発電のプログラム.....	5-17
表-5.4.5	再生可能エネルギー計画の概要 (第9次5ヵ年計画)	5-17
表-5.4.6	第9次5ヵ年計画で予定している SHS および SHWS 設置数.....	5-18

表-5.5.1	電力セクターにおけるドナーごとの活動状況	5-19
表-6.2.1	ブータン電話網の方式と位置づけ	6-2
表-6.5.1	情報通信分野におけるドナーの活動状況	6-9
表-7.1.1	未電化村落データ収集調査の実施概要	7-1
表-7.3.1	第9次5ヵ年計画以降に電化される未電化村落、世帯及び人口の県別概要...	7-3
表-7.3.2	未電化村落の主要概況	7-5
表-7.3.3	未電化世帯の主要概況	7-6
表-7.3.4	既電化村落の主要概況	7-7
表-7.3.5	既電化世帯の主要概況 (1/3)	7-7
表-7.3.5	既電化世帯の主要概況 (2/3)	7-8
表-7.3.5	既電化世帯の主要概況 (3/3)	7-9
表-7.3.6	未電化村落の電化に係わる主要な現況と考慮されるべき事項	7-9
表-7.4.1	未電化村落と既電化村落における生活水準の比較	7-10
表-7.4.2	未電化村落の生活水準の概要	7-10
表-7.5.1	第9次5ヵ年計画以降に電化対象となる未電化村落数、世帯数	7-11
表-7.6.1	2004年6月現在迄に電化された既電化世帯の概要	7-11
表-7.6.2	全国電化達成時の電化世帯の推計概要	7-12
表-8.2.1	測量登記局における GIS データの作成状況	8-1
表-8.2.2	地形図から作成している GIS データ一覧	8-1
表-8.3.1	本調査の GIS データベース一覧	8-5
表-8.4.1	GIS から系統解析プログラムへの受け渡しデータ一覧	8-6
表-8.4.2	GIS から系統解析プログラムへの受け渡しデータ例	8-6
表-8.4.3	GIS から経済プログラムへの受け渡しデータ一覧	8-7
表-8.4.4	経済プログラムから GIS への受け渡しデータ一覧	8-7
表-9.1.1	環境に関する国家計画及び戦略	9-1
表-9.2.1	ブータン国の環境関連法規	9-3
表-9.3.1	生物種に関する基礎データ	9-4
表-9.4.1	土地補償レート	9-6
表-10.2.1	ブータンの配電設備基準の比較	10-3
表-10.2.2	BPC の巡視・点検項目	10-5
表-10.5.1	地上高	10-13
表-10.5.2	電線相互の離隔	10-13
表-10.5.3	標準的に使用する変圧器の容量	10-13
表-10.5.4	標準的に使用する電線の仕様	10-13
表-10.5.5	絶縁電線の仕様	10-14
表-10.5.6	標準的に使用する鋼管柱の仕様	10-14
表-11.1.1	気象観測所の観測項目	11-1
表-11.1.2	小水力発電候補地の現地調査結果 (JICA 調査団)	11-5
表-11.1.3	ブータン国各県の家畜数	11-7
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	11-9
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	11-10
表-11.2.3	DOE/RED が SHS 設置に用いた設計パラメーター	11-10

表-11.3.1	小型太陽光発電設備設計パラメーター	11-13
表-11.3.2	小型太陽光発電設備の販売価格	11-13
表-11.3.3	大型太陽光発電設備設計パラメーター	11-14
表-11.3.4	大型太陽光発電設備の販売価格	11-15
表-11.3.5	風力発電設備の設計パラメーター	11-16
表-11.3.6	風力発電設備のマーケット・ベースでの価格	11-16
表-11.3.7	バイオマスシステム	11-18
表-11.3.8	家庭用バイオガス設備のコスト試算(8 m ³ 発酵槽)	11-19
表-11.3.9	バイオガス導入のためのスキーム	11-19
表-11.3.10	バイオガス導入ステージ別工程(一例)	11-21
表-12.3.1	未電化世帯数および世帯数増加率の想定値	12-4
表-12.3.2	学校・教育施設および教員・生徒数(2003年)	12-6
表-12.3.3	世帯あたりの月別平均電力消費量(kWh/世帯/月)	12-8
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	12-9
表-12.4.1	既電化地域の県別想定負荷率(%)	12-13
表-12.4.2	既電化地域の県別想定損失係数(%)	12-13
表-12.4.3	既電化地域の県別および全国の最大負荷	12-14
表-12.4.4	既電化地域のカテゴリー別需要家内訳(2004年4月現在)	12-18
表-12.4.5	既電化地域の電力量販売実績(1/2)	12-19
表-12.4.5	既電化地域の電力量販売実績(2/2)	12-20
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)	12-21
表-12.4.7	大規模工場の新設・増設計画	12-21
表-12.5.1	想定最大負荷(kW)	12-22
表-12.5.2	想定消費電力量(MWh/月)	12-22
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)	12-23
表-12.5.4	既電化地域の必要電力量(標準成長シナリオ)(GWh)	12-23
表-12.5.5	全国レベルの需要予測(標準成長シナリオ)	12-25
表-12.5.6	変電所分担負荷(標準成長シナリオ)	12-28
表-12.6.1	PSMP 需要予測値との比較	12-29
表-13.6.1	系統解析における検査項目・判定基準	13-14
表-13.6.2	系統解析による検査方法	13-14
表-13.8.1	グリッド接続の便益集計	13-16
表-13.8.2	既電化・未電化世帯のエネルギー消費量比較	13-18
表-13.8.3	オン・オフグリッドの便益の差	13-19
表-13.9.1	BPC 営業所別経費内訳 2002年7月-2003年12月	13-22
表-13.9.2	投資費用の変換係数	13-23
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)	13-24
表-13.9.4	小型ソーラーシステムの年経費	13-24
表-13.11.1	地方行政の長に対する通信需要調査	13-28
表-13.11.2	ケーブルTV会社インタビュー結果	13-29
表-13.12.1	ブータンにおける2000年時点の貧困水準	13-30
表-13.12.2	HIES and BLSS による国民月当たり平均支出額	13-30
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	13-32
表-13.13.2	各県別乾期比流量	13-32
表-14.1.1	各県のオン・オフグリッドの村落・世帯数	14-1
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	14-5

表-14.1.3	PSMPによる新変電所建設計画	14-6
表-14.1.4	既存道路による優先電化地域	14-7
表-14.2.1	オプション-1の世帯数、村落、距離、コスト	14-8
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	14-10
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	14-13
表-14.3.1	配電設備の工事数量	14-14
表-14.3.2	配電設備の設備別概算事業費	14-15
表-14.3.3	配電設備の項目別事業費	14-15
表-14.3.4	オフグリッド設備費用	14-16
表-14.3.5	概算総事業費	14-17
表-14.4.1	セクター別財務・経済純便益の分配	14-19
表-14.4.2	貧困削減効果比率の算定	14-20
表-15.2.1	経済評価によるフェーズ-1(第10次5ヵ年計画)のフィーダリスト	15-5
表-15.3.1	経済評価によるフェーズ-1(第11次5ヵ年計画)のフィーダリスト	15-7
表-15.3.2	各県の経済評価ベースフェーズ分け一覧	15-8
表-15.4.2	各フェーズのオングリッド電化率	15-9
表-16.2.1	2つ以上の県を通過するフィーダの県別の距離と需要家数	16-2
表-16.2.2	フェーズを変更したフィーダ	16-3
表-16.2.3	分割とフェーズ分けを行ったフィーダ	16-3
表-16.3.1	フェーズ-1(第10次5ヵ年計画)の実施フィーダリスト	16-5
表-16.3.2	フェーズ-2(第11次5ヵ年計画)の実施フィーダリスト	16-7
表-16.3.3	県別のフェーズ別計画世帯数、村落数、距離、コスト	16-9
表-16.3.4	開発フェーズごとの系統解析結果ー電圧降下とその改善策ー	16-10
表-16.4.1	オングリッド電化率とオフグリッド電化目標値	16-11
表-16.4.2	第10次5ヵ年計画オフグリッド電化世帯数	16-11
表-16.4.3	オフグリッド優先電化地域	16-12
表-16.5.1	県別電化率	16-13
表-16.6.1	配電線延長の経済評価のまとめ	16-14
表-16.6.2	ステージ別配電線延長のキャッシュフロー	16-14
表-16.6.3	ソーラーホームシステムのキャッシュフロー表	16-15
表-17.1.1	戦略的環境影響評価ケーススタディでの実施内容	17-1
表-17.3.1	環境現況の整理項目	17-3
表-17.3.2	オン/オフグリッド電化の環境面への影響	17-4
表-17.3.3	M/P提案事業の実施に伴い環境影響の検討結果(スコアリング)	17-5
表-17.4.1	代替案の概要	17-7
表-17.4.2	事業実施に伴い線下クリアランス(森林伐採等)が必要となる面積	17-8
表-17.4.3	環境ステートメントの構成	17-9
表-17.5.1	調査におけるワークショップの概要	17-10
表-17.5.2	地方電化事業の環境影響に関するWS参加者の意識調査結果	17-10
表-17.6.1	事業実施により想定される環境影響と環境配慮事項	17-11
表-17.7.1	環境影響評価TOR作成対象事業の選定	17-13
表-17.7.2	環境影響評価TOR案の内容	17-14
表-18.1.1	情報通信網拡張計画概要	18-1
表-18.2.1	各機関のコメント及び計画	18-2

表-18.2.2	想定される需要と便益.....	18-3
表-18.3.1	県ごとの光ファイバー敷設距離(計画図上での値).....	18-4
表-18.3.2	情報通信網拡張計画の必要な機材等の数量.....	18-5
表-18.3.3	機材や光ファイバーの単価.....	18-5
表-18.3.4	情報通信網拡張計画の総事業費.....	18-6
表-18.3.5	各5ヵ年計画に対応する情報通信網拡張計画の事業費.....	18-6
表-18.4.1	情報通信網のEIRR.....	18-10
表-18.4.2	第10次5ヵ年計画(2007-2012年)のキャッシュフロー.....	18-11
表-18.4.3	第11次5ヵ年計画(2012-2017年)のキャッシュフロー.....	18-12
表-18.4.4	第12次5ヵ年計画(2017-2020年)のキャッシュフロー.....	18-13
表-19.1.1	ドナーからのプロジェクトパッケージとソフト分野の援助スキーム.....	19-1
表-19.3.1	オフグリッド電化基金の財源の候補.....	19-3
表-19.4.2	オフグリッド電化のステークホルダーと役割.....	19-9
表-19.5.1	実施スケジュール.....	19-14
表-19.6.1	オングリッド電化JBICローンパッケージ対象県.....	19-17
表-19.6.2	オングリッド電化ADBローンパッケージ対象県.....	19-18
表-20.1.1	地方電化事業の財務シミュレーション.....	20-4
表-20.1.2	BPCと配電会社の利益とロス.....	20-4
表-20.3.1	オフグリッド1世帯あたりの維持管理経費.....	20-7
表-20.4.1	地方電化センター設立の基本的枠組.....	20-9
表-20.4.2	管理スタッフの訓練枠組.....	20-10
表-20.4.3	維持管理スタッフの訓練枠組.....	20-10
表-20.4.4	地方電化マスタープラン人材育成実施計画.....	20-11
表-20.5.1	ルクブジ小水力発電による水素製造・利用計画(案)のコスト試算結果.....	20-15

付 図

図-1.4.1	業務実施フロー.....	1-4
図-2.2.1	ブータン国の県別地方行政図.....	2-2
図-2.2.2	ブータン国の郡別地方行政図.....	2-3
図-2.3.1	ブータン国の品目別輸出構成(1999年).....	2-7
図-2.3.2	第9次5ヵ年計画のセクター別GDPの推移.....	2-8
図-3.1.1	貿易産業省機構図.....	3-3
図-3.3.1	月別発電量と需要.....	3-6
図-3.3.2	日負荷曲線<ティンパー>.....	3-7
図-3.3.3	日負荷曲線<モンガル>.....	3-7
図-3.3.4	日負荷曲線<パロ>.....	3-8
図-3.3.5	日負荷曲線<ハ>.....	3-8
図-3.3.6	日負荷曲線<ウオンデュポダン>.....	3-8
図-4.1.1	2004年現在の主要電力設備.....	4-1
図-4.3.1	小水力発電所位置図.....	4-7
図-5.2.1	2020年の電力系統図.....	5-6
図-5.4.1	DOP選定による小水力発電候補地(1999年当時).....	5-13

図-5.4.2	既存調査・計画中の小水力発電計画サイト	5-15
図-5.6.1	ブータン国道路ネットワーク図	5-22
図-6.2.1	既設 BTL 電話ネットワーク (2004 年 3 月現在)	6-3
図-6.3.1	BBSC 放送ネットワーク拡張計画	6-6
図-7.2.1	複数小村落を 1 つの電力需要点と定義した 「複合村落 (A/B/C/D/E/F)」 の概 念図	7-2
図-7.3.1	第 9 次 5 年計画以降に電化されるべき未電化村落の位置	7-4
図-7.3.2	未電化村落の世帯数および人口による分布	7-5
図-8.3.1	ASTER 画像からのコンター作成例 (ティンプー県)	8-3
図-8.3.2	新規取得 GIS データ・既設配電線(全国)	8-4
図-8.3.3	GIS データベース構成	8-5
図-8.5.1	GIS データベースの管理体制	8-11
図-9.2.1	保護地域と生物回廊 (Biological Corridor) の位置	9-3
図-9.4.1	環境クリアランス申請及び取得に関する手続きフロー	9-5
図-10.3.1	需要と低圧線ロスの関係	10-6
図-10.4.1	三相供給	10-9
図-10.4.2	単相供給	10-9
図-10.4.3	SWER 方式	10-10
図-10.4.4	カップリングトランス	10-11
図-11.1.1	気象観測所位置図	11-2
図-11.1.2	水文観測所位置図	11-3
図-11.1.3	小流域河川の県別平均乾季比流量分布図	11-4
図-11.1.4	年平均降水量の等雨量線図 (単位: mm/年)	11-5
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/m ² /日)	11-6
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)	11-7
図-12.3.1	未電化地域の電力需要予測の検討フロー	12-5
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	12-10
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	13-2
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	13-4
図-13.4.2	村落グリッド追加費用の考え方	13-5
図-13.4.3	オン・オフグリッドの経済的判断の考え	13-6
図-13.4.4	グリッド接続最適化計算のフロー	13-8
図-13.8.1	グリッド接続の経済便益	13-17
図-13.8.2	小型ソーラーホームシステムの経済便益	13-19
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	14-2
図-14.2.1	オプション-1 全オングリッド 全国図	14-9
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	14-11
図-15.1.1	フィーダの構造	15-2
図-15.1.2	経済評価ベースのフェーズ別電化計画フロー図	15-4

図-15.3.1	第 10 次 5 ヶ年計画 20,000 世帯配電線接続の経済評価ベースのフェーズ計画	15-8
図-16.3.1	フェーズ別オングリッド地方電化計画.....	16-8
図-16.5.1	各フェーズ終了時の県別オングリッド電化率.....	16-13
図-18.3.1	郡センターの位置とネットワーク構成.....	18-5
図-19.4.1	貿易産業省の組織.....	19-4
図-19.4.2	BPC の現状組織（2005 年現在）.....	19-5
図-19.4.3	再生可能エネルギー部組織体制.....	19-10
図-19.4.4	オフグリッド電化の資金及び機器の調達フレームワーク.....	19-12
図-19.4.5	オフグリッド電化の実施フレームワーク.....	19-12
図-19.6.1	第 10 次 5 ヶ年計画オングリッド電化計画のシナリオ例.....	19-16
図-20.1.1	オングリッドの制度組織の提案.....	20-3
図-20.3.1	オフグリッド電化の維持管理とモニタリングのフレームワーク.....	20-8
図-20.5.1	燃料電池および水素利用技術.....	20-13
図-20.5.2	既設小水力を利用した水素製造と利用計画（案）.....	20-14

APPENDIX

(付属 CD-ROM に含める)

APPENDIX A PRESENT STATE AND PLANING CONDITION

Appendix A-I Result of Village Baselinne Survey

- Appendix A-I-1 (A). Surveys on Non-electrified Villages
- Appendix A-I-2 (B). Surveys on Electrified Villages

Appendix A-II Present Status of On-grid

- Appendix A-II-1 The Number of Customers for BPC by Category

Appendix A-III Present Status of Off-grid

- Appendix A-III-1 The Number of Small PV Power Generation Systems and Aid Agencies by Dzongkhag
- Appendix A-III-2 The Number of Households in the Whole Village and Households SHS installed
- Appendix A-III-3 Solar and Wind Potential

Appendix A-IV Present Status of Information and Communications

- Appendix A-IV-1 PV Power Facilities Installed for Telecom by Dzongkhag

APPENDIX B PLANNING METHODOLOGY AND ANALYSIS

Appendix B-I Finance and Economics

- Appendix B-I-1 Economic Analysis
- Appendix B-I-2 List of Unit Price for Development of Distribution Lines
- Appendix B-I-3 Cost of Power Distribution and Sales
- Appendix B-I-4 Regression Analysis of O/M Costs of Power Distribution

Appendix B-II Power Flow Analysis

- Appendix B-II-1 Result of Power System Analysis by MiPower software
- Appendix B-II-2 Distribution Line Diagram by Dzongkhag
- Appendix B-II-3 Result of Power Flow Analysis using MiPower software

Appendix B-III Power Demand Forecast

- Appendix B-III-1 Power Demand Forecast

Appendix B-IV Electrification Priority

- Appendix B-IV-1 Priority Areas of Grid Extension by Road
- Appendix B-IV-II Priority based on Village Contribution and Willingness

Appendix B-V Problems in the Power Distribution Planning of the Past

APPENDIX C MASTER PLAN AND IMPEMENTATION STRATEGY
--

Appendix C-I Environment

- | | |
|----------------|---|
| Appendix C-I-1 | Document required by JICA Guidelines for Environment and Social Considerations |
| Appendix C-I-2 | Environmental Statement |
| Appendix C-I-3 | Terms of Reference for Environmental Impact Assessment of Rural Electrification Project Connecting Gasa to Laya |

Appendix C-II Off-grid Micro Hydro Study**Appendix C-III Dzongkhag-wise Rural Electrification Plan**

- | | |
|------------------|--|
| Appendix C-III-1 | Manuals for Rural Electrification Network Option Program |
| Appendix C-III-2 | Dzongkhag-wise Rural Electrification Master Plan |
| Appendix C-III-3 | Optional Phase Development Plan |

Appendix C-IV Examples of Off-grid Institution and Subsidy ProgramANNEX

(Annex-1, Annex-2のみ本体に添付、その他は附属 CD-ROM に含める)

- | | |
|-----------|--|
| Annex-1 : | 予備調査時に署名された S/W (2003 年 6 月 27 日) |
| Annex-2 : | 予備調査時に署名された M/M (2003 年 6 月 27 日) |
| Annex-3 : | 第 1 次現地調査時に署名された M/M(第 1 回) (2003 年 12 月 24 日) |
| Annex-4 : | 第 1 次現地調査時に署名された M/M (第 2 回)(2004 年 2 月 9 日) |
| Annex-5 : | 第 2 次現地調査時に署名された M/M (2004 年 7 月 9 日) |
| Annex-6 : | 第 3 次現地調査時に署名された M/M (2004 年 11 月 16 日) |
| Annex-7 : | 第 4 次現地調査時に署名された M/M (2004 年 2 月 18 日) |
| Annex-8 : | 第 5 次現地調査時に署名された M/M (2005 年 6 月 16 日) |
| Annex-9 : | 第 6 次現地調査時に署名された M/M (2005 年 9 月 8 日) |

用語表

略 語	英 語 表 記	日 本 語 表 記
	Bhutan Agencies	ブータン国機関名
BBSC	Bhutan Broadcasting Service Corporation	ブータン放送公社
BEA	Bhutan Electricity Authority	ブータン電力庁
BHU	Basic Health Unit	基礎保健所
BPC	Bhutan Power Corporation	ブータン電力公社
BTL	Bhutan Telecom Ltd.	ブータン通信公社
CHPCL	Chukha Hydro Power Corporation Ltd. (former: Chukha Hydro Power Corporation: CHPC)	チュカ水力発電公社
DFO	District Forestry Office	県森林事務所
DOA	Department of Agriculture	農業省農業局
DOE	Department of Energy (former: Department of Power)	貿易産業省エネルギー局
DOF	Department of Forest (former: Department of Forestry Services)	農業省森林局
DOP	Department of Power (now: Department of Energy)	(旧) 貿易産業省電力局 ((現) 貿易産業省エネルギー局)
DoSLR	Department of Survey and Land Records	農業省土地調査・登記局
DOR	Department of Roads	公共事業省道路局
DYT	Dzongkhag Yargay Tshogdu / Dzongkhag Development Committee	県開発委員会
GYT	Gewog Yargay Tshogdu / Gewog Development Committee	地区開発委員会
HSD	Hydromet Service Division	ブータン国貿易産業省エネルギー局水文観測部
MTI	Ministry of Trade and Industry	ブータン国貿易産業省
MHA	Former: Ministry of Home Affairs (now: Ministry of Home and Cultural Affairs)	(旧) ブータン国内務省 ((現) 内務文化省)
MoWHS	Ministry of Works and Human Settlement	ブータン国公共事業省
MOA	Ministry of Agriculture	ブータン国農業省
MOF	Ministry of Finance	ブータン国財務省
NEC	National Environment Commission	国家環境委員会
NECS	National Environment Commission Secretariat	国家環境委員会事務局
RCSC	Royal Civil Service Commission	ブータン国人事院
RED	Renewable Energy Division	ブータン国貿易産業省エネルギー局再生可能エネルギー部
RGoB	Royal Government of Bhutan	ブータン国政府
RNR-RC	Renewable Natural Resources Research Centre	再生可能天然資源研究センター
	Foreign organizations	国際機関名
ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
ANSI	American National Standards Institute	米国規格協会
DANIDA	Danish Development Assistance (under the Royal Danish Ministry of Foreign Affairs)	デンマーク国際開発援助
-	e7	G7に加盟する先進7カ国中の主要な9つの電力会社により設立された世界的な電力NGO
EOJ	Embassy of Japan	日本国大使館
GEF	Global Environment Facility	地球環境ファシリティ
	Helvetas	スイスに本部を置くNGO
IEC	International Electrotechnical Commission	国際電気標準会議
IMF	International Monetary Fund	国際通貨基金
IUCN	International Union for Conservation of Nature and Natural Resources	国際自然保護連合

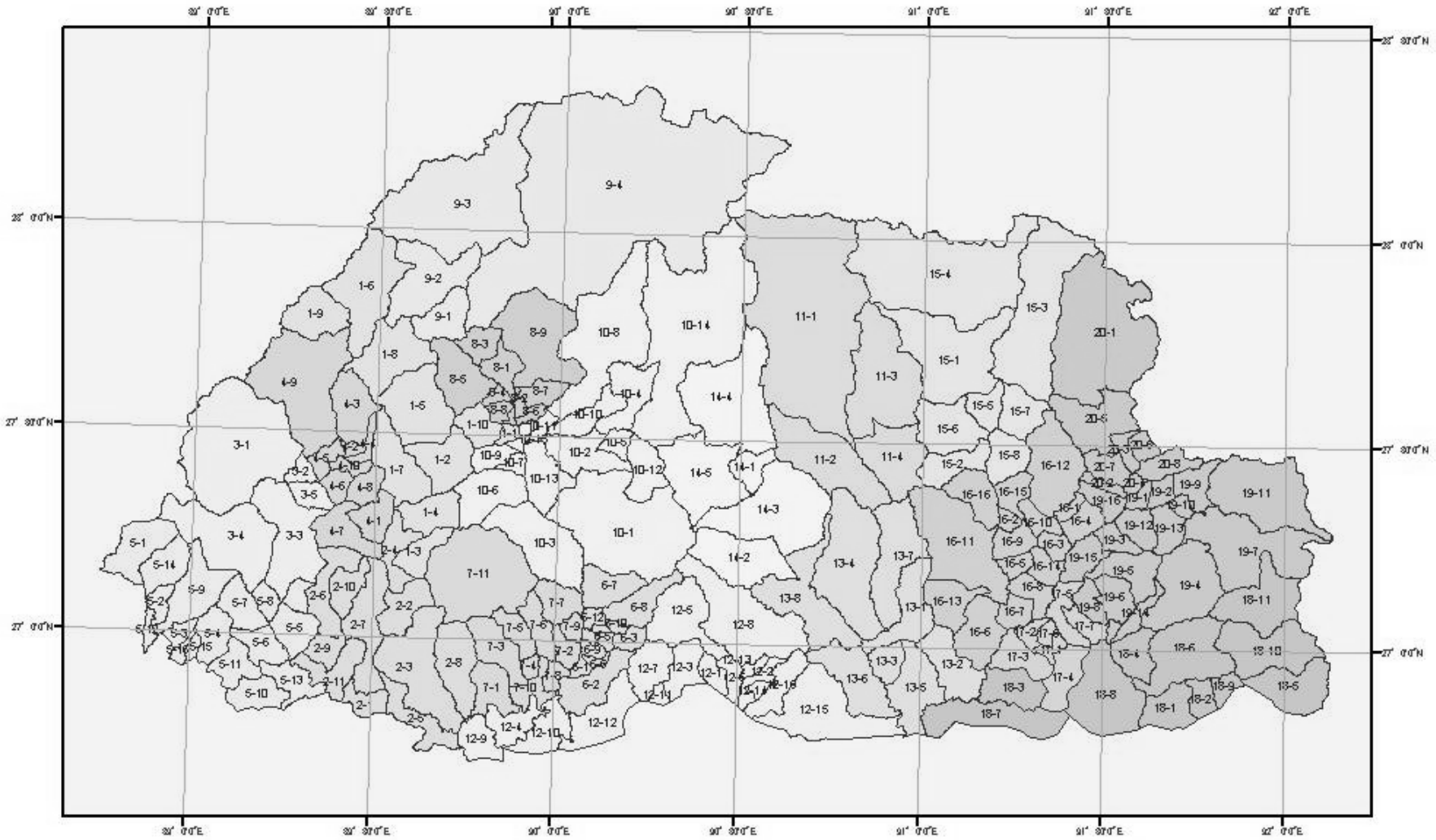
用語表

略語	英語表記	日本語表記
JBIC	Japan Bank for International Cooperation	国際協力銀行
JICA	Japan International Cooperation Agency (Japan)	国際協力機構
NORAD	Norwegian Agency for Development Cooperation	ノルウェー開発協力庁
PTC	Power Trading Corporation of India Ltd.	インド電力取引公社
SNV	Stichting Nederlandse Vrijwilligers	オランダ発祥のNPO
UNDP	United Nations Development Programme	国連開発計画
UNEP	United Nations Environment Programme	国連環境計画
UNIDO	United Nations Industrial Development Organization	国連工業開発機構
WB	World Bank	世界銀行
WWF	World Wildlife Fund	世界自然保護基金
Unit/Technical Terms		単位/技術用語
AAAC	All-Aluminum Alloy Conductor	-
AAC	All-Aluminum Conductor	全アルミニウム導線
ABC	Aerial Bundle Cable	-
ACSR	Aluminum Conductor Steel Reinforced	鋼心アルミより線
ASTER	Advanced Spaceborne Thermal Emission and Reflection radiometer	地球観測用の高性能センサ
AVR	Automatic Voltage Regulator	自動電圧調整装置
BS	British Standards	英国規格
B-C, B/C	B: Benefit, C: Cost	B: 便益、C: 費用
CFL	Compact Fluorescent Lamp	
Ch	Chetrum	ブータン通貨 (チェトラム) 1 Nu = 100 Ch
EIRR, FIRR	Economic/Financial Internal Rate of Return	経済/財務内部収益率
EL() m	Meters above Sea level	海拔() m
FY	Fiscal Year	会計年度
GIS	Geographic Information System	地理情報システム
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GHG	Green House Gas	
GWh	Giga Watt Hour (one billion watt hour)	百万キロワット(10億ワット)時
HV	High Voltage	高電圧
IRR	Internal Rate of Return	内部収益率
kW	Kilo Watt	キロワット
LED	Light Emitting Diode	
LV	Low Voltage	低電圧
MV	Middle Voltage	中電圧
MW	Mega Watt (one million watt)	千キロワット、百万ワット
Nu.	Ngultrum; Bhutanese currency; 1 Nu. ≈ ¥2.6 US\$1=45 Nu., if not specified	ブータン通貨 (ヌルタム) 1 Nu. = 約 2.6 円 特記のない限り、1US\$ = 45 Nu.
OPGW	Optical-Fiber Composite Overhead Ground Wire	光ファイバー複合架空地線
Paise	Paisa (singular)	インド通貨 Rs 1 = 100 paisa
PLC	Power Line Carrier	電力線搬送
PV	Photovoltaic	太陽光発電
SHS	Solar Home System	ソーラーホームシステム
SHWS	Solar Hot Water System	太陽温水器システム
SWER	Single Wire Earth Return	一線大地岐路方式
USc	US Cent	米国通貨(セント) \$1 = 100 c
US\$	US Dollar	米国通貨(ドル)
Others		その他
CDM	Clean Development Mechanism	クリーン開発メカニズム

用語表

略語	英語表記	日本語表記
-	Chimi	国会議員
-	Dungkhag	県支区
-	Dungkhag Administration	県支区庁
-	Dungpa	県支区長
-	Dzongkhag	県
-	Dzongda	県知事
-	Dzongkhag Administration	県庁
-	Dzongrab	県副知事
EIA	Environment Impact Assessment	環境影響評価
FYP	Five Year Plan	5カ年計画
F/S	Feasibility Study	フィージビリティスタディ、実現可能性調査
-	Gewog	郡
GNH	Gross National Happiness	国民総幸福量
-	Gup or Mandal	地区長
HEPP	Hydroelectric Power Project	水力発電計画
ICB	International Competitive Bidding	国際競争入札
IEE	Initial Environmental Examination	初期環境調査
LCB	Local Competitive Bidding	国内競争入札
L/A	Loan Agreement	借款協定
-	Mangmi	地区議員
MOU	Memorandum of Understanding	協議覚書
M/M	Minutes of Meeting	協議議事録
M/P	Mastert Plan	マスタープラン
NGOs	Non Governmental Organizations	非政府組織
ODA	Official Development Assistance	政府開発援助
O&M	Operation and Maintenance	維持管理
PA	Protected Area	保護地区
PSMP	Power System Master Plan	電力システムマスタープラン
RE	Rural Electrification	地方電化
RESCO	Rural Electrification Service Company	地方電化サービス会社
REC	Rural Electrification Center	地方電化センター
RE-1	Rural Electrification Programme Phase I	ADB 地方電化プログラム (第1期)
RE-2	Rural Electrification Programme Phase II	ADB 地方電化プログラム (第2期)
RE-3	Rural Electrification Programme Phase III	ADB 地方電化プログラム (第3期)
SEA	Strategic Environmental Assessment	戦略的環境影響評価
S/W	Scope of Works	実施調査細則
TOR	Terms of Reference	実施項目
T/A	Technical Assistance	技術援助
-	Tshogpa	村議員
VEC	Village Electrification Committee	村落電化組合

JICA 調査団作成



BY NAME		
	Dzongkhag	
	Chhukha	
	Bhagelung	
	Monggar	
	Paro	
	Thimphu	
	Thangka	
	Punakha	
	Samtse	
	Sarpang	
	Thakhek	
	Tongsa	
	Yangbun	
	Vangphukhag	
	Zhangmu	

Administrative Map of Bhutan



地名表記 (県及び郡)

Dzongkhag (県) : 20県
Gewog (郡) 総数 : 201郡

- | | | | |
|---|---|--|--|
| <p>1 Thimphu Dzongkhag
ティンプー県</p> <ul style="list-style-type: none"> 1-1 Bapisa 1-2 Chang 1-3 Dagala 1-4 Genye 1-5 Kawang 1-6 Lingzhi 1-7 Mewang 1-8 Naro 1-9 Soe 1-10 Toepisa <p>2 Chukha Dzongkhag
チュカ県</p> <ul style="list-style-type: none"> 2-1 Bhalujhora 2-2 Bjachho 2-3 Bongo 2-4 Chapchha 2-5 Dala 2-6 Dungna 2-7 Geling 2-8 Getana 2-9 Logchina 2-10 Metap 2-11 Phuentsholing <p>3 Haa Dzongkhag
ハ県</p> <ul style="list-style-type: none"> 3-1 Bji 3-2 Katsho 3-3 Sama 3-4 Sangbay 3-5 Uesu <p>4 Paro Dzongkhag
パロ県</p> <ul style="list-style-type: none"> 4-1 Doga 4-2 Dopshari 4-3 Doteng 4-4 Hungrel 4-5 Langgong 4-6 Lungnyi 4-7 Naja 4-8 Shapa 4-9 Tsento 4-10 Wangchang <p>5 Samtse Dzongkhag
サムツェ県</p> <ul style="list-style-type: none"> 5-1 Bara 5-2 Biru 5-3 Charcharay 5-4 Chengmari 5-5 Denchhukha 5-6 Dorokha 5-7 Dungtoe 5-8 Mayona 5-9 Namgyeltchholing 5-10 Pagli 5-11 Samtse 5-12 Sipsu 5-13 Tading 5-14 Tendu 5-15 Ugyentse 5-16 Yoeseitse | <p>6 Tsirang Dzongkhag
チラン県</p> <ul style="list-style-type: none"> 6-1 Barshong 6-2 Beteni 6-3 Dunglegang 6-4 Gosaling 6-5 Kikhorthang 6-6 Mendrelgang 6-7 Patala 6-8 Phuentsenchhu 6-9 Rangthang Ung 6-10 Semjong 6-11 Tshokhorlong 6-12 Tsirangtoe <p>7 Dagana Dzongkhag
ダガナ県</p> <ul style="list-style-type: none"> 7-1 Dorona 7-2 Drujegang 7-3 Gesarling 7-4 Goshi 7-5 Kana 7-6 Khebisa 7-7 Lajab 7-8 Trashiding 7-9 Tsangkha 7-10 Tsendagang 7-11 Tseza <p>8 Punakha Dzongkhag
プナカ県</p> <ul style="list-style-type: none"> 8-1 Chhubu 8-2 Dzoma 8-3 Goenshari 8-4 Guma 8-5 Kabjisa 8-6 Lingmukha 8-7 Shenga- Bjime 8-8 Talo 8-9 Toewang <p>9 Gasa Dzongkhag
ガサ県</p> <ul style="list-style-type: none"> 9-1 Goenkhamé 9-2 Goenkhatoe 9-3 Laya 9-4 Lunana <p>10 Wangduephodrang Dzongkhag
ウォンデュポダン県</p> <ul style="list-style-type: none"> 10-1 Athang 10-2 Bjena 10-3 Daga 10-4 Dangchhu 10-5 Gangte 10-6 Gasetsho Gom 10-7 Gasetsho Wom 10-8 Kazhi 10-9 Nahi 10-10 Nyisho 10-11 Phangyuel 10-12 Phobji 10-13 Ruepisa 10-14 Sephu 10-15 Thedtsho | <p>11 Bumthang Dzongkhag
ブムタン県</p> <ul style="list-style-type: none"> 11-1 Chhoekhor 11-2 Chimume 11-3 Tang 11-4 Ura <p>12 Sarpang Dzongkhag
サルバン県</p> <ul style="list-style-type: none"> 12-1 Bhur 12-2 Chhuzagang 12-3 Dekiling 12-4 Deorali 12-5 Doban 12-6 Gelephu 12-7 Hiley 12-8 Jigmechhoeling 12-9 Lhamoi Zinkha 12-10 Nichula 12-11 Sarpang 12-12 Senge 12-13 Serzhong 12-14 Taklai 12-15 Umling <p>13 Zhemgang Dzongkhag
ジェムガン県</p> <ul style="list-style-type: none"> 13-1 Bardo 13-2 Bjoka 13-3 Goshing 13-4 Nangkhor 13-5 Ngangla 13-6 Phangkhar 13-7 Shingkar 13-8 Trong <p>14 Trongsa Dzongkhag
トンサ県</p> <ul style="list-style-type: none"> 14-1 Dragteng 14-2 Korphu 14-3 Langthil 14-4 Nubi 14-5 Tangsibji <p>15 Lhuntse Dzongkhag
ルンツェ県</p> <ul style="list-style-type: none"> 15-1 Gangzur 15-2 Jaray 15-3 Khoma 15-4 Kurtoe 15-5 Menbi 15-6 Metsho 15-7 Minjay 15-8 Tsenkhar <p>16 Mongar Dzongkhag
モンガル県</p> <ul style="list-style-type: none"> 16-1 Balam 16-2 Chaskhar 16-3 Chhali 16-4 Drametse 16-5 Drepung 16-6 Gongdue 16-7 Jurme 16-8 Kengkhar 16-9 Mongar 16-10 Ngatshang 16-11 Saleng 16-12 Shermung 16-13 Silambi 16-14 Thangrong 16-15 Tsakaling 16-16 Tsamang | <p>17 Pemagatshel Dzongkhag
ペマガツェル県</p> <ul style="list-style-type: none"> 17-1 Borang 17-2 Chhimung 17-3 Dungme 17-4 Khar 17-5 Shume 17-6 Yurung 17-7 Zobel <p>18 Samdrup Jongkhar Dzongkhag
サムドゥップジョンカ県</p> <ul style="list-style-type: none"> 18-1 Dechhenling 18-2 Gomdar 18-3 Hastinapur 18-4 Lauri 18-5 Martshala 18-6 Norbugang 18-7 Orong 18-8 Pemathang 18-9 Phuentshothang 18-10 Samrang 18-11 Serthig <p>19 Trashigang Dzongkhag
タシガン県</p> <ul style="list-style-type: none"> 19-1 Bartsham 19-2 Bidung 19-3 Kanglung 19-4 Kangpara 19-5 Khaling 19-6 Lumang 19-7 Mera 19-8 Nanong 19-9 Phongme 19-10 Radi 19-11 Sakteng 19-12 Samkhar 19-13 Shongphu 19-14 Thrimshing 19-15 Udorong 19-16 Yangnyer <p>20 Yangtse Dzongkhag
ヤンツェ県</p> <ul style="list-style-type: none"> 20-1 Bumdeling 20-2 Jamkhar 20-3 Khamdang 20-4 Ramjar 20-5 Tashi Yangtse 20-6 Toetsho 20-7 Tomzhangtshen 20-8 Yalang |
|---|---|--|--|

出典： 内務文化省、中央統計局、ブータン測量局、貿易産業省電力局

ブータン国
地方電化マスタープラン調査
ファイナルレポート

PART-A 現状と計画策定の基礎情報

第1章 序論

1.1 背景

ブータン国地方電化マスタープラン調査（以下「本調査」という）実施の背景には、現在 50%程度に留まっている国内電化率を 2020 年までに 100%にしようとする、壮大かつ長期の目標がある。この目標は、1999 年に策定されたブータン国の 2020 年までの長期ビジョン “A Vision for Peace, Prosperity and Happiness” の中で、都市部と地方部の格差是正、貧困削減、産業振興等の観点から、地方農村部の電化を重要な政策目標とし、その具体的な数値目標として設定されたものである。

それまでの地方電化は、主に ADB（アジア開発銀行）の融資、インドや他国のドナーの援助、そしてブータン政府独自により、電源および送電線の開発状況と整合性をとりながら、実施しやすい地域から電化を進めるといった手法がとられてきた。

2001 年 2 月、ECFA（海外コンサルティング企業協会）は、調査団をブータンに派遣、再生可能エネルギー利用地方電化予備調査を実施した。ECFA 調査団は、現在の手法による地方電化の延長線上に、2020 年までの電化率 100%達成は困難であると認識し、目標達成のための戦略的な総合開発計画、つまりマスタープランの策定をブータン側に提案した。ブータン側はこのマスタープラン策定の必要性・重要性を理解し、ECFA 調査団の支援の下、日本政府に対するマスタープラン調査実施の要請書を作成した。

要請書はブータン政府内の正式手続きを経て、2001 年 8 月に日本政府に提出された。これを受けて、国際協力事業団（現独立行政法人国際協力機構）は 2002 年 10 月にプロジェクト形成基礎調査団を派遣、2003 年 6 月には予備調査団を派遣し、調査内容についてブータン政府との協議を行った。これらの過程を経て、本調査が実施されることとなった。

1.2 調査の目的

本調査は、1) ブータン全土を対象として、オングリット電化とオフグリット電化の組合せによる村落単位での電化計画マスタープランを策定すること、2) 策定されたマスタープランをブータン自身がスムーズに改訂できるよう、カウンターパートへの技術移転を行うことを目的とする。主な業務内容は以下の通りである。

- (1) 第 9 次 5 カ年計画(2002 年-2007 年)実施後の未電化村落のデータベース構築 (GIS 図化を含む)
- (2) 未電化地域における電化計画策定手法 (配電線延長の場合は、計画の基本方針、適用する計画標準、採用する設備仕様の概要等、オフグリッドの場合は技術的手法、維持管理手法等) の提示
- (3) (1)及び(2)に基づく県 (Dzongkhag) 毎の村落レベル電化計画の策定 (配電線延長の場合は、電化対象需要家数、配電線路長、変電所新增設、コスト等を含む 33 kV、11 kV 系統計画と系統図等、オフグリッドの場合は電源種別の選択と規模、給電範囲、電化対象需要家数、コスト等)
- (4) 地方電化の社会・経済評価と効率的な推進のための政策提言

(5) 関連行政組織の担当者への技術移転（キャパシティビルディング）

1.3 調査内容

本調査は、平成15年11月中旬から平成17年10月下旬まで3年度にわたり、約24ヶ月の工程で業務を実施した。

表-1.3.1 にその詳細内容を示す。

表-1.3.1 調査内容

年次	作業段階	主たる作業	作業期間
第1年次	(1) 第1次国内調査	<ul style="list-style-type: none"> 既存資料のレビュー インセプションレポートの作成 現地再委託業務の予備検討 調査用機材の現地調達 	0.5ヶ月
	(2) 第1次現地調査	<ul style="list-style-type: none"> インセプションレポートの提出・説明・協議 ベースラインデータ収集とその分析 配電計画手法の検討 未電化村落データ収集(1) オフグリッド電源に関する基礎調査(1) 村落実態調査(1) 環境データ収集・分析 ワークショップ(1)の開催 調査用機材の現地調達 	2.5ヶ月
第2年次	(3) 第2次国内調査	<ul style="list-style-type: none"> 第1次現地調査のまとめ 第2次現地調査の準備 	0.2ヶ月
	(4) 第2次現地調査	<ul style="list-style-type: none"> 未電化村落データ収集(2) オフグリッド電源に関する基礎調査(2) 村落実態調査(2)及び電力需要想定 配電計画の前提条件整理と計画手法の確定 配電設備の建設・保守技術の検討 配電系統解析技術・GIS図化技術のトレーニング 環境社会配慮の検討 情報通信の基礎調査と計画原案の作成 	1.5ヶ月
	(5) 第3次国内調査	<ul style="list-style-type: none"> プロGRESSレポートの作成 第3次現地調査の準備 	0.3ヶ月
	(6) 第3次現地調査	<ul style="list-style-type: none"> プロGRESSレポートの提出・説明・協議 地方電化事業の経済分析 各県毎の配電線整備計画案策定 送電系統整備計画へのフィードバック オフグリッド電化モデルプランの策定 情報通信網拡張・整備の便益算定と計画の見直し ワークショップ(2)の開催 	1.8ヶ月
	(7) 第4次国内調査	<ul style="list-style-type: none"> インテリムレポートの作成 第4次現地調査の準備 	0.3ヶ月
	(8) 第4次現地調査	<ul style="list-style-type: none"> インテリムレポートの提出・説明・協議 各県毎の地方電化基本計画案策定 経済性評価と資金需要見通しの作成 戦略的環境影響評価 情報通信網の運営維持管理体制及びコスト算出 	0.7ヶ月
第3年次	(9) 第5次現地調査	<ul style="list-style-type: none"> ワークショップ(3)の開催 地方電化基本計画の策定 環境影響評価 TOR 作成対象事業の選定 今後の地方電化事業実施方策についての検討 	0.6ヶ月
	(10) 第5次国内調査	<ul style="list-style-type: none"> ドラフトファイナルレポートの作成 環境影響評価 TOR 案作成 	0.07ヶ月
	(11) 第6次現地調査	<ul style="list-style-type: none"> ドラフトファイナルレポートの提出・説明・協議 環境影響評価 TOR 案に関する協議 	0.3ヶ月
	(12) ファイナルレポートの作成		

JICA 調査団作成

1.4 調査の流れ

本調査は、2003年11月から2005年10月までの2年間で実施する。期間中、6回の現地調査を実施し、その間、第1次、第3次、第5次現地調査時にはワークショップを開催した。調査全体の作業フローは、**図-1.4.1**に示す。

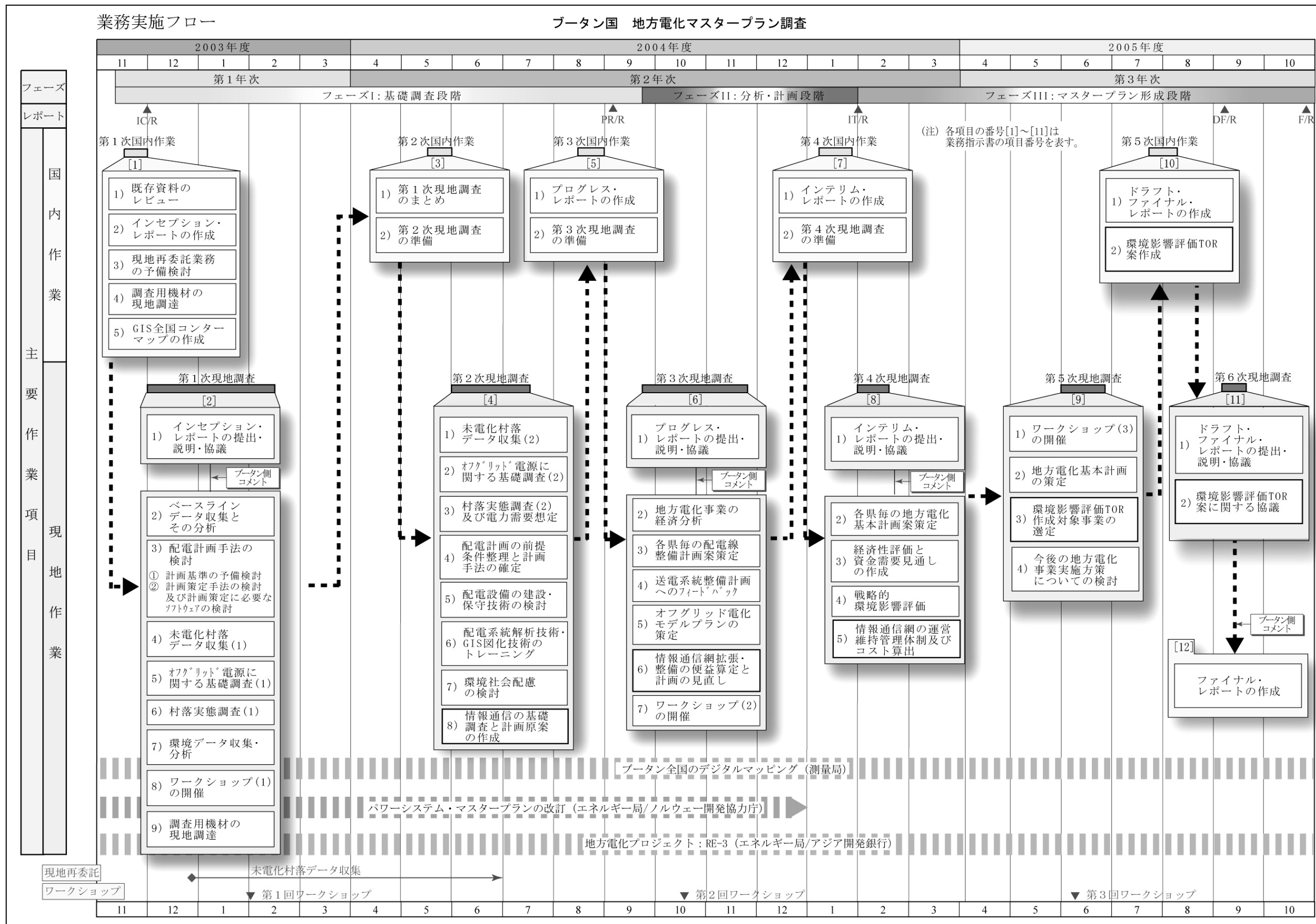


図-1.4.1 業務実施フロー

1.5 調査団構成

本調査団は以下の団員により構成された。

表-1.5.1 調査団の構成

No.	担当	氏名
1	総括/電力計画	福地 智恭
2	配電計画/設計・計画基準	白木 圭二
3	配電設備	有田 利行
4	村落社会経済調査	銅直 一彦
5	GIS/データベース	臼田 暁子
6	送電計画	大原 一倫
7	電力需給計画 (全国レベル)	中島 浩
8	財務・経済分析	西牧 宏
9	小水力発電/電力需給計画 (村落レベル)	平田 潔
10	太陽光発電及び新・再生可能エネルギー (小水力を除く)	ディパック ビスタ
11	環境影響調査	神下 高弘
12	情報通信計画	小川 良輔
13	業務調整	山村 賢輔
14	業務調整/バイオ発電計画	中川 由香

電力需要計画については、中島が全国レベル、平田が村落レベルの電力需要計画を担当した。また、中島は、本調査と NORAD が現在行っているパワーシステムマスタープランとの調整も担当した。なお、第2年次調査より「情報通信計画」担当の小川が加わり、第3次現地調査より業務調整団員を山村から中川に変更した。

第2章 ブータン国の概要

2.1 国土・社会・政治・開発

2.1.1 国土

ブータンは、東部ヒマラヤに位置する国土面積が 38,394km² の小国で、国土の殆どを険しい山と深い森林で覆われている。その国土は、北と北西でチベット地方（中国）に、西でシッキム地方（インド）、南西で西ベンガル地方（インド）、南でアッサム地方（インド）、東でアルナチャル・プラデシュ地方（インド）に接している。この小さな国土に、推計で約 75 万人の人々が住んでいる¹。

2.1.2 民族構成

ブータン国民は大別して 3 つの民族グループで構成されている。東部地域に居住するシャーチョップ（Sharchops）は先住ブータン人と認識されており、広義では東ブータン人と呼ばれている。ここで言う東ブータンとは、伝統的な区分であるペレ・ラ峠以東の地域を指す。また、ンガロップ（Ngalop）は、9 世紀以降ブータンへ移住して来たチベット系の民族で、西部地域に多く居住している。そして、ネパール系ブータン人であるローツァンパ（Lhotshampa）は、19 世紀末にブータンの南部地域に移住して来た。これらの 3 つの民族以外にも、独自の言語を持つ小さな民族が多く存在するが、各々の数は少数である。

2.1.3 政治体制

ブータン国は、20 世紀初頭の 1907 年に成立した世襲君主ウォンチュック家を擁する君主制国家である。2005 年 3 月に成文憲法の草案が公表された。現在のところ、過去の政府告示、伝統的な慣習法、国王勅令、口頭の王令等も、法律に準じた効力を持っている。国王の下、国会、王室顧問会議、内閣、最高裁判所の諸機関が並立している形態を取っている。現行の内閣は、内務文化省、外務省、大蔵省、公共事業省、農業省、教育省、保健省、貿易産業省、情報通信省、労務・人的資源省の 10 省の大臣 10 名から構成され、大臣の内の 1 名が輪番制で任期 1 年の首相職（内閣議長）を勤める。国会は 151 議席からなる一院制で、議員は、住民選出の国民代表 106 名、仏教委員会選出の仏教会代表 10 名、国王指名の高級官僚、県知事、その他政府官吏 35 名で構成されている。

2.1.4 開発政策

ブータン国の現国王、第 4 代ジグミ・シンゲ・ウォンチュック国王によって、1976 年に国民総幸福量（Gross National Happiness: GNH）が提唱された。国の開発政策の基本方針は GNH の理念に則っており、自然環境の保護と独自の文化を維持しつつ、社会経済開発を進めて行く、基本施策が実行されている。これは、1970 年代以降、近代化と市場経済化の中で、ブータンが経験して来た地域格差、所得格差、教育格差等における、経済開発の負の側面への反省に基づき、その是正を目指して提唱された施策である。現国王が明示している開発目標は、①独立独行、②持続性、③民間セクターの効率性と開発、

¹ Statistical Yearbook 2003, NSB, RGoB

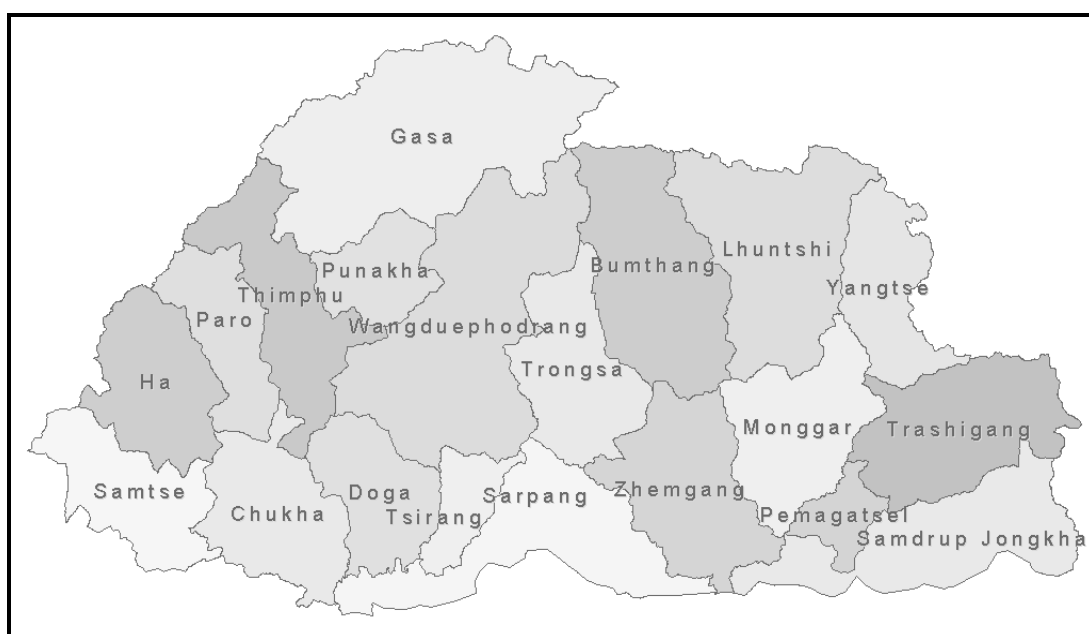
④住民参加と地方分権、⑤人的資源の開発、⑥地域的にバランスの取れた開発の6項目である。

2.2 地方行政の概況

2.2.1 地方行政区

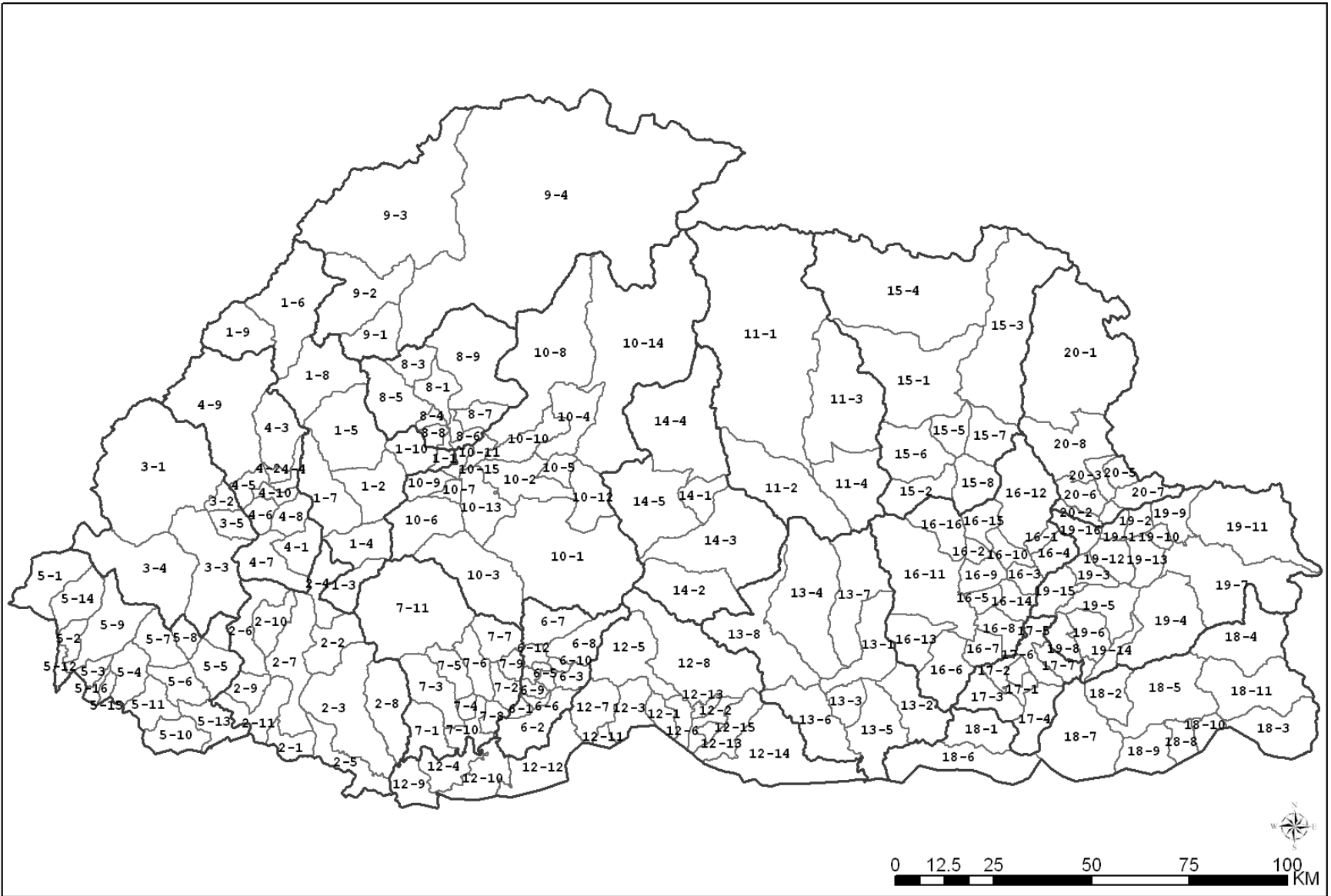
ブータン国の地方行政は内務文化省が担当しており、その管轄の下、県（Dzongkhag）及び郡（Gewog）という行政区を置いて地方行政が執り行われている。但し、全国20県の内、規模が大きな8県においては、特に県支区（Dungkhag）を置いて幾つかの郡を管轄している。現行では、県の総数は20県、また郡の総数は201郡である。

なお、現行の県別地方行政図を図-2.2.1に、郡別地方行政図を図-2.2.2に、また、県別郡名および郡コード一覧を表-2.2.1に示す。



JICA 調査団作成

図-2.2.1 ブータン国の県別地方行政図



内務省統計局、DOE 資料より、JICA 調査団作成

図-2.2.2 ブータン国の郡別地方行政図

表-2.2.1 ブータン国県(Dzongkhag)郡(Gewog)名および郡コード一覧

Number of Gewog (Block) = 201

DC	Dzongkhag Name	No.	Code	Gewog Name	DC	Dzongkhag Name	No.	Code	Gewog Name	DC	Dzongkhag Name	No.	Code	Gewog Name	DC	Dzongkhag Name	No.	Code	Gewog Name		
1	Thimphu	1	1-1	Bapisa	6	Tsirang	1	6-1	Barshong	12	Sarpang	1	12-1	Bhur	17	Pemagatshel	1	17-1	Borang		
		2	1-2	Chang			2	6-2	Beteni			2	12-2	Chhuzagang			2	17-2	Chhimung		
		3	1-3	Dagala			3	6-3	Dunglegang			3	12-3	Dekiling			3	17-3	Dungme		
		4	1-4	Genve			4	6-4	Gosaling			4	12-4	Deorali			4	17-4	Khar		
		5	1-5	Kawang			5	6-5	Kikhorthang			5	12-5	Doban			5	17-5	Shume		
		6	1-6	Lingzhi			6	6-6	Mendrelgang			6	12-6	Gelephu			6	17-6	Yurung		
		7	1-7	Mewang			7	6-7	Patala			7	12-7	Hiley			7	17-7	Zobel		
		8	1-8	Naro			8	6-8	Phuentenchhu			8	12-8	Jigmechhoeling			18	Samdrup Jongkhar	1	18-1	Dechenling
		9	1-9	Soe			9	6-9	Rangthang Ung			9	12-9	Lhamoi Zinkha					2	18-2	Gomdar
		10	1-10	Toepisa			10	6-10	Semjong			10	12-10	Nichula					3	18-3	Hastinapur
2	Chukha	1	2-1	Bhalujhora	7	Dagana	11	6-11	Tshokhorlong	11	12-11	Sarpang	4	18-4	Lauri						
		2	2-2	Bjachho			12	6-12	Tsirangtoe	12	12-12	Senge	5	18-5	Marshala						
		3	2-3	Bongo			1	7-1	Dorona	13	12-13	Serzhong	6	18-6	Norbugang						
		4	2-4	Chapchha			2	7-2	Drugyelgang	14	12-14	Taklai	7	18-7	Orong						
		5	2-5	Dala			3	7-3	Gesarling	15	12-15	Umling	8	18-8	Pemathang						
		6	2-6	Dungna			4	7-4	Gozhi	13	Zhengang	1	13-1	Bardo	9	18-9			Phuentshothang		
		7	2-7	Geling			5	7-5	Kalidzinkingha			2	13-2	Bjoka	10	18-10			Samrang		
		8	2-8	Getana			6	7-6	Khipisa			3	13-3	Goshing	11	18-11	Serthig				
		9	2-9	Logchina			7	7-7	Lajab			4	13-4	Nangkhor	19	Trashigang	1	19-1	Bartsham		
		10	2-10	Metap			8	7-8	Trashidhing			5	13-5	Ngangla			2	19-2	Bidung		
		11	2-11	Phuentsholing			9	7-9	Tsangkha			6	13-6	Phangkhar			3	19-3	Kanglung		
3	Haa	1	3-1	Bji	10	7-10	Tsendagang	7	13-7			Shingkhar	4	19-4			Kangpara				
		2	3-2	Katsho	11	7-11	Tseza	8	13-8			Trong	5	19-5			Khaling				
		3	3-3	Sama	8	Punakha	1	8-1	Chhubu			1	14-1	Dragteng			6	19-6	Lumang		
		4	3-4	Sangbay			2	8-2	Dzoma			2	14-2	Korphu			7	19-7	Mera		
		5	3-5	Uesu			3	8-3	Goenshari	3	14-3	Langthil	8	19-8			Nanong				
4	Paro	1	4-1	Doga			4	8-4	Guma	4	14-4	Nubi	9	19-9			Phongme				
		2	4-2	Dopshari			5	8-5	Kabjisa	5	14-5	Tangsibji	10	19-10			Radi				
		3	4-3	Doteng	6	8-6	Lingmukha	1	15-1	Ganzur	11	19-11	Sakteng								
		4	4-4	Hungrel	7	8-7	Shenga- Bjime	2	15-2	Jaray	12	19-12	Samkhar								
		5	4-5	Lamgong	8	8-8	Talo	3	15-3	Khoma	13	19-13	Shongphu								
		6	4-6	Lungnyi	9	8-9	Toewang	4	15-4	Kurtoe	14	19-14	Thrimshing								
		7	4-7	Naja	9	Gasa	1	9-1	Goenkham	5	15-5	Menbi	15	19-15	Udzorong						
		8	4-8	Shapa			2	9-2	Goenkhatoe	6	15-6	Metsho	16	19-16	Yangnyer						
		9	4-9	Tsento			3	9-3	Laya	7	15-7	Minjay	20	Yangtse	1	20-1	Bumdeling				
		10	4-10	Wangchang			4	9-4	Lunana	8	15-8	Tsenkhar			2	20-2	Jamkhar				
5	Samtse	1	5-1	Bara			10	Wangduephodrang	1	10-1	Athang	1			16-1	Balam	3	20-3	Khamdang		
		2	5-2	Biru	2	10-2			Bjena	2	16-2	Chaskhar			4	20-4	Ramjar				
		3	5-3	Chargharay	3	10-3			Daga	3	16-3	Chhali			5	20-5	Tashi Yangtse				
		4	5-4	Chengmari	4	10-4			Dangchhu	4	16-4	Drametse			6	20-6	Toetsho				
		5	5-5	Denchhukha	5	10-5			Gangte	5	16-5	Drepung			7	20-7	Tomzhangtshen				
		6	5-6	Dorokha	6	10-6			Gasetsho Gom	6	16-6	Gongdue			8	20-8	Yalang				
		7	5-7	Dungtoe	7	10-7			Gasetsho Wom	7	16-7	Jurme									
		8	5-8	Mayona	8	10-8			Kazhi	8	16-8	Kengkhar									
		9	5-9	Namgyeltchholing	9	10-9			Nahi	9	16-9	Mongar									
		10	5-10	Pagli	10	10-10			Nyisho	10	16-10	Ngatshang									
		11	5-11	Samtse	11	10-11			Phangyuel	11	16-11	Saleng									
		12	5-12	Sipsu	12	10-12			Phobji	12	16-12	Shermung									
		13	5-13	Tading	13	10-13			Ruepisa	13	16-13	Silambi									
		14	5-14	Tendu	14	10-14			Sephu	14	16-14	Thangrong									
		15	5-15	Ugyentse	15	10-15			Thestsho	15	16-15	Tsakaling									
		16	5-16	Yoetseltse	11	Bumthang			1	11-1	Chhoekhor	16	16-16	Tsamang							
		2	11-2	Chimume																	
		3	11-3	Tang																	
		4	11-4	Ura																	

内務省統計局、DOE 資料より、JICA 調査団作成

2.2.2 地方行政組織

県の行政事務を担う県庁（Dzongkhag Administration）の最高責任者は、中央政府より任命される県知事（Dzongda）で、内務文化大臣に対して直接責任を負っている。県知事を補佐する県副知事（Dzongrab）は、県庁の総務及び財務部門の総括責任者で、県知事と同じく中央政府によって任命される。これら県知事と県副知事の下、県の行政事務部門が置かれている。県支区庁（Dungkhag）では、中央政府によって任命される県支区長（Dungpa）が責任者で、また郡では、住民の直接選挙によって選出される郡長（北部では Gup、南部では Mandal と呼称）が責任者である。県及び県支区には、県知事及び県支区長を補佐し、行政事務を担う専門職員が配置されている。主要職員は中央各省庁よりの出向者である。

2.2.3 地方分権体制

ブータン国では、1981 年以来、国王の主導の下、国の社会経済開発を推進して行く意思決定過程に、地方分権と住民参加を基本理念とした地方行政体制の構築が、推進されている。現行の第9次5ヵ年計画（9th Five Year Plan : 2002-2007）では、地方の自主性が重視され、郡計画を基本単位とした国家開発計画の策定が初めて試みられた。この過程では、中央政府の指導の下、各県は県開発計画（Dzongkhag Development Plan）を、また各郡は郡開発計画（Gewog Development Plan）を、住民参加のプロセスを経て策定した。これらの県及び郡の開発計画には、県及び郡の責任の下、新たに中央政府より配分された予算で独自に実施されるプロジェクトやプログラムが含まれている。

2.2.4 地方開発委員会

地方分権と住民参加に基づいた地方行政体制の構築において、重要な役割を果たしているのが、県開発委員会（Dzongkhag Development Committee 又は Dzongkhag Yargay Tshogdu: DYT）と、郡開発委員会（Gewog Development Committee 又は Gewog Yargay Tshogdu: GYT）という地方開発委員会である。地方開発委員会は、県及び郡で実施する開発行為全般について、住民の代表者である委員により協議、検討、決定を行う公的意見決定機関である。なお、第9次5ヵ年計画では、更に地方分権と住民参加を推進して行くため、県及び郡の各開発委員会法が2002年に改正され、(1)行政権の更なる地方への移譲と(2)及び郡による開発計画の策定及び実施に関する項目が新たに加えられた。なお、県及び郡開発委員会の構成は、表-2.2.2 に示すとおりである。

表-2.2.2 県開発委員会及び郡開発委員会の構成

県開発委員会(DYT)	投票権		郡開発委員会 (GYT)	投票権	
	有	無		有	無
委員長 (注1)	○	-	委員長 (注2)	○	-
県選出の国会議員 (Chimi)	○	-	郡議員 (Mangmi)	○	-
郡長 (Gup 又は Mandal)	○	-	郡内の村議員 (Tshogpa)	○	-
地区議員 (Mangmi)	○	-	県選出の国会議員 (Chimi)	-	立会人
県内の市及び町の代表者	○	-	郡事務官 (Gewog Clark)	-	立会人
県副知事 (Dzongda)	-	立会人	郡内関係機関の代表者	-	立会人
県支区長 (Dzongrab)	-	立会人	-	-	-
県内関係機関の代表者	-	立会人	-	-	-

出典：県開発委員会法（2002年改定）と郡開発委員会法（2002年改定）

注1) 県開発委員会の委員長は、投票権を持つ委員の中で互選する（任期3年間）。

注2) 郡開発委員会の委員長は、郡長が務める（任期3年間）。

2.3 経済概況

2.3.1 経済

ブータン国のマクロ経済および政府の財政運営は良好な水準にある。GDP は 1997-2001 年の 5 年間で、平均 6.6% の成長を示している（表-2.3.1）。9% 台だった物価上昇率は、2000 年以降は 4% 以下に低下している。債務返済比率も、2001/2002 年で 6% 台と、途上国の中では極めて健全なグループに属している。しかしながら、債務 GDP 比率は、1999/2000 年の 38.7% から翌年の 47%、2001/2002 年の 55% と、急速に拡大する傾向にある。それにあわせて、経常収支も近年その赤字が拡大する傾向にあるが、これは近年の借入金の純増と比例している。

借款供与先として留意すべき事項は、ブータン国が人口（約 75 万人）・経済規模（GDP：5 億ドル）の両面において小国であり、単独プロジェクトの与える影響が、マクロ経済全体に及びうる点である。大規模のプロジェクトを実施すれば、債務 GDP 比率に大きな影響を与える可能性がある。

さらには、ブータン国の単層的経済構造自体も、この国の経済の外部ショックに対する脆弱性を有している。外貨収入の三本柱は、インドへの電力販売、観光、外国援助である。輸出入統計をみると、1999 年では、輸出の 41% を電力が占めており、この国における電力セクターへの依存度を裏付けている。電力に次いで多いのが、製鉄製品、無機化学品、ベニヤ/合板と、資源型の輸出構造をしている（図-2.3.1）。

また、就労人口割合で見た場合、ブータン国は農業国である。労働統計²によれば 1999 年で、農業従事者が全体の 75% を占め、サービス業、製造業の従事者は各々 12%、5% に過ぎない。職種別に見ると、政府職員が 11% を占め、サービス業のほとんどが公務員である。

一方、ブータン国は、早くから教育に力をいれ、長年、鎖国政策を採っていた。それにもかかわらず、現在では中等教育は英語で行われている。成人識字率は全体で 54%（2000 年）で、若年層は、ほとんどがある程度の英語を話すことができる。高等教育への進学率も、1 人当たり GDP の水準からみて高水準にある。

国家の近い将来の発展の鍵は、電力開発であるが、ここでも極めて巧妙かつ慎重な仕組みでの、開発方針が採られている。電力の輸出先はインドである。インドは近年の目覚ましい経済成長の結果、慢性的な電力不足が続いている。一方、ブータン国の包蔵水力は 23 GW 以上といわれている。現在までに開発されているのは、0.4 GW、潜在能力の 5% に過ぎない。現在、ノルウェーの技術協力で、水力開発のマスタープラン策定作業が終了しており、優良な水力案件が多く存在する³。豊富な水力資源を有して、優良な市場に近接している点は、有利な条件である。インドへの電力輸出用のプロジェクトの場合には、インドからのグラント 60%、融資 40% でプロジェクトを建設し、インドへ売電を行う。プロジェクトの収入の不安定要因を借款で緩和する形をとっている。また、インドルピーとブータン通貨ヌルタム（Nu.）は連動しているため、為替リスクが

² Central Statistical Organization, Planning Commission, Labor Force Survey 1998-99

³ 現在考慮されているプロジェクトは 500-1,000 MW クラスの水力で、発電能力の開発単価は kW 当たり US\$700-1,000 で通常の約半分の水準である。

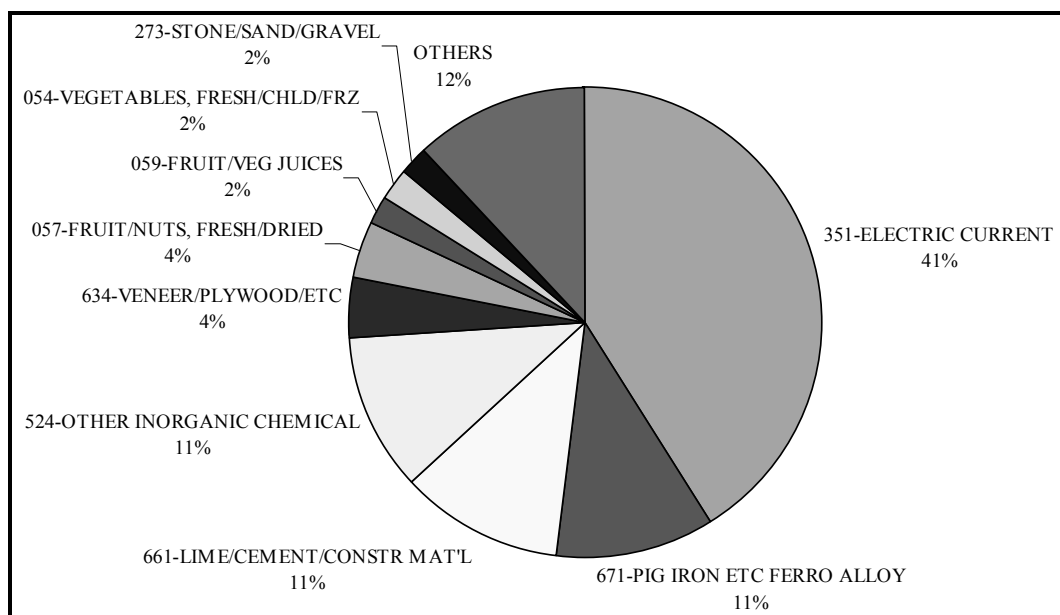
生じることもない。ADB からの借入による、地方電化プロジェクト ADB/RE-1 及び ADB/RE-2 は外貨収入を得ることはできない。

表-2.3.1 ブータン国の経済指標

	1997/98	1998/99	1999/00	2000/01	2001/02
GDP growth and prices (percent change)					
Real GDP at factor cost ²⁾	7.2	6.4	7.6	5.3	6.6
Consumer Prices	9.0	9.2	3.6	3.6	2.7
Government budget (in percent of GDP)					
Total revenue and grants	32.9	40.0	39.6	38.5	34.1
Of which : foreign grants	12.1	18.8	16.5	16.5	12.9
Total expenditure and net lending	31.9	41.7	43.4	49.6	39.6
Of which : current expenditure	17.5	18.4	18.6	19.7	18.1
Current balance	3.4	2.8	4.4	2.4	3.1
Overall balance	1.0	-1.8	-3.9	-11.1	-5.4
Balance of Payment (In millions of U.S.Dollars)					
Merchandise exports	111.3	104.7	114.3	99.5	97.7
Merchandise imports	-136.1	-162.3	-185.0	-196.3	-188.4
Current account balance ³⁾	32.1	21.9	4.0	-26.7	-28.2
(in percent of GDP)	8.2	5.4	0.9	-5.5	-5.3
Loans (net)	4.4	26.0	42.0	49.8	57.3
Overall balance	41.7	48.3	33.6	-24.0	20.4
(in percent of GDP)	10.6	11.9	7.4	-4.9	3.8
External indicators					
Gross official reserves (in millions of U. S. dollars)	215.5	258.5	292.6	294.1	316.6
(In months of imports)	19.0	19.1	19.0	18.0	20.2
External debt (in percent of GDP; end of period)	36.8	40.1	38.7	49.0	55.0
Debt-service ratio (percent of exports)	8.3	8.1	5.6	6.1	6.6

出典：IMF Public Information Notice (PIN), No. 03/41, 2003, 3 月

- 1) ブータン国の会計年度は7月開始
- 2) 暦年ベース、1998/99 は98年を意味する
- 3) グラントを含む



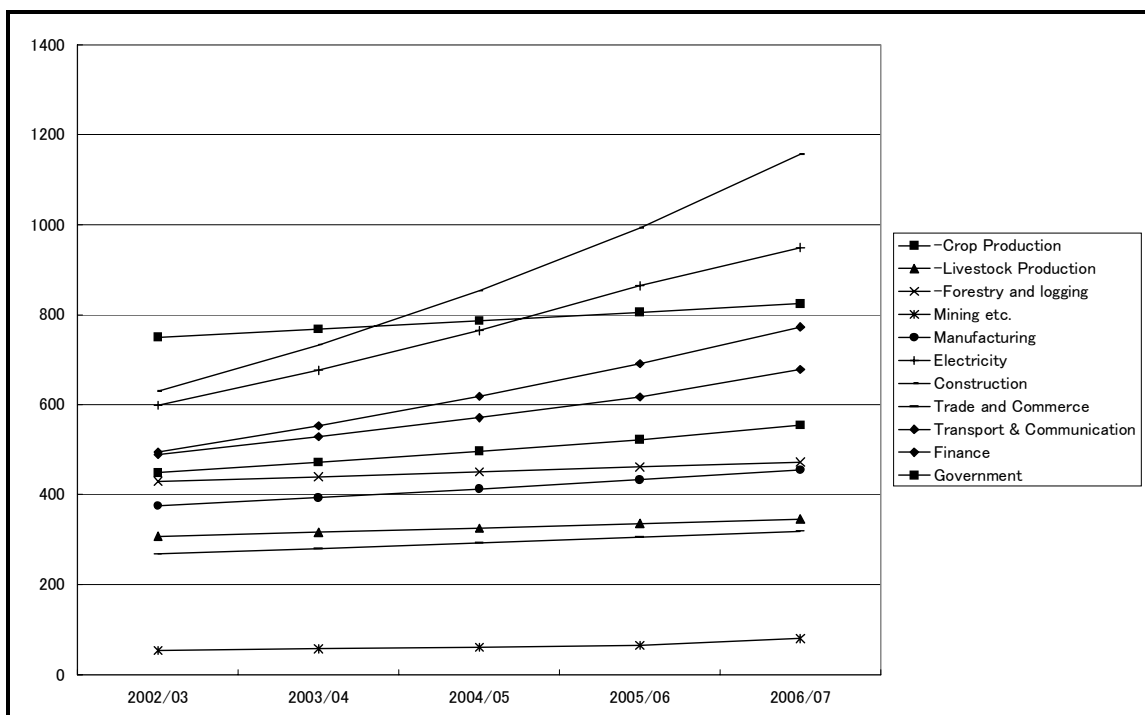
出典：International Trade Center, International Trade Statistics, <http://www.intracen.org/tradstat/sitc3-3d/er064.htm>

図-2.3.1 ブータン国の品目別輸出構成(1999年)

2.3.2 経済予測

第9次5ヵ年計画の経済予測は、次のグラフに示されるように、電力セクターと建設セクターの急激な伸びに、かなりの部分を支えられた予測となっている。全体では、5年間で、年平均実質8.2%の成長を見込んでいる。

2000年の段階で、穀物生産(17.4%)、牧畜(7.1%)、林業(10%)を合わせた農林業はGDPの34.5%、電力、建設はそれぞれ、9.7%、11.4%を占めていた。これが第9次5ヵ年計画の終了年である2007年には、電力、建設が14.6%、17.8%を占め、穀物生産の12.7%をしのぐ規模となることが予想されている。Tala水力発電所をはじめとする大規模発電所の建設、稼動がこうした成長の源泉とされているものと推測される。



出典：Ninth Plan Main Document [2002-2007], Planning Commission, Royal Government of Bhutan

図-2.3.2 第9次5ヵ年計画のセクター別GDPの推移

2.3.3 財政収支と外国援助

第9次5ヵ年計画による財政支出計画は表-2.3.2のようになっている。合計支出額は700億Nu.で、経常支出が317億Nu.、投資が383億Nu.の振り分けとなっている。これらの予算にはTala水力発電所、Basochu水力発電所などのプロジェクトの予算など、一時的に大規模な投資を要するプロジェクトは含まれていない。省庁別に見ると、電力セクターを管轄する貿易産業省(Ministry of Trade and Industry: MTI)が12.2%、道路、通信を管轄する通信省(Ministry of Communication)が14.8%で、両セクターともに保険教育省(Ministry of Health and Education)の10.7%を上回る予算が配分されている。投資経費だけをみると、貿易産業省の16.6%、道路、通信を管轄する通信省の22.6%である。部局レベルで見ると、エネルギー局(Department of Energy: DOE) (旧電力局(Department of Power: DOP))の総経費に62億Nu. (8.9%)、投資経費に45億Nu. (11.7%)、道路局(Department of Roads: DOR)は総経費に67億Nu. (9.5%)、投資経費に55億Nu. (14.4%)が配分されており、この2つの施設整備が最優先課題となっている。

表-2.3.2 第9次5ヵ年計画支出計画

	ORGANIZATION	RECURRENT	CAPITAL	TOTAL	Percent
1	Autonomous Agencies	4,649,248	4,972,517	9,621,765	13.7%
a	His Majesty s Secretariat	77,172	3,950	81,122	0.1%
b	National Assembly Secretariat	83,058	6,720	89,778	0.1%
c	Royal Advisory Council	52,183	1,300	53,483	0.1%
d	Council for Ecclesiastical Affairs	719,926	77,657	797,583	1.1%
e	National Commission for Cultural Affairs	193,974	215,831	409,805	0.6%
f	Judiciary	364,164	125,966	490,130	0.7%
g	Royal Audit Authority	190,578	24,500	215,078	0.3%
h	Royal Civil Service Commission	64,075	3,000,000	3,064,075	4.4%
I	Bhutan Olympic Committee	166,483	43,720	210,203	0.3%
J	Dzongkha Development Commission	48,464	10,000	58,464	0.1%
k	National Environment Commission	29,240	31,728	60,968	0.1%
l	Cabinet Secretariat	16,277	1,300	17,577	0.0%
m	Bhutan Broadcasting Service	0	348,000	348,000	0.5%
n	Planning Commission Secretariat	63,955	45,000	108,955	0.2%
o	Police Jail and Fire Services	2,064,353	355,010	2,419,363	3.5%
p	Royal Institute of Management	156,345	149,000	305,345	0.4%
q	National Technical Training Authority	335,925	500,000	835,925	1.2%
r	Office of the Legal Affairs	17,709	17,595	35,304	0.1%
s	Centre for Bhutan Studies	5,367	15,240	20,607	0.0%
2	Ministry of Home Affairs	486,384	130,569	616,953	0.9%
a	Secretariat	230,469	30,661	261,130	0.4%
b	Department of Survey and Land Records	183,647	22,845	206,492	0.3%
c	Department of Registration	72,268	77,063	149,331	0.2%
3	Ministry of Finance	1,257,252	354,865	1,612,117	2.3%
a	Secretariat	675,892	27,500	703,392	1.0%
b	Department of Budget and Accounts	44,263	17,800	62,063	0.1%
c	Department of National Properties	150,992	25,330	176,322	0.3%
d	Department of Revenue and Customs	357,346	257,535	614,881	0.9%
e	Department of Aid and Debt Management	28,759	26,700	55,459	0.1%
4	Ministry of Foreign Affairs	1,278,692	176,209	1,454,901	2.1%
5	Ministry of Health and Education	4,581,093	2,893,409	7,474,502	10.7%
a	Secretariat	129,076	0	129,076	0.2%
b	Department of Health	2,802,426	1,703,409	4,505,835	6.4%
c	Department of Education	1,598,485	998,476	2,596,961	3.7%
d	Department of Employment and Labour	51,106	191,524	242,630	0.3%
6	Ministry of Agriculture	2,548,361	2,000,000	4,548,361	6.5%
a	Secretariat	435,063		435,063	0.6%
b	RNR-RC	2,113,298	2,000,000	4,113,298	5.9%
7	Ministry of Trade and Industry	2,210,434	6,351,081	8,561,515	12.2%
a	Secretariat	112,070	371,320	483,390	0.7%
b	Department of Trade	73,129	384,252	457,381	0.7%
c	Department of Industry	110,277	900,000	1,010,277	1.4%
d	Department of Power	1,717,949	4,500,000	6,217,949	8.9%
e	Department of Geology and Mines	138,846	70,000	208,846	0.3%
f	Department of Tourism	58,163	125,509	183,672	0.3%
8	Ministry of Communication	1,710,618	8,672,516	10,383,134	14.8%
a	Secretariat	111,265	38,112	149,377	0.2%
b	Department of Urban Development and Housing	187,379	2,400,000	2,587,379	3.7%
c	Department of Roads	1,136,165	5,524,094	6,660,259	9.5%
d	Department of Civil Aviation	127,206	403,920	531,126	0.8%
e	Standard Quality and Control Division	21,491	45,100	66,591	0.1%
f	Road Safety and Transport Authority	89,666	162,112	251,778	0.4%
g	Bhutan Telecom Authority	17,646	21,050	38,696	0.1%
h	Division of Information Technology	19,800	60,000	79,800	0.1%
i	Construction Development Board		18,128	18,128	0.0%
9	Others	5,156,921	3,449,046	860,597	1.2%
a	Debt Servicing	393,240	3,449,046	3,842,286	5.5%
b	Common Public Expenditure	2,009,804	0	2,009,804	2.9%
c	Contingency for Remuneration	2,753,877	0	2,753,877	0.0%
I	Total (Central, Autonomous and Others)	23,879,003	29,000,212	52,879,215	0.1%
10	Dzongkhags	7,655,281	7,224,734	14,880,015	0.0%
11	Gewogs	147,183	2,093,587	2,240,770	0.0%
II	Total (Dzongkhags and Gewogs)	7,802,464	9,318,321	17,120,785	0.0%
III	Total Plan Outlay (I + II)	31,681,467	38,318,533	70,000,000	100.0%

出典：Planning Commission, Royal Government of Bhutan, Ninth Plan Main Document [2002-2007]

第9次5ヵ年計画の財政収入・支出と外国援助の概要は、表-2.3.3の通りである。基本的には、経常支出は国内の財政収入で賄い、外国援助は公共資本支出に充当するという、慎重な姿勢を堅持するとしている。

表-2.3.3 第9次5ヵ年計画における財政収支予測 (million Nu.)

	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07	合計
国内財政収入	5,451	5,964	6,492	6,616	6,999	31,522
外国資金 (グラント)	6,065	6,066	6,066	6,066	6,066	30,329
財政収入合計	11,516	12,030	12,558	12,682	13,065	61,851
財政支出合計 (A+B)	11,978	12,494	13,296	14,039	14,744	66,551
A. 経常支出	5,190	5,607	6,484	6,964	7,436	31,681
B. 資本支出	6,788	6,877	6,812	7,075	7,308	34,870
財政収支尻	- 462	- 464	- 738	- 1,357	- 1,679	- 4,700
資金調達	462	464	738	1,357	1,679	4,700
債務元本返済	- 617	- 724	- 697	- 676	- 735	- 3,449
プロジェクト関連外国借入	1,003	1,003	1,003	1,003	1,003	5,015
資金ギャップ	- 76	- 185	- 432	- 1,030	- 1,411	- 3,134
財政赤字 GDP 比率 (%)	- 1.7	- 1.5	- 2.1	- 3.3	- 3.5	

出典：Ninth Plan Main Document [2002-2007], Planning Commission, Royal Government of Bhutan

第9次5ヵ年計画中の主要財政収入源は、公営事業収入（特に電力）と租税収入である。同計画期間中、公営事業部門の企業化（通信、郵便、発電、配電）および税制改革（個人所得税の導入、徴税制度の改善）等により、財政収入増を見込んでいる。個人所得税は2002年に導入された。同計画期間中の資本支出額は、34,870 million Nu.で、これを外国からのグラント30,329 million Nu.およびプロジェクト関連外国借入れ5,015 million Nu.で賄う計画となっており、対外債務元本返済も別途3,449 million Nu.を見込んでいる。

債務返済比率も、2001/02で6%台と、途上国の中では極めて健全なグループに属している。しかしながら、債務 GDP 比率は1999/2000年の38.7%から翌年の47%、2001/2002年の55%と、急速に拡大する傾向にある。それにあわせて、経常収支も近年その赤字が拡大する傾向にあるが、これは近年の借入れの純増と一対をなしている。2002年6月末（2001/02年度末）で見ると、対外債務残高は約US\$350 millionとGDPの5割程度で、そのほとんどがソフトローンである。このため、輸出額に対する債務返済比率（DSR）は6%程度に止まっており、慎重な借入れ姿勢が窺える。利用可能な資料から得られる情報によれば、グラントの受入れが多い上（援助の9割程度）、借入もADB（ADF）、世銀（IDA）といった国際機関からのものが多く、公的債務返済に占める国際機関のものは、約3割となっている。二国間援助では、インドが大数を占め、現在、水力発電、道路等のインフラ向けに大型の案件があるが、後述のように、発電プロジェクトの場合、無償4割、融資6割で援助が構成されている。更に、リスクおよびメリットの点から見ると、まず、前述のようにインドルピーに対しては、ブータン国のヌルタムは1:1で固定しているため、為替リスクがない。この上、発電プロジェクトの収入は、インドとの間で締結された売電契約に基づく、安定した売電という形で、主要な外貨収入源（1999年で輸出の41%）にもなっている。ブータン国は、人口・経済規模の両面で小国であり、単独プロジェクトの与える影響が、マクロ経済全体に及ぶ可能性が高い点の特徴である。

2.4 自然と環境

ブータン国の自然環境は、その高い標高と急峻な地形、豊富な森林分布により特徴付けられる。山岳地域が多くを占める国土において、標高は、海拔 160 m 程度から 7,000 m 以上と、変化に富む。動植物相が豊かで、世界でも有数の生物多様性に富む地域として「10 global hotspots」のひとつにも数えられる。

気候は、標高によって多様に変化する。大きくは、気温が高く湿潤な南部、気温が低く乾燥する北部、温暖で乾燥する峡谷地、及びヒマラヤの酷寒地域に区分される。降水量も地域により様々で、年間 500 mm 以下の厳しい気候の北部、年間 1,000 mm 以上の比較的穏やかな中央部、年間 5,000 mm 以上の高温多雨の南部等、地域特性の変化が大きい。

ブータン国の地域ごとの降水量、気温、相対湿度は、表-2.4.1 に示すとおりである。

表-2.4.1 地域ごとの気象概況

県名 (観測所名)	項目	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	合計/ 平均	デー タ年
ティンブー (Simotokha)	降水量 (mm)	31.3	4.5	32.8	20.4	32.3	129.6	253.7	189.2	121.4	17.3	1.9	5	839.4	2002 年
	最高気温 (°C)	14.1	17.1	18.6	19.7	23.4	25.4	25.8	25.0	24.7	20.9	19.6	16.2	20.9	
	最低気温 (°C)	0.5	0.5	1.0	4.0	9.0	13.0	15.0	13.0	11.0	8.5	4.5	0.5	6.7	
	相対湿度 (%)	33.1	28.3	30.5	39.4	47.0	57.1	57.5	59.6	53.4	42.6	32.6	31.8	42.7	
サムツェ (Sipsu)	降水量 (mm)	42.2	28.6	61.2	527.8	251.8	1514.6	1290.6	855.6	505.4	136.8	0.0	64.6	5279.2	2002 年
	最高気温 (°C)	23.5	28.5	31.0	30.0	31.6	31.0	33.0	33.0	34.0	32.0	29.0	26.5	30.3	
	最低気温 (°C)	12.0	14.0	17.0	16.5	19.5	22.2	23.0	22.0	21.5	19.2	16.0	12.5	18.0	
	相対湿度 (%)	59.8	59.6	67.2	74.5	72.6	83.1	87.1	82.2	76.8	66.3	55.9	59.1	70.4	
ブムタン (Chhoekhor)	降水量 (mm)	0.0	6.4	17.0	55.7	136.7	110.4	121.5	154.5	60.4	21.9	2.4	0	686.9	2000 年
	最高気温 (°C)	13.0	14.0	16.5	18.0	21.5	24.0	25.0	24.0	23.0	23.0	18.0	14.5	19.5	
	最低気温 (°C)	-12.0	-11.0	-6.0	1.0	4.0	12.0	12.0	13.0	7.0	-3.0	0.0	-11	0.5	
	相対湿度 (%)	77.4	71.1	75.5	70.8	72.7	75.6	80.1	82.6	79.0	72.7	70.1	72.8	75.0	
モンガル (Mongar)	降水量 (mm)	0.0	0.0	24.6	123.6	54.2	157.6	238.4	302.6	86.4	18.0	0.0	0	1005.4	2002 年
	最高気温 (°C)	19.5	23.5	27.5	27.5	30.0	30.0	30.5	31.0	32.0	28.0	24.0	22	27.1	
	最低気温 (°C)	4.0	5.5	9.5	10.0	11.0	16.0	17.0	16.0	15.0	11.0	8.5	6	10.8	
	相対湿度 (%)	71.7	71.0	70.4	75.6	76.6	87.1	89.6	84.0	80.7	71.7	65.2	65.5	75.8	
サムドゥップジ ョンカ (Deothang)	降水量 (mm)	5.1	38.4	3.6	340.1	596.6	316.6	620.7	545.8	435.9	114.3	49.8	0	3066.9	2001 年
	最高気温 (°C)	22.5	23.0	29.5	29.0	30.5	31.5	30.0	31.0	31.5	29.0	28.5	22	28.2	
	最低気温 (°C)	7.0	9.0	11.5	14.5	16.5	19.0	19.5	20.0	19.0	15.5	12.0	9	14.4	
	相対湿度 (%)	65.0	67.8	60.5	76.8	85.8	85.3	90.0	90.1	90.5	78.9	72.6	60.1	77.0	

出典：DOE

第3章 電力セクターの現状

3.1 政策・法制度・組織

3.1.1 電力政策の変遷

ブータン国における電力政策は Gross National Happiness (GNH)の基本理念の下、2020年までに100%の地方電化達成を前面に打ち出している。2004年6月現在における地方村落の合計世帯数は、推計68,851世帯であり、この内、既電化の地方村落世帯数は24,833世帯(36%)である。現在の地方村落における未電化世帯(都市部を除く)は、残り44,018世帯とされている¹。ブータン国の村落電化は、第6次5ヵ年計画では7,360世帯、第7次5ヵ年計画で5,476世帯、第8次5ヵ年計画では8,822世帯の電化を達成している。第9次5ヵ年計画では次の表のとおり15,023世帯の電化を目標としており、このうち2004年6月末までに447世帯の電化が終了している。

表-3.1.1 第9次5ヵ年計画での電化ターゲット世帯数

Sl#	Dzongkhag	Plan target (HH)	Surveyed target (HH)	Fund* secured (HH)	Resource gap (HH)
1	Chukha	896	901	1041	
2	Gasa	110	207	207	
3	Haa	281	117	49	68
4	Paro	702	743	758	
5	Punakha	519	585	688	
6	Samtse	1250	1259	1361	
7	Thimphu	646	239	182	57
8	Wangduephodrang	831	845	895	
9	Bumthang	337	516	217	299
10	Trongsa	367	573	221	369
11	Sarpang	935	936	971	
12	Dagana	672	702	0	702
13	Tsirang	687	801	0	801
14	Zhemgang	516	281	303	
15	Mongar	1091	1093	1122	
16	Lhuentse	628	633	633	
17	Pemagatshel	980	981	1153	
18	Trashigang	1728	1729	2068	
19	Yangtse	812	867	897	
20	Samdrup_longkhar	1012	1015	1015	
	Total Households	15000	15023	13781	2296

* Fund secured from ACB, ADB, SDS & RGoB
 出典：DOE

ブータン国の地方電化(RE)に対する援助としては、主にアジア開発銀行(ADB)の援助が継続的に行われており、第7次5ヵ年計画のADB/RE-1で3,000世帯、第8次5ヵ年計

¹ 出典：DOE, Reporting of National Electrification Data to the National Assembly Session (June – July 2004).

画の ADB/RE-2 で 8,000 世帯以上の電化を支援し、第9次5ヵ年計画に対応する ADB/RE-3 では 8,000 世帯の電化に資金供給される計画となっている²。

ブータンの電力セクターでは、地方電化の推進の一方で、外貨獲得の支柱をなす水力発電を中心とする電力セクターの効率的運営という、相反する政策課題が存在する。こうした効率化の流れとして、2001年7月議会は「電気法：Electricity Act」を可決した。これにより、それまで電力の政策作りから発電、売電までを一括して担当していた Department of Power が、Department of Energy（政策担当）、Bhutan Power Corporation（送電、売電）、Bhutan Electricity Authority（電力産業規制）に3分割されることになった。Bhutan Power Corporation は2002年7月に、公社独立化が実施された。3つの水系に現存する Chukka、Kurichu、Basochu 発電所は、それぞれ独立したまま残された。しかし、規模の異なる発電所間での効率の格差を解消し、資源の共有と管理の効率化を図る目的で、3社を統一する Druk Hydro Power Corporation の設立が現在検討されている。

3.1.2 地方電化に係わる法制度

100%の地方電化を完全な独立採算で実施することがきわめて困難であることは、政策当局も十分認識している。同時に、電力セクターの効率的な運営という規律を維持するために、地方電化に対する補助に係る規制導入の準備を進めている。現在法制化されようとしているのが、「Regulations For Subsidies To Entities Carrying Out Non-economic Viable Electricity Supply」（施行令）である。

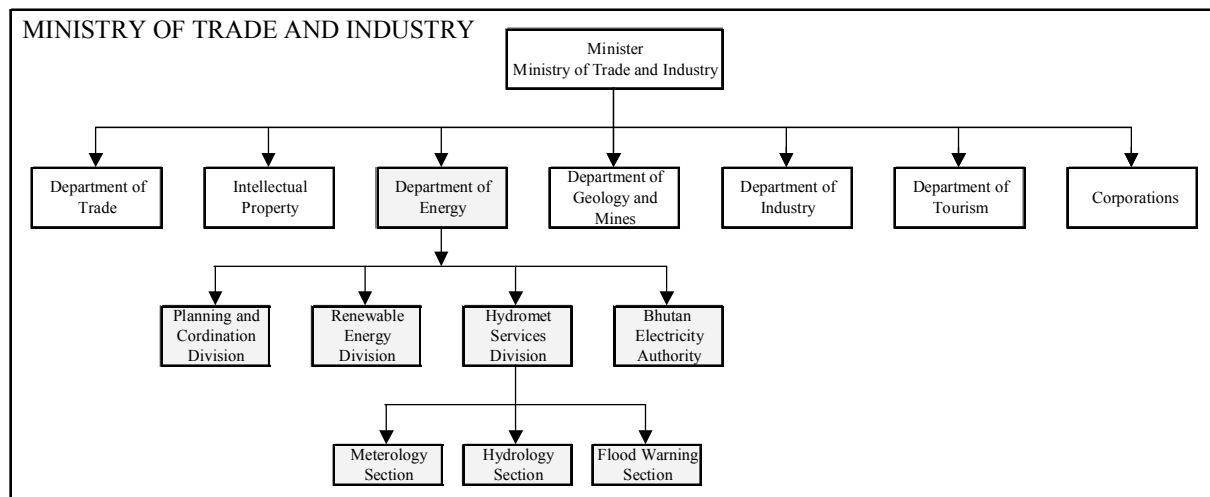
3.1.3 電力関連組織

電力政策および電力の開発・供給の監督を行っているのは中央政府の貿易産業省（Ministry of Trade and Industry）の中のエネルギー局（Department of Energy: DOE）である。DOE は、計画調整課（Planning and Coordination Division）、再生可能エネルギー課（Renewable Energy Division）、気象・水文課（Hydromet Services Division）、ブータン電力庁（Bhutan Electricity Authority）の4つの部署から構成されている。最後のブータン電力庁が、最終的には電力発電・供給という経済活動の規制・監督を担当することになっており、現在は組織の強化が行われている段階である。電力送配電の実務は、ブータン電力公社（Bhutan Power Corporation: BPC）が行っている。BPC 設立以前には、貿易産業省内の Department of Power（DOP）が、政策とともに現業の電力供給も直接担当していた。その後、電力セクター改革の第一歩として、BPC が2002年7月に設立された。設立の際に、DOP から967人、CHPC からは226人が移籍して、1,193人で運営を開始した。BPC はブータン最大級の企業でもある。

ブータンにおける電力供給実績は次の表のとおりである³。村落電化は、1996-97年の363村から2001-02年の690村と、電化ペースは2倍になっている。

² 第9次5ヵ年計画の総費用は US\$13 million で ADB の融資分は US\$9.4 million である。ADB の融資は Asian Development Fund を原資とするソフトローン、猶予期間8年、返済期間32年で金利は猶予期間中は1%、その後は1.5%である。電化対象地域となるのは Chukka, Lhuentse, Mongar, Pemagatshel, Punakha, Samtse, Sarpang 及び Trashigang である。融資は技術協力プロジェクトと一体となっており、BEA のキャパシティビルディングに US\$ 400,000、Druk Hydropower Corporation の設立の F/S に US\$500,000 を予定している。残る7,000世帯の目標の内、3,000世帯はオランダのグラントにより、1,000世帯はオーストリアが受け持つことになっている。残る3,000世帯は資金提供者が未定である。

³ 実績は BPC が設立される以前のものである。



DOE ヒアリングにより JICA 調査団作成

図-3.1.1 貿易産業省機構図

表-3.1.2 電力供給実績 (1996/1997-2001/2002)

Year	1996-97	1997-98	1998-99	1999-00	2000-01	2001-02
a) No. of Consumers	21,777	23,036	24,992	27,152	29,880	32,637
b) CHPC Consumers	1,128	1,187	1,293	1,357	1,356	1,356
Total registered consumers	22,905	24,223	26,285	28,509	31,236	33,993
c) Non-registered consumers	7,416	7,416	7,416	7,200	4,735	4,698
Total consumers	30,321	31,639	33,701	35,709	35,971	38,691
No. of Towns Electrified	39	39	40	40	40	40
No. of Villages Electrified	363	370	443	552	646	690
Revenue earned from energy sale (million Nu.)	178.743	229.454	236.374	280.741	268.730	381.105
Per Capita Energy Consumption (kWh)	599.367~	619.426~	665.670~	720.000	632.151	807.974

出典：BPC

2001年7月～2002年6月の会計年度(BPC設立直前)の年間の電力販売額は、381 million Nu.で、前年度から42%の増加、96-97年度に比べると2倍以上に増加している。

これまで、ブータン国の電力料金には基本料といった固定料金が存在しなかったが、2004年7月の改訂で、工業のカテゴリーに接続料金という固定料金が導入された。現在の国内の電力原価は4 Nu./kWhである一方、実際の販売単価は約0.9 Nu./kWhに留まり、需要家への販売電力単価は実際の発電・配電単価をはるかに下回っている。これを、政府は繰り返しPRしている。貧困対策などの福祉的な側面を保持しながら、電力料金を、段階的にその経済費用に近づけていくことが、政府の基本的な政策である。

3.2 電力料金

3.2.1 電力料金体系

BPCが公社化して以来、二度目の料金改定が、2004年7月に発効した。この改定では、全体で平均10%の値上げとなるものである。同時に、最低料金ブロックである0-80 kWh/月の消費での料金は、据え置きのみである。

BPCの一般家庭ユーザーの料金体系は次の表のとおりである。

表-3.2.1 一般ユーザー電力料金

Range	Tariff (Nu./kWh)
1-80 kWh	0.6
81-200 kWh	0.95
Above 201 kWh	1.2

出典：BPC

BPCによると、料金の累進性のために、これまでの平均料金は0.9 Nu./kWhになっている。一方、事業所の場合には、これまでは基本料金が存在しなかったが、「Demand Charge」の名前で、接続料金が導入され、kW 当たり 54 Nu.が課される。従量料金は中圧ユーザーが0.95 Nu./kWh、高圧ユーザーが1.2 Nu./kWhである。

ユーザーにとってのコストは、電力料金だけではなく、接続のための初期費用がある。ブータン国における接続費用は次のようになっており、平均で3,145 Nu.が必要と推定されている。この費用は、貧困世帯にとっては、1ヶ月の現金収入に匹敵する金額であるので、接続料金のために電化を見合わせる可能性もある。ADBの第3次村落電化プロジェクトでは、貧困世帯に対しては無料で接続を行うことを、事業に組み込んでいる。

次表に接続料金の内訳を示す。

表-3.2.2 電力接続料金表

	Cost (Nu.)	Average Cost (Nu.)	Note
Single Phase Meter	250	250	
Energy Security Charge	120-480	300	12 Nu. per Ampere
Connection Charge	25	25	75 Nu. for three phase
Service Cable Charge	60	60	
Contingency Charge	10	10	20 Nu. for three phase
Outlet:2 Light Point and One Power Point	2,500	2,500	
Total		3,145	

出典：BPC

3.2.2 電力料金徴収方法

BPCのグリッドに接続されている需要家の場合には、基本的に、地方の営業所の検針員が、各需要家のメーターを毎月読み取り、請求書を渡し、それを、おのおのの需要家が営業所に支払いに出向くという方法をとっている。各需要家への料金、および、その徴収状況は、専用ソフトによりデータベース化されている。

各営業所は、基本的に各県に一箇所であるため、農村部の遠隔地の場合には、電気料金よりも、支払いに行くための交通費のほうが高くなるという場合も、多い。検針員によるその場での料金の徴収、あるいは、村落での料金徴収代行という方法があるはずであるが、現在まで、そうした試みは行われていない。今後の地方電化では、距離の遠隔化によるこのような運営費用の増加も、無視できない水準となることが考えられる。料金徴収の効率化についての方策も、料金体系の政策の一環として、今後の検討が必要である。

3.3 電力需給

3.3.1 需給実績

1997年～2002年のブータン国全体の電力需給実績を、表-3.3.1に示した。発電設備容量は、2002年時点で、太陽光PV(Photovoltaics)を除いて445 MWであり、内97%を水力発電が占めている。同年の国内ピーク総需要は105 MWを記録している。一方、2002年の総発電電力量は2,200 GWh/年であり、電力損失を考慮した国内消費電力量は、664 GWh/年であった。したがって、供給能力は、国内のピーク需要・電力需要量を上回っており、現在のところ、発電容量は十分に余力を有している。ブータン国はその余剰電力をインドに輸出している。輸出電力量は2002年には1,560 GWh/年に達し、国内需要量の2.3倍になっている。しかしながら、国内送配電システムの未整備地域や、渇水期の発電量低下時期には、インドから輸入を行うケースもある。

表-3.3.1 ブータン国の電力需給実績 (1997-2002)

年		1996-7	1997-8	1998-9	1999-2000	2001-2	2002-3
発電設備容量 (MW)	Hydro	343.350	343.350	343.350	343.350	412.350	427.320
	Micro Hydro	0.980	0.980	0.980	1.108	1.308	1.308
	Diesel	12.336	12.321	15.668	16.363	15.390	16.404
	計	356.666	356.651	360.006	360.821	430.048	445.032
国内ピーク需要 (MW)		77.000	80.000	89.000	92.000	92.630	105.329
発電電力量 (GWh/年)	Hydro	1,874.238	1,874.238	1,874.238	1,874.238	2,055.675	2,199.554
	Micro Hydro	2.231	2.231	2.231	2.531	3.232	included above
	Diesel	0.222	0.229	0.406	0.424	0.605	0.909
	計	1,876.691	1,876.698	1,876.875	1,877.193	2,059.512	2,200.463
輸入電力量 (GWh/年)		7.544	8.154	9.157	9.932	6.901	24.302
国内消費電力量 (GWh/年)		381.422	396.574	445.548	401.896	510.451	664.330
輸出電力量 (GWh/年)	Chukha 水力	1,357.202	1,302.215	1,625.961	1,380.147	1,368.570	1,340.664
	Basochu-I 水力	-	-	-	-	22.362	-
	Kurichhu 水力	-	-	-	-	109.118	219.771
	計	1,357.202	1,302.215	1,625.961	1,380.147	1,500.050	1,560.435

出典：Power Data 2001-2002, Power Data 2002-2003 issued by DOE

2004年4月現在のカテゴリー別需要家数は表-3.3.2の通りであった。県別の詳細データはAppendix A-II-1に示した。総需要家数の過去6年間の平均伸び率は、12%を記録している。

表-3.3.2 需要家数

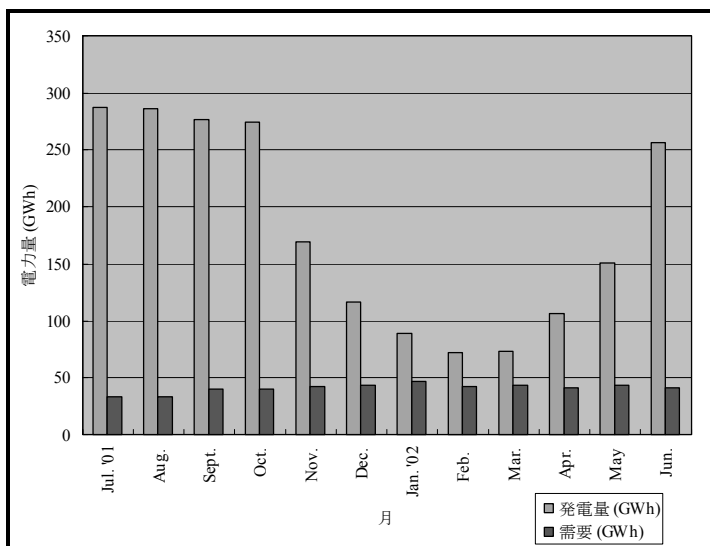
電圧別	一般	商業	工業	農業	公共	街灯	大口	その他	合計
低圧需要家	38,914	4,331	150	242	2,546	101	348	1,189	47,821
中圧需要家	1	0	19	1	6	0	24	3	54
高圧需要家	0	0	3	0	0	0	0	0	3
合計	38,914	4,331	172	243	2,550	101	372	1,192	47,878

出典：DOE (Customer's Service Department of BPC)

3.3.2 需給の季節および日特性

(1) 需給の年間特性

ブータン国の発電量の97%はChukha, Basochhu および Kurichhu などの流れ込み式水力発電に依存している。したがって、河川の流量が減少する12月から4月の期間は、発電量も減少することになる。図-3.3.1は2001年7月から1年間の3発電所の月別発電量と、同期間の需用電力量の比較を示したものである。なお、余剰電力は全てインドへの輸出に向けられている。



出典：DOE

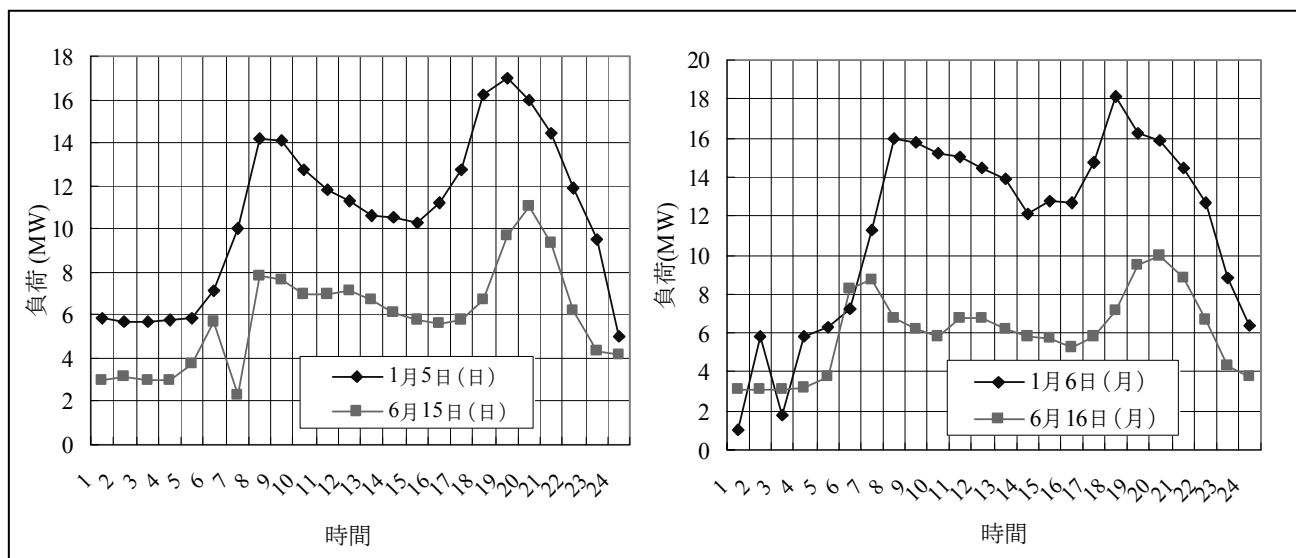
図-3.3.1 月別発電量と需要

需要は、冬季のヒーターによる消費量により、発電量減少の時期に増加している傾向が見られる。年間総発電量には充分の余裕があるが、季節需要への余裕は減少している事実が明らかである。今後の大型水力発電所開発計画も、すべて流れ込み式水力発電所であり、季節による発電量の変動は必至である。需要増に比べ、計画発電容量が大きいゆえ、深刻な問題にはならないと思われるが、将来の渇水期における需給バランスの検討、特に東部系統のバランスを検討する必要がある。

(2) 各地の日負荷曲線

電力負荷データは、基本的に各配電所で手書きの記録を毎時行っている状況で、データにはエラーが多いものと判断される。このため、収集した各配電所の日負荷曲線の中で比較的信頼性があると思われる5地点のデータを、以下に示す。

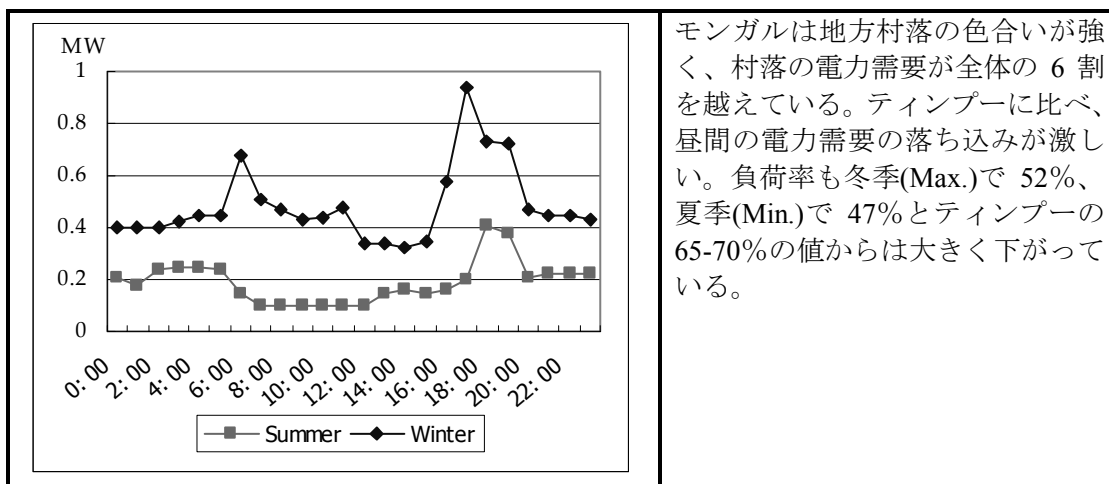
首都ティンプー地区の、冬季1月と夏季6月のそれぞれの月曜日と日曜日の時間ごとの電力負荷を、図-3.3.2に示した。



出典：BPC

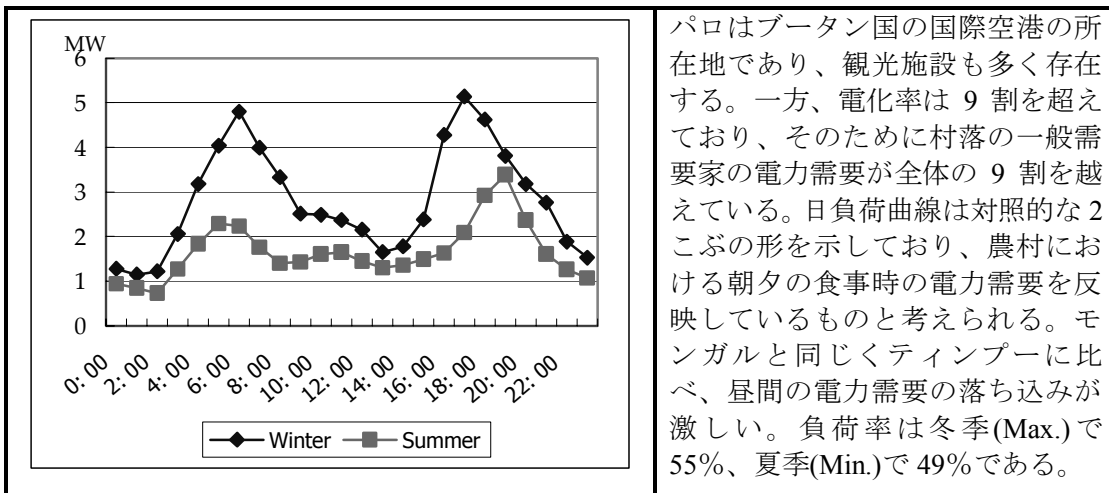
図-3.3.2 日負荷曲線<ティンパー>

ティンパーの需要は、家庭需要が65%を占めており、工場負荷は3%程度である。いずれの日も、朝と夕の2度のピークが現れる日負荷曲線である。冬季の負荷が夏季負荷の2倍を示しているのは、暖房用ヒーターの使用によるものと考えられる。冬季の日曜日、月曜日とも曲線が同じ傾向を示している上に、電力もほぼ同じ値であることから、家庭用の暖房が普及していることが推測される。負荷率（負荷率 = 平均需要電力/最大需要電力）は65-70%となっており、地方部に比べ高い。



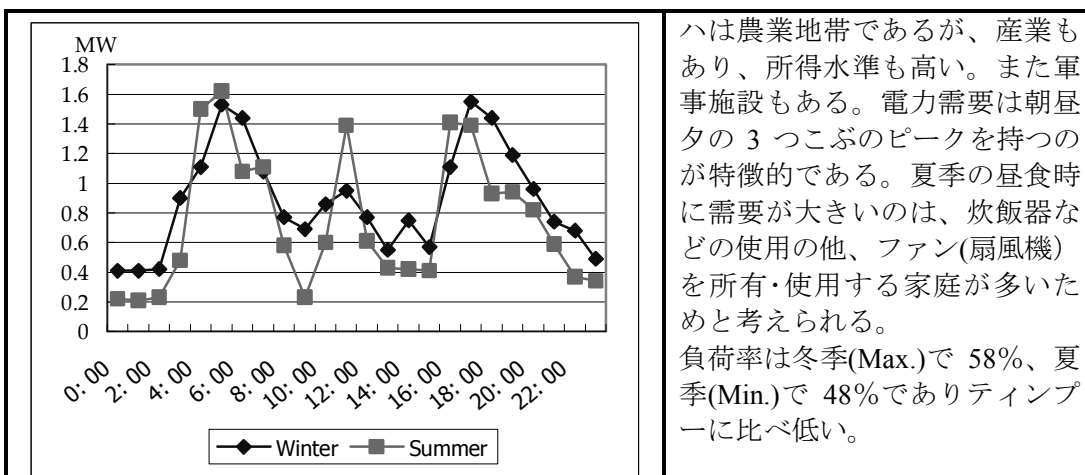
出典：BPC

図-3.3.3 日負荷曲線<モンガル>



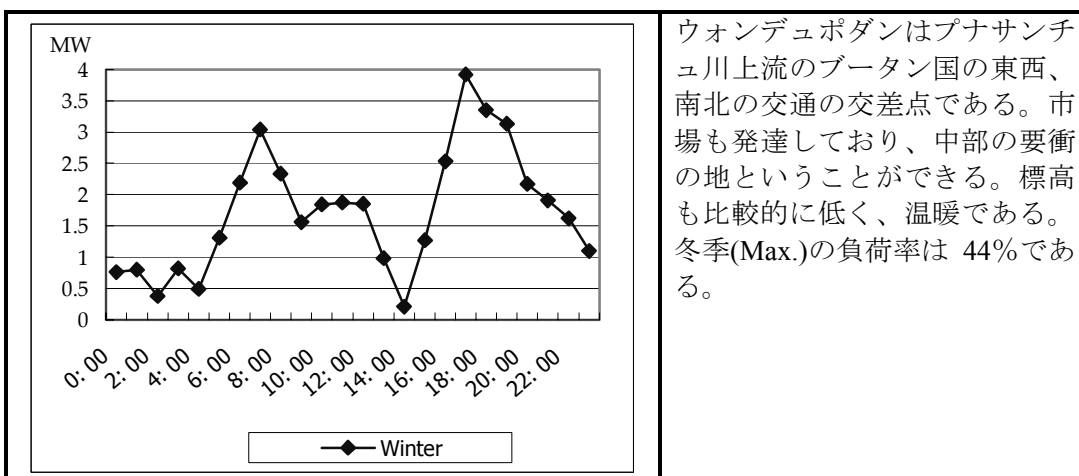
出典：BPC

図-3.3.4 日負荷曲線<パロ>



出典：BPC

図-3.3.5 日負荷曲線<ハ>



出典：BPC

図-3.3.6 日負荷曲線<ウオンデュポダン>

今後の電化対象となる地域は、上述の地域よりも更に地方部となり、産業は農業に特定される地域である。そのため、朝夕のピーク時以外の電力需要はより小さくなり、負荷率も更に低い値（15～30%前後）となることが予想される。

3.3.3 電力損失

全国の電力損失は下表の通りである。

表-3.3.3 国内電力システムの電力損失 (GWh)

	1996-97	1997-98	1998-99	1999-2000	2000-01	2001-02	2001-03
総需要量	383.16	396.09	424.11	480.81	441.24	578.46	664.33
電力損失	16.57	14.66	27.53	35.27	39.35	68.01	93.05
損失率 (%)	4.32	3.70	6.49	7.22	8.92	11.76	14.01

出典：DOE Power Data (2002-2003)

過去7年間での損失は、急激に増加している。同じ送配電設備であれば、需要電力の2乗で損失が増えることになる。損失の統計はないが、特に配電線損失が相当の量を占めていると考えられる。

ADB 資金により実施された ADB/RE-1、ADB/RE-2 の新設配電設備の電力損失は抑制されている。しかしながら、既設配電線の延長による地方電化計画の場合、既設部分には従来以上の電流が流れるために、その部分の損失が増加することになる。電化計画に際しては、既設設備の改善も必要である。新規配電線の接続される既設配電設備のアップグレードも必要になりうる。

3.4 経営状況

ブータン国の電力セクターは、現在、発電部門と送配電部門の2つに分割される。前者は3つの大きな水力発電所が独立経営を行っており、後者はBPCが一括して担当している。

3.4.1 BPC の経営状況

BPC 設立の際の貸借対照表は次の表に要約される。

表-3.4.1 BPC 貸借対照表要約

単位：million Nu.

資産の部		債務の部	
運用資金	50	負債	670
財務省より	50	内 DOP から	670
固定資産	4,274	資本金	3,654
クリチュー水力(KHCP)	600	内 DOP から	2,795
チュカ水力(CHPC)	209	内 CHPC から	209
その他	3,465	内 KHCP から	600
		内財務省から	50
合計	4,324	合計	4,324

出典：BPC

3.4.2 発電会社の経営状況

現在運転中の Chukha 水力発電所、Kurichhu、Basochhu 水力発電所を比較すると、最終的に国庫に大きく寄与しているのが Chukka で、Kurichhu は 2003 年の場合、発電量が目標

値を下回ったために、まったく寄与していない。表-3.4.2 に発電各会社の経営状況を示す。Tala 水力発電所 (1,020 MW) は、2006 年の運転開始を予定しているメガプロジェクトである。その発電量は、年間 3,962 GWh に達することが計画されており、発電所からの国庫への寄与は一気に倍増することが期待されている。

表-3.4.2 発電会社の経営状況

	Hydro Power Generation Corporations				
	Chukha	Kurichhu	Basochhu I	Basochhu II**	Tala
Installed Capacity	336 MW	60 MW	24 MW	40 MW	1,020 MW
Date of Commission	1988	2001	2001	2004	2006
Generated Energy	1,860 GWh	400 GWh	105 GWh		3,962 GWh
Completion Cost	2,815 million Nu.	6,676 million Nu.	1,441 million Nu.	1,422 million Nu.	40,000 million Nu.
Loan Componet	1,340 million Nu.	3,276 million Nu.	708 million Nu.	1,290 million Nu.	18,520 million Nu.
Loan Repayment Terms	15 years	12 Years	15 Years	12 Years	12 Years
Interest	5%	10.75%	0%	2.80%	9%
Performance 2003 *					
Energy Generation	1,957 GWh	278 GWh	119 GWh		3,444 GWh
Income	2,448 million Nu.	441 million Nu.	107 million Nu.		5308 million Nu.
Expenditure w/o depreciation		295 million Nu.			
Expenditure w/ depreciation	537 million Nu.	545 million Nu.	72 million Nu.		2,959 million Nu.
Tax + Divident (2003)	1,871 million Nu.	-	22 million Nu.		2,020 million Nu.

Note: * performance data for Tala are estimated values

** The data is unspecified.

出典：DOE

3.5 インドとの電力融通契約

西部電力系統で運転している現在国内最大の Chukha 水力発電所の余剰電力をインドに輸出するために、ブータン側 DOE とインド側 Power Trading Corporation of India Ltd. (PTC) 間で 2002 年 10 月 1 日から 14.5 年間の契約を締結した。契約内容・条件の概要は下記の通りである。

(1) 売買電力量

Chukha 発電所の余剰電力すべてをインドへ販売する。したがって、契約書には具体的な電力量は記載されていない。Chukha 電力公社は、毎年 1 月にその年の予想販売電力量を月単位で PTC に通告することになっている。

(2) 電力受け渡し場所

Chukha 発電所は 220 kV 送電線 2 ルートでインドと連系している。1 ルート(2 回線)は直接 Chukha 発電所から、他のルート(1 回線)は Chukha 発電所からブータン側国境の Singhegaon 変電所を経由してインド側の Birpara 変電所へ接続している。したがって、電力の受け渡し場所は Chukha 発電所と Singhegaon 変電所である。

(3) インドからの電力輸入

Chukha 発電所の定期点検その他の理由によりインドの電力を必要となった場合にはブータンはインドの系統から電力を受けることができる。受電は上記 220 kV ルート

による他に、国境県の Samtse の 2 地点において、それぞれ 11 kV 1 回線で輸入する。この契約以外にも Gelephu とサムドゥップジョンカ県にて 132 kV 送電線により電力輸入を行っている。

(4) 売買電力量の測定

メーター精度は 0.5 級またはそれ以上の精度とし、以下の箇所にメーターを設置している。

- a) Chukha 発電所の各発電機の 11 kV 側に各メーター1 個
- b) Chukha 発電所とインドの Birpara 変電所（インド側受電地）の 220 kV Chukha-Birpara 送電線端にメインメーターとチェックメーターをそれぞれ 1 個
- c) ブータン側の Singhegaon 変電所とインド側の Birpara 変電所の 220 kV 送電線端にメインメーターとチェックメーターをそれぞれ 1 個

両当事者は相手国側に設置されているメーターにて、毎月計量することになっている。メインメーターとチェックメーターは 12 カ月以内の頻度で、検査と較正を行う。

(5) 売買電力量の計算

売買電力量は以下の方法で決める。

- a) 220 kV No. I & II 送電線による販売電力は、ブータン側の Chukha 発電所とインド側の Chukha-Birpara の受電端の測定量の平均を用いる。
- b) Singhegaon-Birpara 220 kV No. III 送電線による販売電力は、ブータン側の Singhegaon 変電所のメーターの測定量による。

(6) 電力料金

- a) 支払いはインド通貨による
- b) ブータンのインドへの販売電力料金は受電端において計量した電力量に対して 1.50 Rs./kWh。 (註： Kurichhu 発電会社の場合には 1.75 Rs./kWh)

(註： 2005 年 1 月 1 日から Chukha からの輸出は 2.00 Rs./kWh に改訂された。 Kurichhu 分は変更なし。)

- c) ブータンがインドから輸入する場合の電力料金も 1.50 Rs./kWh であるが、電力量は損失電力量を加味し輸入量を 0.88 にて除したものとする。さらに wheeling charge として 20 paise/kWh を支払う。

この合意の有効期限は 14 年 6 カ月間であるが、取引の電力単価は 3-4 年毎に見直すことになっている。

3.6 再生可能エネルギーに関する政策・制度

DOE のもとに再生可能エネルギーを担当する Renewable Energy Division (DOE-RED) が設立されたのは 2002 年 7 月である。2 年が経過した 2004 年 6 月現在、DOE-RED としての再生可能エネルギーに関する政策・制度はまだ成立していない。しかし、RED はブータン国政府から、今後全ての再生可能エネルギーの導入、技術開発、人材育成、システムの効率化等を促進して行くことを委任されている。現時点における DOE-RED の業務は、主に太陽光エネルギー、バイオマスの利用推進、エネルギー節約と効率改善 (Energy conservation and efficiency improvement) の統合化されたエネルギーのマスタープランの計画と実施、及び以上の計画を速やかに進めるための規格や制度の整備ある。

DOE-RED の今後の活動としては、再生可能エネルギー利用に係わる適切な法律・制度のフレームワークを構築することが、最優先課題である。

この場合、民間の活力をうまく引き出し、かつ、民間では採算のとれない部分に、国家予算及び援助機関からの公的補助資金がバランスよく回るシステムを作ることが、重要である。

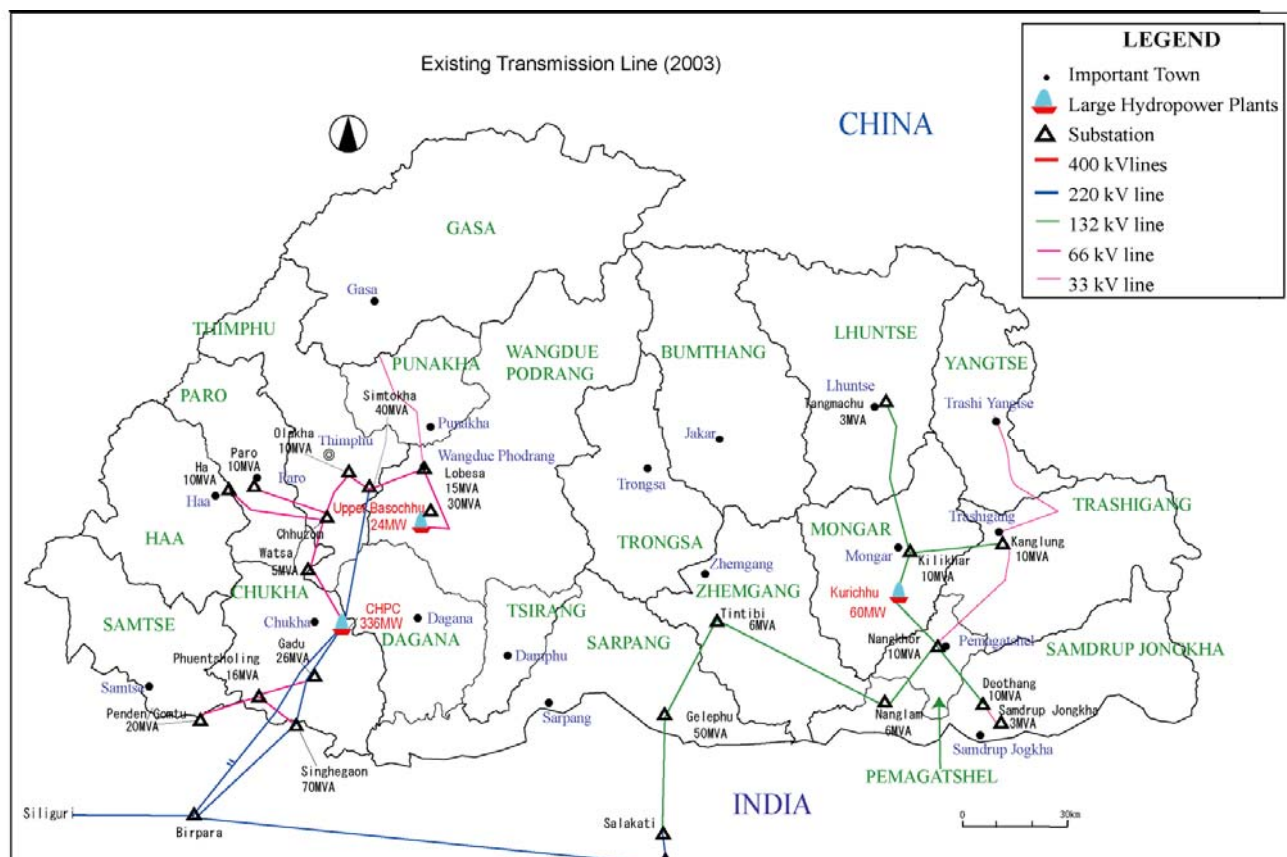
具体的には、再生可能エネルギー導入にあたり、グリッド延長が困難な地域での公共施設（学校、診療所、地区センターなど）は公的資金で、一般住宅には補助金として公的資金を一部導入するなどである。

第4章 既存電力設備

4.1 オングリッド設備

4.1.1 概要

ブータンの2004年現在の主要電力システムは、**図-4.1.1**に示す通り東部・中央地域をカバーする132 kVを最高電圧とする系統と、西部地域をカバーする220 kVを最高電圧とする系統の2つに分かれている。両系統の国内での連系は未だ形成されていない。ブータンとインド東北部の国際連系線を通じて、両系統間で電力の迂回は可能である。



出典：DOE (2003年)

図-4.1.1 2004年現在の主要電力設備

4.1.2 発電設備

表-4.1.1に既設発電設備を示したが、発電設備の97%は水力発電である。主要水力発電設備は、運転には特に重大な支障は生じていない。すべての既設水力発電所は流れ込み式(Run-of-River)タイプである。また、現在建設中で2006年完成予定のTala(1,020 MW)と2004年に完成したBasochhu-II(40 MW)水力発電所もRun-of-Riverタイプ(流れ込み式)である。したがって、将来需要が増加した場合に、低流量期間のピーク負荷需要や電力量需要に対応できるかどうかを、慎重に検討する必要がある。これら発電所のピーク電力・発生電力量とも現在の需要を充分満たしており、余剰電力はインドに輸出している。

表-4.1.1 既設発電設備 (2004年6月現在)

発電形式	発電所名 (所有者)	所在地 (地域)	設備容量 (MW)	運転開始年	年間発電量 (2002-3) (GWh)
水力	Chukha (CHPC)	Chukha (西部地域)	336	1986-88	1,815.36
	Kurichhu (KHPC)	Mongar (東部地域)	60	2001-02	255.77
	Basochhu-I (BHPC)	Wangdue (西部地域)	24	2002	109.28
小水力	Basochhu-II (BHPC)	Wangdue (西部地域)	40	2005	-
	-	全国	6	-	19.14
ディーゼル	水力合計		466		2,199.55
	BPC	全国	9	1966-2001	0.30
	その他	全国	7	1981-2000	0.14
	ディーゼル 合計		16		0.44

出典：Power Data 2002-03 (DOE)

4.1.3 送電設備

現在のブータン国内で運転している最高送電電圧は 220 kV であり、西部地域の Chukha 水力発電所からティンブー県の Simtokha 変電所およびインド Birpara 変電所への電力輸送出用送電線に適用されている。西部地域の系統電圧は 220 kV と 66 kV であり、中央・東部地域の送電系統電圧は 132 kV である。設備概要を表-4.1.2 に示した。220 kV 送電線は Chukha 発電所関連の 6 区間 308 km、132 kV は中央・東部地域 9 区間 354.2 km、西部地域の 66 kV 設備が 14 区間 246.1 km で運転されている。2005 年完成予定の Tala 水力発電所からインドへの電力輸出用に 400 kV 送電線を建設中である。

運転地域の標高が高いために、設備の絶縁強度を、通常より高めに設定している。使用電線は、電圧によりサイズが統一されていることも、この国の特色である。すべて ACSR (鋼芯アルミより線) を適用し、220 kV 送電線には Zebra (400mm²)、132 kV 送電線には Panther (200 mm²)、66 kV 送電線には Dog (100 mm²) を使用している。送電容量を高めるために、今後の開発に際しては、必ずしも同電圧・同電線に拘る必要は無いと考えられる。また、山岳地経路のため、角度鉄塔が極めて多く、直線鉄塔の割合が少ない。この点からも、建設費が通常より割高になっている。

西部系統の 66 kV 送電線に装備されている、避雷目的の既設の鋼より線架空地線を、光ファイバー複合架空地線 (OPGW : 24 芯) に張り替える工事は、ほぼ終了している。

表-4.1.2 既設送電設備 (2005年現在)

電圧	運転区間	距離 (km)	使用電線
220	Chukha ~ Birpara-I (インドとの連系)	71.0	Zebra
220	Chukha ~ Birpara-II (インドとの連系)	71.0	Zebra
220	Chukha ~ Sinhegaon	36.0	Zebra
220	Sinhegaon ~ Birpara (インドとの連系)	40.6	Zebra
220	Chukha ~ Simtokha	54.9	Zebra
220	Basochhu ~ Simtokha	34.5	Zebra
132	Kurichhu ~ Mongar (Kilikhar)	10.0	Panther
132	Mongar (Kilikhar) ~ Trashigang (Kalanlung)	30.0	Panther
132	Mongar (Kilikhar) ~ Tangmachhu	43.0	Panther
132	Kurichhu ~ Pemagmatsel (Nangkhor)	34.0	Panther
132	Pemagats shel (Nangkhor) ~ Nanglam	34.0	Panther
132	Pemagats shel (Nangkhor) ~ Deothang	24.0	Panther
132	Nanglam ~ Tingtibi	83.2	Panther
132	Tingtibi ~ Gelephu	46.0	Panther
132	Gelephu ~ Salakati (インドとの連系)	50.0	Panther
66	Chukha ~ Gedu	20.1	Dog
66	Chukha ~ Watsa ~ Confluence (Chuzom)	37.0	Dog
66	Phuentsholing ~ Gomtu	27.0	Dog
66	Phuentsholing ~ Singhegaon	8.4	Dog
66	Singhegaon ~ Pasakha (BFAL)	2.0	Dog
66	Singhegaon ~ Pasakha (BCCL)	2.0	Dog
66	Phuentsholing ~ Gedu	17.7	Dog
66	Confluence (Chuzom) ~ Haa	31.0	Dog
66	Confluence (Chuzom) ~ Jemina	18.0	Dog
66	Jemina ~ Olakha	12.0	Dog
66	Confluence (Chuzom) ~ Paro	24.0	Dog
66	Simtokha ~ Wangdi (Lobesa)	26.0	Dog
66	Lobesa ~ Basochhu-I	20.9	Dog
66	Simtokha ~ Olakha	1.7	Dog

出典：DOE

注：BFAL=Bhutan Ferro Alloy Ltd. BCCL=Bhutan Calcium Carbide Ltd.

Zebra, Panther, Dog = BS (英国規格) の電線サイズのコード名

4.1.4 変電設備

上記送電線に付随する高圧変電所の諸元を表-4.1.3 に示した。2004年7月現在、中央・東部系統に9箇所(設備総容量 210 MVA)、西部系統に15箇所(設備総容量 812.5 MVA)の高圧変電所が稼動している。発電所端の変電設備を除き、既設高圧変電設備は、すべて従来型の機器構成で屋外式である。送変電系統の運用の統括は、東部系統では Kilikhar 132 kV 変電所、西部系統の北半分を Simtokha 220 kV 変電所、南半分を 220 kV Singhegaon 変電所が PLC 回線を使用して実施している。

近い将来には、OPGW による通信回線と系統中央コントロール・センターにより、全国系統の運用を行うことが計画されている。

表-4.1.3 66 kV 以上の既設変電所設備 (2005年現在)

電圧 (kV)	系統 (県)	変電所名	電圧比 (kV)	変圧器台数・容量 (台数×MVA)	総容量 (MVA)
220	西部 (Chukha)	Chukha 発電所	11/220	12 × 35	420
		Chukha	220/66	2 × 20	60
			66/11	3 × 3	9
220		Singhigaon	220/66	2 × 35	70
			66/11	1 × 5 + 1 × 3	8
220	西部 (Thimphu)	Simtokha	220/66	6 × 6.67	40
			66/11	2 × 10	20
66	西部 (Chukha)	Pasakha (BCCL)	66/11	2 × 20	40
		Pasakha (BFAL)	66/22	1 × 28.5	28.5
			66/11	1 × 20	20
66		Watsa	66/33	1 × 5	5
66		Phuentsholig	66/11	2 × 3	6
66		Gedu	66/33	2 × 8	16
			66/11	2 × 5	10
66	西部 (Thimphu)	Olakha	66/33/11	2 × 2.5/2.5	10
66	西部 (Samtse)	Gomtu	66/11	1 × 5	5
66		Penden (PCAL)	66/6.6	2 × 5	10
66	西部 (Paro)	Paro	66/33/11	2 × 2.5/2.5	10
66	西部 (Haa)	Ha	66/11	2 × 5	10
66	西部 (Wangdue)	Lobeysa	66/11	2 × 5	10
			66/33	1 × 5	5
132	中部 (Sarpang)	Gelephug	132/66	2 × 25	50
			66/11	2 × 10	20
132	中部 (Zhemgang)	Tingtibi	132/33	2 × 3	6
132	東部 (Samdup-J)	Deothang	132/33	2 × 5	10
132		Nanglam	132/33	2 × 3	6
132	東部 (Pemagatshel)	Nangkhor	132/33	2 × 5	10
132	東部 (Mongar)	Kilikhar	132/33	2 × 5	10
132		Kurichhu	11/132	4 × 20	80
			132/11	1 × 5	5
132	東部 (Trashigang)	Kanglung	132/33	2 × 5	10
132	東部 (Lhuntse)	Tangmachu	132/33	1 × 3	3
				合計	1,022.5

出典：Power Data 2003-03 of DOE

4.2 配電設備

各県毎に 33-6.6 kV の中圧配電線互長、400 V の低圧配電線互長、33 kV 以下の配電用変電所の箇所数を表-4.2.1 に示す。

33-6.6 kV の中圧配電線の総互長は約 1,500 km であり、県別の内訳は首都ティンプーがその約 16%、ブータン東部のタシガン県が約 18%を占めている。ティンプーでは、11 kV 配電線の地中化が進んでおり、その互長は、約 26 km、約 23%に達している。

低圧配電線の総互長は、約 1,500 km である。

配電用変電所については、全 794 箇所のうち、約 82%が、11/0.4 kV の変電所である。

表-4.2.1 既存配電設備一覧

		県の名称																			合計	
		ブムタン	チュカ	ダガ	ガサ	ハ	ルンツェ	モンガル	パロ	ルベマ ガツエ	プナカ	サムド ウツ	サムツェ	サルパン	ティン プー	チラン	トンサ	タシガン	ポダン ウオン デユ	ヤンツェ		シエム ガン
高圧配電線 亘長(km)	33 kV	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	15.000	12.500	29.760	24.000	21.900	13.500	31.300	0.000	72.770	0.000	0.000	39.800	30.570	39.790	0.000	330.890
	11 kV 架空	56.653	99.312	0.000	0.000	38.850	32.000	47.160	77.820	4.000	30.740	45.600	75.520	110.689	133.100	2.000	24.000	228.011	57.159	0.000	0.000	1062.614
	11 kV 地中	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.176	0.000	0.000	0.000	0.000	0.225	0.000	25.618	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	26.019
	11 kV 計	56.653	99.312	0.000	0.000	38.850	32.000	47.336	77.820	4.000	30.740	45.600	75.745	110.689	158.718	2.000	24.000	228.011	57.159	0.000	0.000	1088.633
	6.6 kV	5.123	0.000	36.780	0.000	0.000	0.000	3.400	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	3.264	6.368	6.600	2.772	0.000	6.118	0.000	20.487	90.912
	計	61.776	99.312	36.780	0.000	38.850	47.000	63.236	107.580	28.000	52.640	59.100	107.045	113.953	237.856	8.600	26.772	267.811	93.847	39.790	20.487	1510.435
低圧配電線 亘長(km)	400 V 架空	40.279	119.111	13.000	0.000	64.949	29.500	50.920	167.290	6.000	46.720	50.450	116.345	101.630	187.801	14.440	14.482	300.053	91.217	25.660	16.455	1456.302
	400 V 地中	0.000	0.521	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.780	0.000	0.000	0.080	55.477	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	57.858
	計	40.279	119.632	13.000	0.000	64.949	29.500	50.920	167.290	6.000	48.500	50.450	116.345	101.710	243.278	14.440	14.482	300.053	91.217	25.660	16.455	1514.160
配電用変電 所 (箇所)	33/11 kV	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
	33/0.4 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	3	11	0	0	0	22	0	0	10	19	21	0	86
	11/0.4 kV	19	78	0	0	28	19	21	84	0	24	35	45	29	159	0	3	71	37	2	0	654
	6.6/0.4 kV	6	0	17	0	0	0	2	0	0	0	0	5	0	0	11	3	0	2	0	8	54
	計	25	78	17	0	28	19	23	84	3	35	35	50	29	181	11	6	81	58	23	8	794

出典 : POWER DATA 2001-02(Twentieth Edition), Department of Power/Ministry of Trade & Industry

4.3 オフグリッド設備

4.3.1 オフグリッドの概要

2004年6月現在における電源種別の電化世帯数を表-4.3.1に示す。

表-4.3.1 電源タイプ別電化世帯数 (2004年6月現在)

Type of Electricity		As of June 2004	
		Electrified Household	(%)
Grid		43,841	91.3%
Non Grid	MHP (Micro Hydro Power)	1,721	3.6%
	Diesel	129	0.3%
	Solar	2,336	4.9%
TOTAL		48,027	100%

2004年7月におけるDOEからのヒアリングによりJICA調査団作成

オフグリッドによる電化世帯数は、2004年6月現在で、太陽光が最も多く2,336世帯(DOE把握分)、次いで小水力による独立系統(ミニグリッド)が1,721世帯となっている。これらの中には、ディーゼルと併用されているものがある。一方、ディーゼル発電のみによる電化世帯数は129世帯となっている。

4.3.2 小水力発電

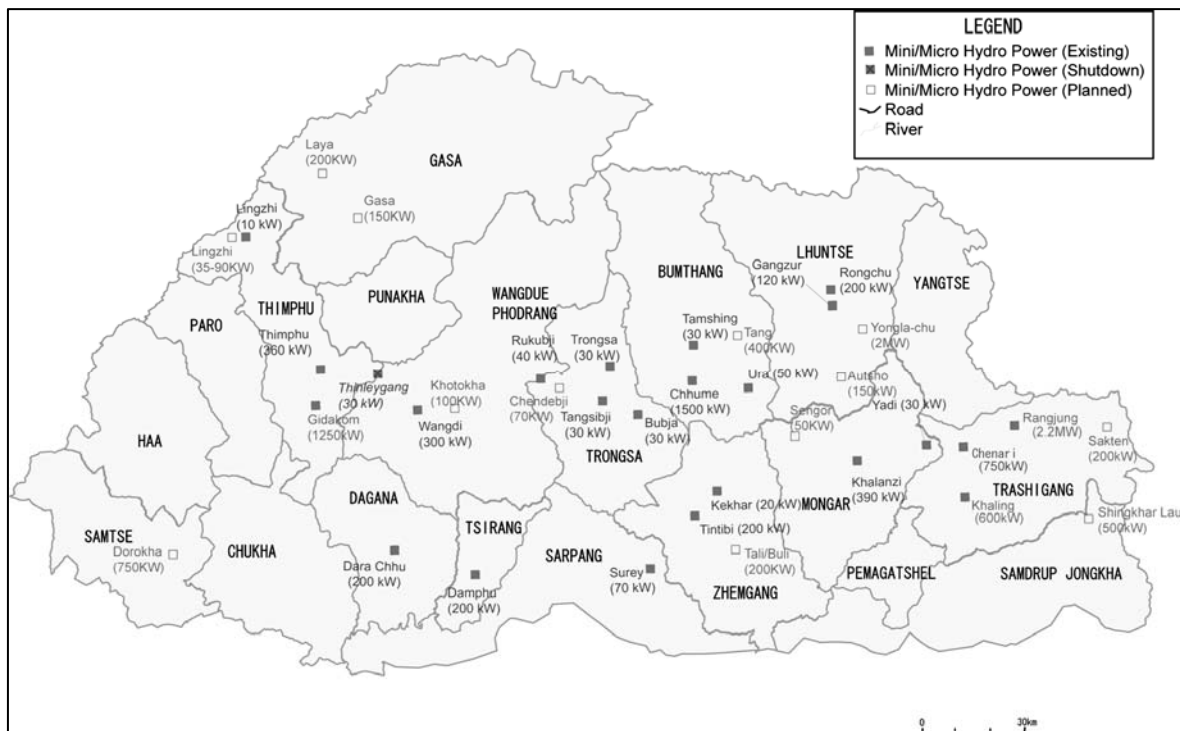
小水力による電化世帯数の内訳は、表-4.3.2の通りである。2004年6月現在で15箇所の小水力発電所が稼働している。このうち、13カ所の小水力発電所が日本の無償資金協力で建設された。すでに幾つかの小水力発電所は、系統に接続されている。図-4.3.1に既設小水力発電所の位置図を示す。

表-4.3.2 既設小水力発電所

No.	Plant Name	Location (Dzongkhag)	Financing /Installed Country	Total Installed Capacity (kW)	Head (m)	Commission Date	Remarks (Present Condition)	Electrified Household (as of 2004) (HH)	Generated Energy (2001-02) (GWh/yr)	Construction Cost (US\$)	Unit Const. Cost (US\$/kW)
1	Gangzur (Lhuentse)	Lhuntse	India	120	56	Mar. 2000 (old 1986)	Working (Upgrad.in 2000)	} 249	299.7	166,667	1,389
2	Rongchu	Lhuntse	RGOB	200	40	17 Dec. 2001	Working		700.8	760,000	3,800
3	Thinleygang	Thimphu	Japan	(30)	40	Mar. 1987	Shutdown	-	0.0	303,158	10,105
4	Rukubji	Wangdi	Japan	40	40	Feb. 1987	Working	38	20.3	404,211	10,105
5	Tangsibji	Trongsa	Japan	30	40	Mar. 1987	Working	126	42.6	303,158	10,105
6	Trongsa	Trongsa	Japan	50	40	Mar. 1987	Working	Grid connected	187.5	505,263	10,105
7	Bubja	Trongsa	Japan	30	50	Mar. 1987	Working	114	106.8	303,158	10,105
8	Tamshing	Bumthang	Japan	30	50	Feb. 1987	Working	38	63.3	303,158	10,105
9	Ura	Bumthang	Japan	50	20	Mar. 1987	Working	148	127.5	505,263	10,105
10	Yadi	Mongar	Japan	30	50	Apr.1987	Working	Grid connected	46.8	303,158	10,105
11	Kekhar	Zhemgang	Japan	20	30	Mar. 1987	Working	37	587.6 ^(*)	202,105	10,105
12	Surey	Gelephu	Japan	70	50	Apr.1987	Working	53	345.4	707,368	10,105
13	Tintibi	Zhemgang	Japan	200	58	Apr. 1992	Working	248	1,021.9	4,018,462	20,092
14	Chanchey /Dampu	Tsirang	Japan	200	58	June 1991	Working	293	135.0	3,791,538	18,958
15	Darachu	Dagana	Japan	200	22	Apr. 1992	Working	377	527.2	4,276,154	21,381
16	Lingshi	Thimphu	EU	10	?	1999		-	-		
TOTAL / AVERAGE				320				1,721	662		11,111

Source: DOE (Power Data 2002, and other information from DOE)

Note *) : Cumulative generation till 16.8.1994.



DOE 資料を基に JICA 調査団作成

図-4.3.1 小水力発電所位置図

4.3.3 太陽光発電設備

ブータン全土で 239 kWp 以上の太陽光発電システムが設置済みであるとされているが、ブータン政府が独自に実施した太陽光発電のプロジェクトは少なく、各国ドナーからのプロジェクトによる設置がほとんどである。しかし、既に太陽光発電機器の一般への販売も開始されており、ビジネスベースでの普及も始まっている。

現時点では、太陽光、風力、バイオマス等の再生可能エネルギーを利用した村落全体の電化が行われた例はないが、DOE-RED (Renewable Energy Division)が、外国援助機関の協力のもとに、小型太陽光発電設備（ソーラーホームシステム：SHS）を一般住宅、修道院、寺院、学校、診療所等に設置した実績がある。

これら以外にも、ブータン・テレコムが、日本の援助及び独自の予算で、通信用施設の電源に太陽光パネルを設置した事例もある。また、太陽光発電システム販売会社及び個人が、海外から独自に太陽光発電システムを購入し設置した例もあるが、詳細は把握されていない。

表-4.3.3 に 2003 年 12 月時点における小型太陽光発電システムの設置実績を示す。また、県別設置量及び援助機関を Appendix A-III-1 に示す。ブータンテレコムの通信施設に設置された太陽光発電設備の概要を Appendix A-IV-1 に示す。

表-4.3.3 2003年12月時点の太陽光発電システムの設置実績

Installation	設置実績 (合計)	合計設置数の内 DOE 通じて 設置した数 (合計)
Total Number of Module	4,521	3,102
Total Number of System (Sets)	2,336	1,551
Total Watt-peak (Wp)	239,105	170,610

出典：Renewable Energy Division (DOE-RED)

一方、調査団が実施した、ソーラーホームシステム (SHS) の利用に関する郡レベルでのアンケート調査の結果、5つの県で計574箇所設置されていることが分かった。これらは、ほとんどが照明用として利用されている。

表-4.3.4に県別ソーラーホームシステム (SHS) 設置世帯数を示す。村全体の世帯数及びSHSが設置されている世帯数をAppendix A-III-2に示す。

表-4.3.4 県別ソーラーホームシステム (SHS) 設置世帯数

Name of the Dzongkhag	Installed Household Number
Haa	157
Samdrup Jongkhar	111
Bumthang	64
Thimphu	92
Wangduephodrang	150
TOTAL	574

JICA 調査団作成

4.3.4 その他の発電設備

(1) ディーゼル発電設備

既に系統で電力供給が行われているところでも、ディーゼル発電機が設置されている地域がある。

ディーゼル発電機の運用パターンは、以下の3つに分けられる。

- グリッド (系統) のバックアップとしての利用
- 小水力ミニグリッドと同時運転
- ディーゼル単独のミニグリッドとしての運転

系統のバックアップとして設置されているディーゼル発電機は、電力供給が停止した時のみ運用される為、通常は、ほとんど運転されていない。

小水力のと並列運転が行われている場所では、主に、朝晩のピーク時や、冬季の供給力不足時 (暖房用需要の増大と乾季流量の減少による) に、ディーゼル発電機を用いている。電力供給方法としては、同期式のディーゼル発電機が設置されている場合においても、小水力とディーゼルの供給範囲を、別々に切り離して供給していることが多い。

表-4.3.5に小水力・ディーゼル併用により電力供給が行われている地域を示す。

表-4.3.5 小水力・ディーゼル併用により電力供給されている地域

県	Unit nos. of Diesel	Capacity (kW)	Total Capacity (kW)	Installation (Year)
トンサ	1	56	306	1976
	1	250		1999-00
シェムガン	1	80	330	1983
	1	250		1999-00
ダガナ	1	40	290	1983
	1	250		1990-00
ブムタン	1	56	556	1988
	2	250		1999-00
チラン	1	0.266	0.266	2001-02

出典 :BPC/DOE-RED

現在、オフグリッド独立として運用されているディーゼル発電機は、ブータン国内では Kalikhola と Panbang の 2 箇所であり、両地域とも独立系統（ミニグリッド）として電力供給が行われている。Panbang は県が初期投資を行った。現在、政府による燃料費の補助が廃止され、第 10 次 5 年計画でグリッドに接続することが計画されている（16.3 節）。電力料金は、二箇所ともティンプーと同じ体系である。

これらディーゼル発電機の運転維持管理は、いずれも BPC が行っている。

表-4.3.6 にディーゼル単独のミニグリッドによる供給地域の、発電容量と電気料金を示す。

表-4.3.6 オフグリッドとして運用されているディーゼル発電機の設置容量及び電気料金

Location (Dzongkhag)	Unit nos. of Diesel	Capacity (kW)	Total Capacity (kW)	Total Household (nos.)	Electricity Traffic (Nu./kWh)	Installation (Year)
Panbang (Zemgang)	1	50	50	50	1 to 80 kWh= 0.6 Nu. 81 to 200 kWh= 0.9 Nu. 201 kWh above = 1.0 Nu.	1998-99
Kalikhola (Sarpang)	1	52	152	86		1999-00
	1	100				1998-99

出典: BPC/DOE-RED

(2) その他の発電設備

風力発電施設は、現段階では確認されていない。また、バイオマスエネルギーの利用については、かつて試験的にバイオガスプラントが導入された実績はあるが、バイオマス発電施設としては現段階では確認されていない。