

## 第9章 系統マスタープラン

### 9.1 系統マスタープラン策定の準備作業

#### 9.1.1 系統縮約モデル

##### (1) 系統縮約モデルの意義

現在使用しているシミュレーションモデルは、ブータン側は DHPS が作成し、インド側はインドのコンサルタントが作成している。ブータン側のモデルをインド側のモデルに統合し、DHPS はその統合した系統解析モデルを使用している。このモデルは、インドおよびブータンを含む周辺国全てが模擬されていることから、系統が複雑な故、系統モデルを変更した場合、その影響がモデル全体に及び、系統計算の収束性を損なう場合が生じる。系統モデルを比較的大きく変更した場合、PSS/E の初期値と解の乖離が大きくなり、収束しない可能性がある（収束する場合も、Iteration 回数は多くなるが、一度収束し初期値が入れ替われば、次の計算の Iteration 回数は少なくなる）。

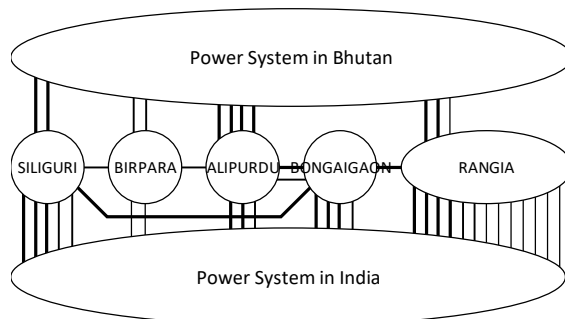
これは、インド系統を含む解析モデルがあまりにも大きなことによる計算の不安定性に起因すると考えられる。一般的に、Node 数や Branch 数が多いほど収束しない可能性が大きくなる。

この系統計算の問題により、ブータン独自で送電計画を立案する場合、解析結果を得るための計算を成立させるための条件設定に多大な労力を要し、場合によっては計算が収束せず結果が得られないことすらあることを意味する。

そこで、計算の収束性を向上させ、インド側系統の影響を極小化することを目的にインド系統の縮約モデルを作成する。縮約化モデルによる解析はフルモデルと全く同じ正確性はないが、N-0 の潮流・事故電流をほぼ同値に調整することでほぼ同等の正確性を確保できる。なお、縮約化モデルを使うことで、将来断面をインド系統と切り離して検討できるメリットもある。

##### (2) 縮約手法と要件

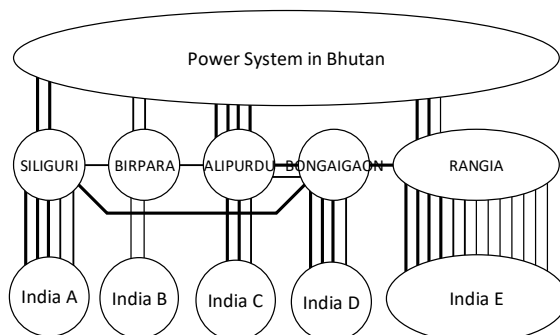
現在のブータンとインドの系統は、以下のように数回線の連系線により連系されている。



(出典：JICA 調査団)

図 9-1 インド・ブータン系統連系

従って、インド系統と連系している 5 変電所（Siliguri, Birpara, Alpurdu, Bongaigaon, Rangia）での連系線より先で以下のように系統を分割することにより、縮約を実現できる。



(出典：JICA 調査団)

図 9-2 インド縮約イメージ

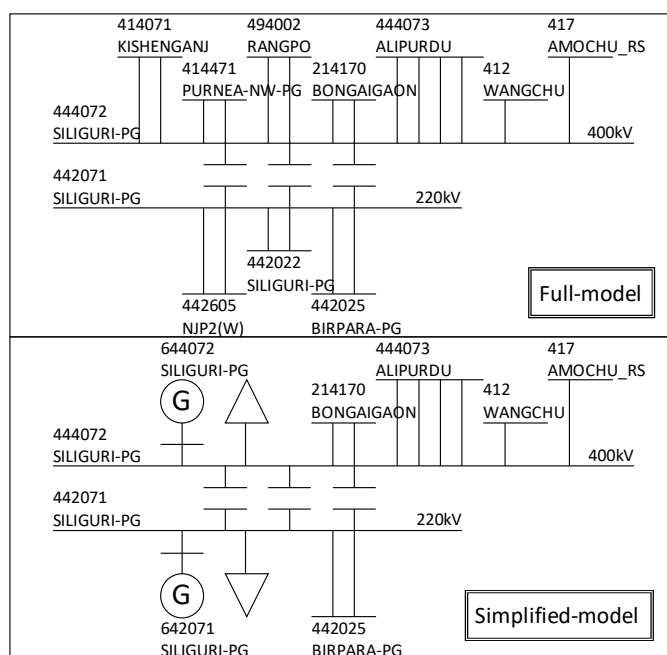
なお、縮約にあたっては、以下の要件を満たすようにインド系統との影響を調整する。

- ✓ 連系線に流れる潮流は縮約前後で変わらない
- ✓ 連系線から流れ込む短絡電流は縮約前後で変わらない

### (3) 各変電所における縮約系統

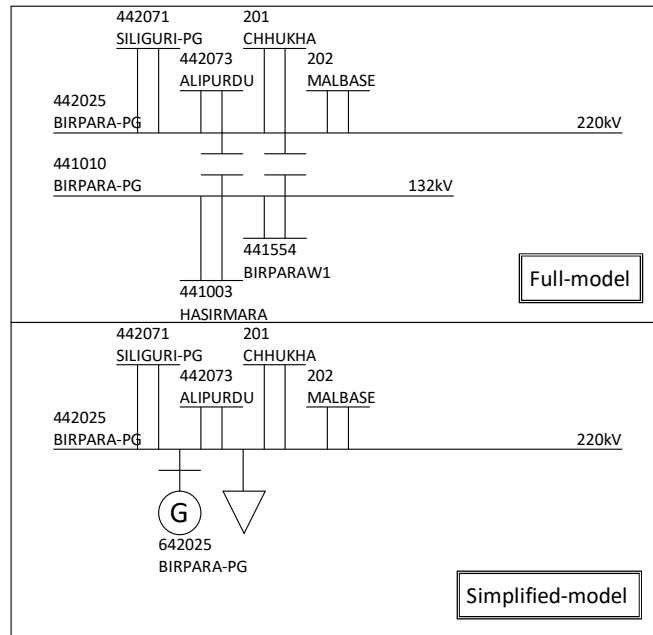
上述のような系統要件を満たすために縮約系統を以下のように作成した。

- ✓ 潮流条件：連系線潮流を負荷模擬することで擬似的な潮流を実現
  - ✓ 短絡条件：発電機とバックインピーダンスを調整することにより擬似的な短絡電流を実現
- なお各変電所の縮約手法については、図 9-3 から図 9-7 に示す。



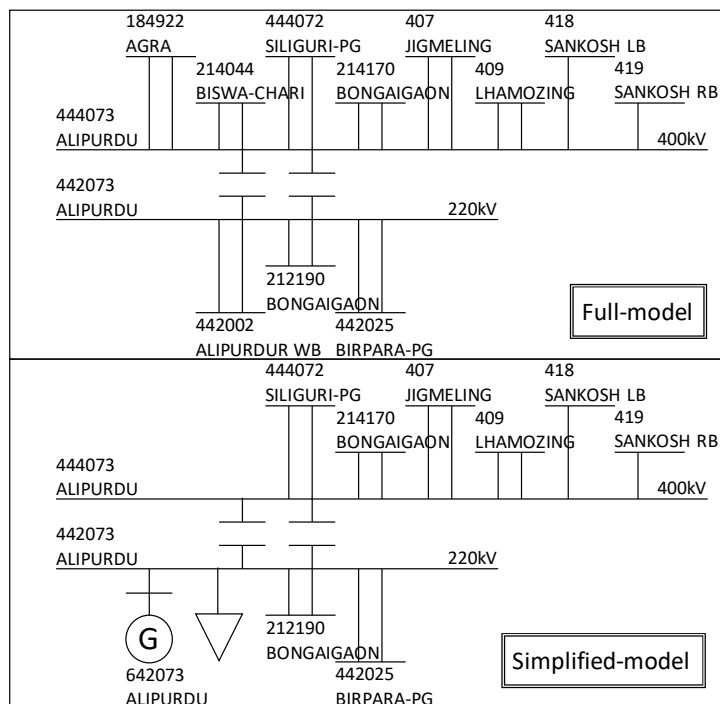
(出典：JICA 調査団)

図 9-3 Siliguri 変電所縮約手法



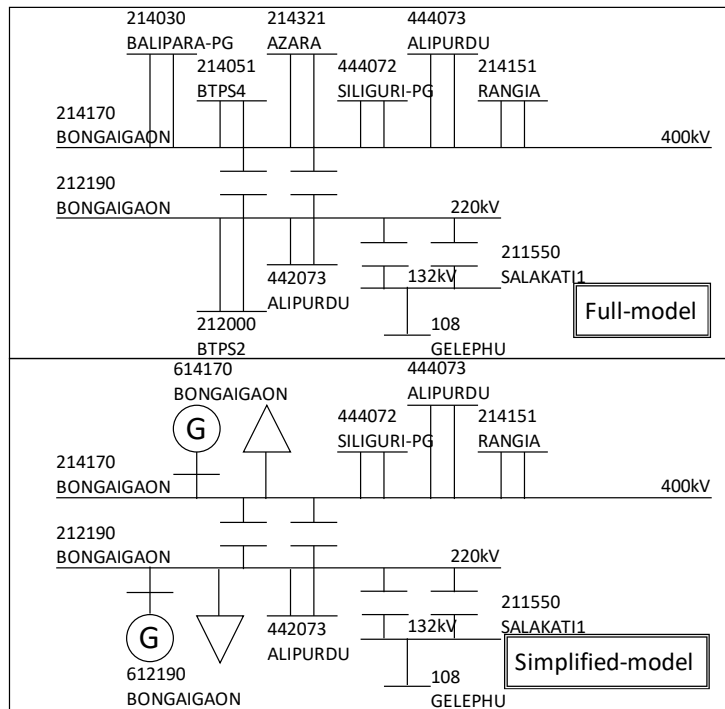
(出典：JICA 調査団)

図 9-4 Birpara 変電所縮約手法



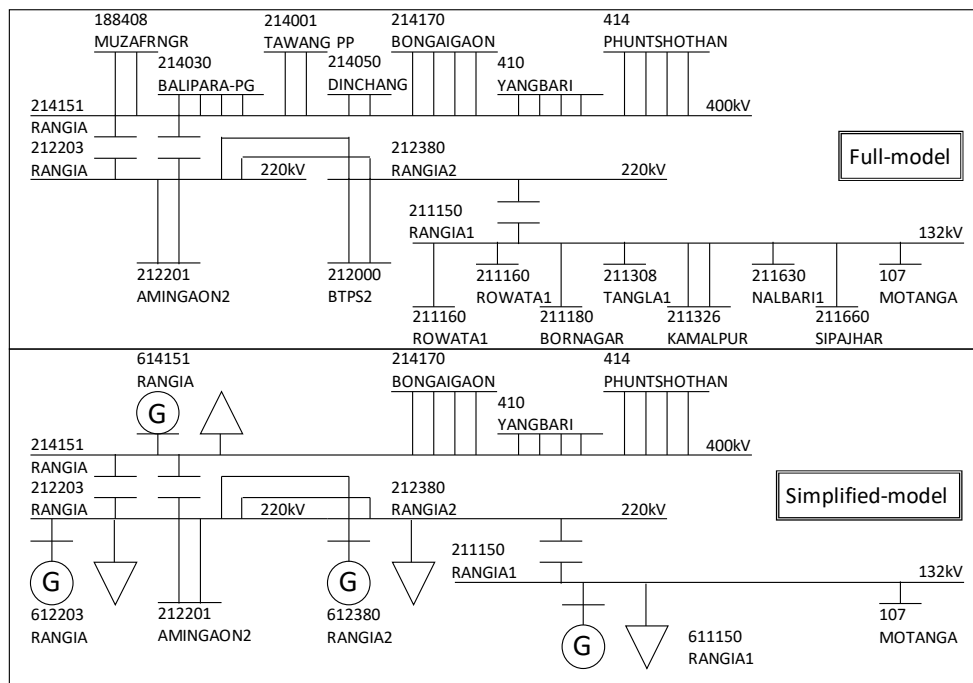
(出典：JICA 調査団)

図 9-5 Alipurduar 変電所縮約手法



(出典：JICA 調査団)

図 9-6 Bongaigaon 変電所縮約手法



(出典：JICA 調査団)

図 9-7 Rangia 変電所縮約手法

スラック母線は以下の理由から Siliguri 変電所の 400kV 母線とした。

- ・ フルモデルのスラック母線はインド系統にあり、他の 4 変電所より Siliguri 変電所に近い位置にある
- ・ インドの主要系統は Siliguri 変電所に連系している
- ・ Siliguri 変電所の 400kV 母線に接続した仮想発電機からの事故電流は他の 4 変電所の仮想発電機からの事故電流より大きい。これは、Siliguri 変電所の 400kV 母線が最大の仮想発電機となることを意味する。

上記により実現した縮約モデルにより将来系統策定のための系統計算を実施することとする。

今回の検討では、2035 年のインド系統のフルモデルしか提出されていないため、2035 年のインド系統の簡略モデルを各年に使用した。各年において、インド系統の 5 変電所の負荷を調整することによりブータン系統・国際連系線の潮流を調整し、また、インド系統の 5 変電所間の連系線を模擬することにより東西間の潮流・事故電流の影響を考慮し、解析の正確性を高めた。

### 9.1.2 各変電所の負荷想定

各変電所の負荷想定を表 9-1 に示す。2025 年～2040 年までは、基本的に NTGMP 2018 の値を利用し変電所のモデル化に合わせ見直しを行っている。また、2050 年については、2050 年断面の全体負荷を 2040 年度の各変電所の負荷をベースに配分率を算定し、配分している。

なお、本手法については、事前に DHPS と協議の上決定している。

表 9-1 各変電所の想定負荷

Bus No	Bus Name	Voltage (kV)	2025		2030		2035		2040		2050	
			MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
206	Jigmeling	220	79	38	147	71	181	87	181	87	229	110
209	Samtse	220	15	7	36	17	56	27	63	31	80	39
102	Kilikhar	132	9	4	11	5	14	7	26	12	33	15
103	Kanglung	132	16	8	22	11	29	14	39	19	49	24
104	Nangkor	132	3	2	4	2	4	2	4	2	5	3
105	Nganglam	132	33	16	33	16	33	16	33	16	42	20
106	Deothang	132	34	16	40	19	47	23	56	27	71	34
107	Motanga	132	57	28	118	57	148	72	148	72	187	91
109	Tingtibi	132	2	1	2	1	2	1	3	1	4	1
110	Yurmo	132	8	4	9	4	9	5	10	5	13	6
603	Watsa	66	3	2	3	2	3	2	3	2	4	3
605	Paro	66	11	6	15	7	19	9	24	12	30	15
606	Haa	66	4	2	5	2	6	3	7	3	9	4
607	Gedu	66	6	3	6	3	7	3	7	3	9	4
608	Jemina	66	15	7	17	8	19	9	22	11	28	14
609	Olakha	66	40	19	52	25	66	32	76	37	98	48
610	Semtokha	66	25	12	30	14	35	17	41	20	52	25
611	Dechencholing	66	17	8	19	9	22	10	24	12	30	15
612	Lobeysa	66	23	11	27	13	33	16	39	19	49	24
616	Dhajay/Tsirang	66	10	5	13	6	16	8	21	10	27	13
617	Phuentsholing	66	11	5	13	6	15	7	18	9	23	11
618	Malbase	66	133	64	135	66	138	67	141	68	178	86
619	Gomtu	66	19	9	21	10	24	12	27	13	34	16
621	Singhigaon	66	67	33	69	34	71	35	73	36	92	46

(出典: JICA 調査団)

一般的には、国内の各変電所の電力需要想定は、系統 MP を策定する際の非常に重要なテーマである。しかしながらブータンにおいては、国内需要への供給量よりもインドへの輸出力の方がはるかに多くなっている。このため、系統 MP の策定においては、水力開発の進展に伴って発生する多くの余剰電力を近隣諸国に輸出するための送電方法を検討することを主眼に置いている。このようなブータンの特殊性を考慮すると、国内の需要想定は、あくまでも参考程度の位置付けであり、本 MP においては、国内の各変電所の電力需要想定は基本的に NTGMP 2018 において想定した値を利用して検討を実施した。

需要想定の方でも述べたように、各変電所の電力需要は全体需要の 70%以上を占めている大口需要 (HV Industries) の増加状況により大きく異なってくる。今後、水力開発の進展に伴って、工業団地を造成し、大規模工場の誘致による新規需要の造成を進めていくと想定されるが、このような新規需要がどの変電所に接続されるかを的確に把握し、各変電所の需要想定を実施していくことが求められる。

## 9.2 現行計画の妥当性確認

2020年、2025年及び2030年断面における現状での送変電設備計画の妥当性を評価するために、系統解析を実施した。解析のための需要想定、電源計画および送変電設備計画については、DHPS から入手した最新のマスタープラン「National Transmission Grid Master Plan (NTGMP) of Bhutan-2018」を基にした。

本検討では、系統解析用のソフトウェア PSS/E により解析を実施した。また、全設備健全時 (N-0 条件) の他、1 設備 (送電線 1 回線、変圧器 1 台、発電機 1 台) 停止時 (N-1 条件) についても解析を実施した。

### 9.2.1 妥当性確認の条件

#### (1) 発電機・リアクトルの運転条件

##### (a) 発電機端子電圧

以降に説明する N-1 条件での潮流解析で、負荷で消費されたり送変電網で損失したりする無効電力に対して、供給される無効電力が不足することによって、潮流計算が収束しないという現象が確認されたため、N-1 条件だけでなく N-0 条件においても発電機の端子電圧を 1.02 p.u.<sup>21</sup> と定格端子電圧 1.0 p.u. よりやや高めに設定し、発電機からより多くの無効電力を供給できるようにした。この条件での系統は無効電力が不足しているため、発電機の端子電圧を高めて発電機から供給する無効電力を増やす必要があるが、一般的に負荷が高力率な場合等、系統の無効電力が不足していない場合は端子電圧を下げてよい。なお、発電機の端子電圧は各発電機の許容範囲で使用すべきである。

##### (b) リアクトル

上記と同様に、N-1 条件での無効電力不足問題を解消するため、Bhutan 系統内の既設および新設予定のリアクトルは N-1 条件だけでなく N-0 条件においても開放する条件で計算した。

重負荷条件での計算では、系統の無効電力が不足しているため無効電力を消費するリアクトルを開放したが、逆に潮流が小さく無効電力損失も小さく無効電力が余剰な場合は、無効電力を消費するためリアクトルを投入することが必要となる。負荷や発電機運転状況により無効電力の状況が変化するので、不足の場合は適切なリアクトルを開放、余剰の場合は適切なリアクトルを投入する。

##### (c) 発電所出力

- 設備過負荷判定面で厳しい条件となる 100%出力とした場合を基本条件とする。
- 100%出力にて N-0, N-1, 110%出力にて N-0 を検討した。110%出力にて N-0, N-1 を検討することも可能であるが設備対策が増加するため、N-1 の確率も考慮すると 100%出力にて N-0, N-1, 110%出力にて N-0 (110%の N-1 は必要に応じて 100%に出力抑制) を検討する方が合理的と思われる。

<sup>21</sup> p.u.: PU 法における単位であり、p.u.、pu、または%で表現される。

PU 法 (Per Unit method、単位法、%法と同じ) は、実用単位のある諸々の定量値をあらかじめ定めた基準値 (ベース量) に対する割合として表すことによって、実用単位を絶えず扱う煩わしさから解放する便法であり、あらゆる分野で使われる%手法 (単位の無次元化手法) である。(出典: 長谷良秀 (2004). 電力系統技術の実用理論ハンドブック 丸善)

- 渇水期を想定し、発電所からの出力を 20%とするように運転発電機台数・出力を設定した場合についても検討した。運転発電機台数は 1~2 台とし、極力発電効率を上げるため可能ならば 1 台運転とした。発電電力が減った分の需要は、インド側の負荷を一律減らすことでバランスを取った。

## (2) 結果の評価基準

### (a) 潮流基準

潮流は、N-0、N-1 条件のいずれの場合も容量 (MVA) 以下とする。

送電線の送電容量は周辺温度 40°C、最大電線温度については、既設送電線は 75°C、新設送電線は 85°C と認識しており、基本的に PSS/E に入力されている数値にて解析している。力率 0.9 として算定している。

表 9-2 送電線の送電容量

	Ampacity (A)		Capacity (MVA)		Thermal loading (MW)	
	75°C	85°C	75°C	85°C	75°C	85°C
400kV, Moose, Twin	700	850	970	1,178	873	1,060
220kV, Zebra, Single	620	750	236	286	212	257
132kV, Panther, Single	415	490	95	112	86	101
66kV, Dog, Single	345	410	39	47	35	42

### (b) 電圧基準

N-0 条件: ±5%

N-1 条件: ±10%

### (c) 安定度基準

潮流解析を実施し、ブランチ (送電線または変圧器) 両端の位相差が 20%未満ならば安定と判定

### (d) 事故電流基準

インドでの事故電流レベルと同程度とし、以下の基準とした。

表 9-3 事故電流レベル

Voltage Level (kV)	Rated Breaking Capacity (kA)
132	25
220	31.5
400	50

## (3) N-1 想定事故の範囲

潮流解析は、2020 年、2025 年、2030 年を実施した。なお、安定度評価と事故電流解析はより厳しい条件となることが想定される 2030 年で実施し、問題の有無を確認した。



(a) 潮流解析

N-1 条件での潮流解析では、132kV 以上の 1 設備事故を対象とし、基本的に 66kV 系統まで（特に Thimphu 付近では 33kV 系統まで）の潮流判定および電圧判定を行う。

(b) 安定度評価

安定度評価のための潮流解析では、発電所に連系する送電線 1 回線または昇圧用変圧器を除く発電所の変圧器 1 台を事故の対象とする。

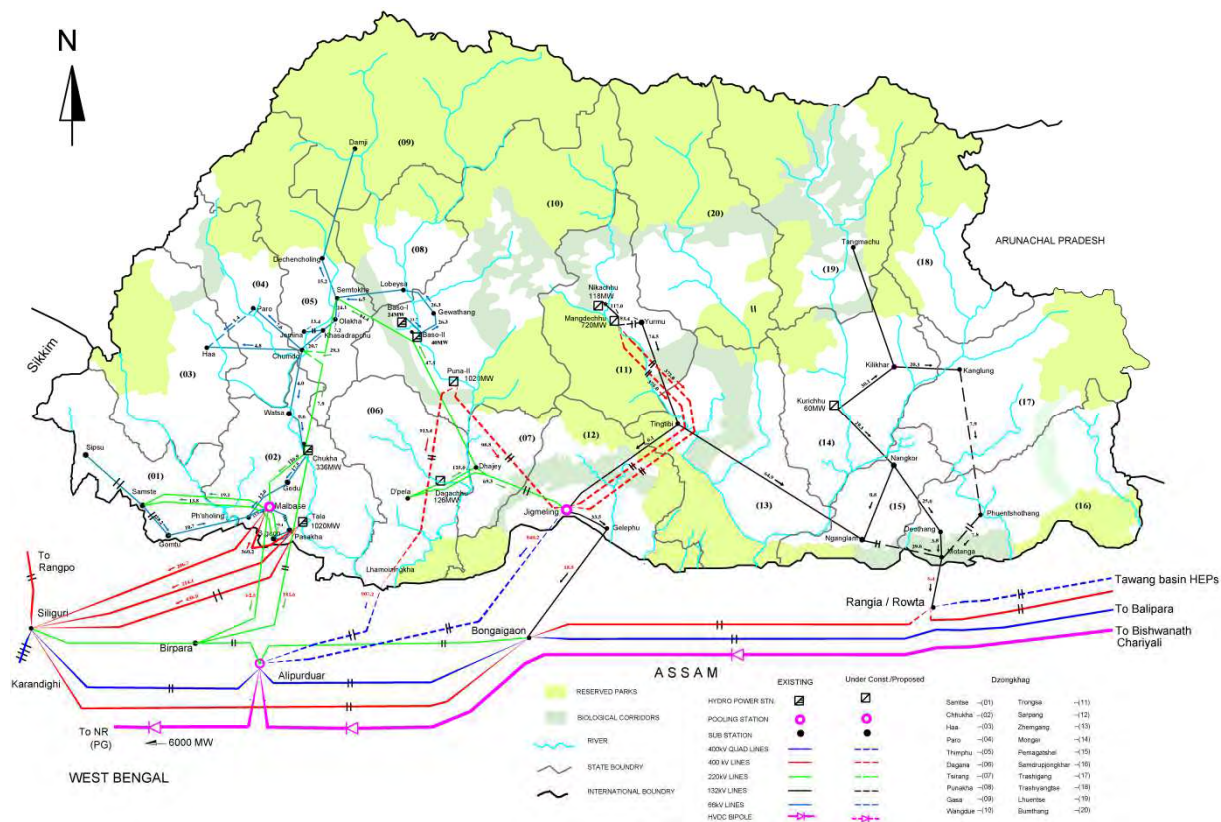
(c) 事故電流解析

事故発生箇所：132, 220, 400kV 母線

事故種類：三相短絡

### 9.2.2 2020 年断面

現行計画では、2020 年断面の系統図は下図の通り。



(出典: NTGMP of Bhutan-2018)

図 9-8 2020 年断面の系統図

(1) 2020 年断面での開発計画

(a) 2020 年断面までに開発される計画の電源

Mangdechhu (MHEP) 水力発電所は 2019 年 6 月に運転開始しており、この発電機および対応する送電設備が 2020 年断面の検討用のモデルには含まれている。以下に、それらの設備増強の概要を示す。

表 9-4 新設設備 (2020 年まで)

発電設備			
地点名	出力		
Mangdechhu	720MW	(180MW x 4 台)	

送電線			
電圧	From	To	主仕様
400kV	PHEP-II	Jigmeling	1 x 2 回線送電線、Moose (Twin)、65.0km
400kV	MHEP	Jigmeling	2 x 2 回線送電線、Moose (Twin)、85.1km, 84.7km
400kV	Jigmeling	Alipurduar	1 x 2 回線送電線、Moose x 4 導体、167.0km
132kV	MHEP	Yurmo	1 x 2 回線送電線、Panther x 1 導体、5km

変電設備		
電圧	地点	主仕様
400/220kV	Jigmeling	変圧器 3 x 167 MVA
400/132kV	MHEP	変圧器 3 x 167 MVA
400kV	MHEP	昇圧用変圧器、4 x 225MVA

(出典: NTGMP of Bhutan-2018)

(b) コンデンサ

NTGMP of Bhutan-2018 で 2025 年断面の電圧維持に必要とされているコンデンサ、および 2020 年断面の計算で使用したコンデンサは以下の通り。

表 9-5 コンデンサ

Substation Name	Voltage (kV)	B-Shunt for 2025 (MVAR)	B-Shunt for 2020 (MVAR)
Olakha	66	10	10
Semtokha	66	20	20
Dechencholing	66	15	15
Lobeysa	66	5	5
Pasakha	66	50	0
Malbase	66	0	50
Singhigaon	66	30	30
Gelephu	66	5	5
Motanga	132	25	0
Nganglam	132	20	0
Total		180	135

注: B-Shunt for 2025 は NTGMP-2018 (p36) による。

(出典: Created by JICA survey team referring NTGMP-2018)

PSS/E データでは、Pasakha 変電所のモデル化は省略し、負荷として Malbase 変電所に接続している。Malbase～Pasakha 間の距離は 3.4km と比較的近いので、この PSS/E モデルでも大きな問題は無い。

(2) N-0 条件での 2020 年断面の潮流解析結果

N-0 条件で計算した結果は以下の通り。

(a) 潮流確認

過負荷設備無し。参考として、重潮流設備を以下の表に示す。全体の潮流図については、添付資料参照。

表 9-6 N-0 条件での潮流計算結果: 重負荷設備

TL (1) TF (0)	From			To			CCT No.	Loading (MVA)	Rating (MVA)	Percent (%)
	Bus No.	Bus Name	(kV)	Bus No.	Bus Name	(kV)				
1	109	Tingtibi	132	110	Yurmo	132	1	74.9	95	78.8
1	105	Nganglam	132	109	Tingtibi	132	1	67.9	95	71.4
0	202	Malbase	220	402	Malbase	400	1	154.4	200	77.2
0	208	Singhigaon	220	621	Singhigaon	66	1	40.4	50	80.8

TL(1) : Transmission Line, TF(0) : Transformer

(出典: JICA 調査団)

(b) 電圧確認

全母線、適正電圧範囲内に収まっている。

(3) N-1 条件での 2020 年断面の潮流解析

(a) N-1 条件での 2020 年断面の潮流解析結果

N-1 条件で計算した結果は以下の通り。

1) 潮流確認

a) 過負荷設備一覧

以下の表に、N-1 状態で過負荷となる設備を示す。

表 9-7 N-1 条件での潮流計算結果: 過負荷設備

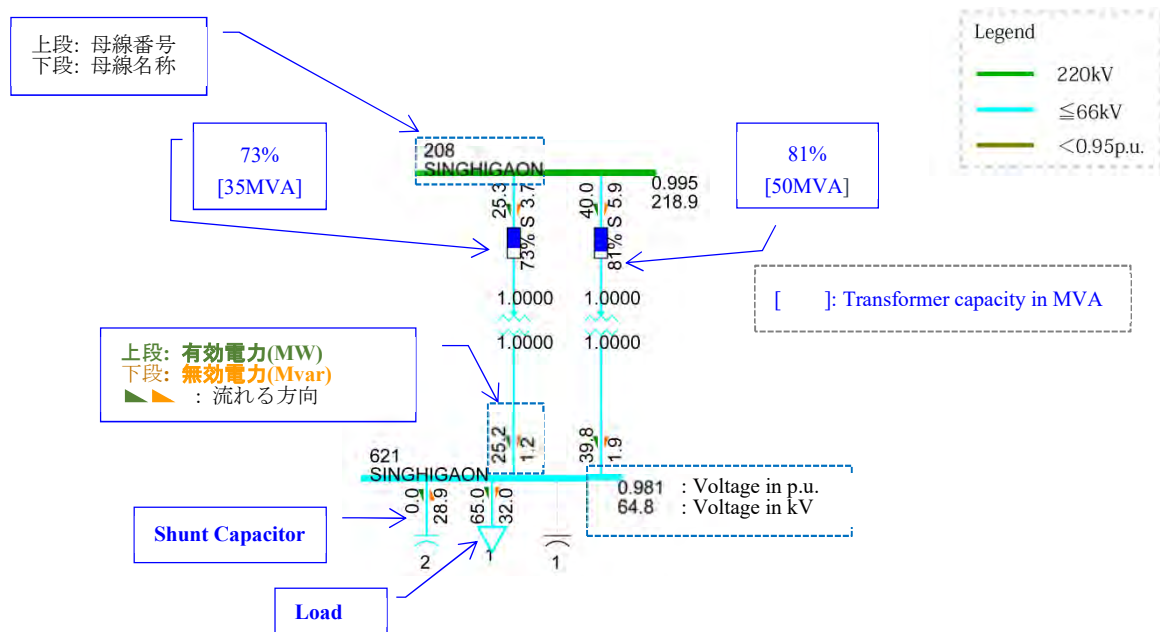
事故設備							過負荷設備						負荷率 (%)
TL (1) TF (0)	From			To			CCT No.						
	Bus No.	Bus Name	(kV)	Bus No.	Bus Name	(kV)							
1	604	Chumdo	66	623	Khasadrapchu	66	1	609 Olakha	66	610 Semtokha	66	2	102.0
0	208	Singhigaon	220	621	Singhigaon	66	1	208 Singhigaon	220	621 Singhigaon	66	2	201.8
0	208	Singhigaon	220	621	Singhigaon	66	2	208 Singhigaon	220	621 Singhigaon	66	1	134.3

TL(1) : Transmission Line, TF(0) : Transformer

(出典: JICA 調査団)

b) Singhigaon変電所での変圧器事故のケース

上記のうち、最も負荷率が高い Singhigaon 変電所での変圧器事故について、N-0 状態（事故前）の潮流状況を以下に示す。



(出典: JICA 調査団)

図 9-9 2020 年断面、N-0 状態での Singhigaon 変電所潮流

2 台の変圧器の潮流がアンバランスなのは、インピーダンスの違いによる。(容量 50MVA の変圧器インピーダンスは 12.0%、容量 35MVA の変圧器インピーダンスは 13.3%) 50MVA 変圧器事故のケースでは、その変圧器の潮流分も全て 35MVA 変圧器に流れるため、負荷率が 202% となる。200%を超えるような過負荷が発生する場合は、運転員が判断するよりは OLR (Over Load Relay, 過負荷保護リレー) により自動で過負荷設備をトリップさせるのが適切な対策である。または、N-1 状態であっても過負荷しないように、Singhigaon 変電所に容量 50MVA の変圧器を増設する対策は、スケジュール面から、2020 年の対策としてのオプションとはなりえない。

50MVA の既設変圧器事故が永久事故の場合は、復旧までの間は、供給支障が発生する。その場合は、残った 35MVA の変圧器の容量以内で、適切な 66kV 送電線を選択して送電することになるであろう。輪番停電も検討する価値があるかもしれない。

2) 電圧確認

全母線、適正電圧範囲内 (±10%) に収まっている。

(b) 無効電力供給が不十分な状況における N-1 条件での潮流解析結果

これまでの検討では、全ての発電機の端子電圧を 1.02p.u.として、発電機から十分な量の無効電力が供給される設定であった。全ての発電機の端子電圧を 1.0p.u.として、N-1 条件で計算すると、Jigmeling～Alipurduar 間 400kV 送電線 1 回線事故時に、計算が収束しない。発電機端子電圧が 1.02p.u.の場合には収束しているの、収束しないのは無効電力不足が原因であることは明らかである。

計算が収束しないということは、電圧崩壊に至り、広範囲で長期間の停電が発生する可能性があることを意味しており、避けなければならない。長期計画の時点では発電機の端子電圧を 1.0p.u.として必要な設備対策を計画し、設備対策が遅延した場合等の対策として、運用時点で発電機の端子電圧を上げるための余裕を残しておくことを推奨する。

(4) 渇水期の 2020 年断面の潮流解析結果

N-0 の条件で、2020 年断面の潮流計算を実施した。前述の条件どおり、発電所出力は 20%とし、インドの負荷を調節することで需給バランスを取った。

(a) 潮流確認

過負荷設備無し。参考として、比較的重潮流設備を以下の表に示す。全体の潮流図については、添付資料参照。

表 9-8 N-0 条件での潮流計算結果: 比較的重潮流となる設備

TL (1) TF (0)	From			To			CCT No.	Loading (MVA)	Rating (MVA)	Percent (%)
	Bus No.	Bus Name	(kV)	Bus No.	Bus Name	(kV)				
1	107	Motanga	132	211150	Rangial	132	1	59.4	95	62.5
1	105	Nganglam	132	109	Tingtibi	132	1	54.8	95	57.7
0	208	Singhigaon	220	621	Singhigaon	66	1	40.5	50	80.9
0	208	Singhigaon	220	621	Singhigaon	66	2	25.6	35	73.1

(出典: JICA 調査団)

(b) 電圧確認

南東部の 132kV 系統の一部で、電圧が適正電圧下限の 0.95p.u.を下回っている。下の表は、電圧が適正電圧下限より低い母線を示す。

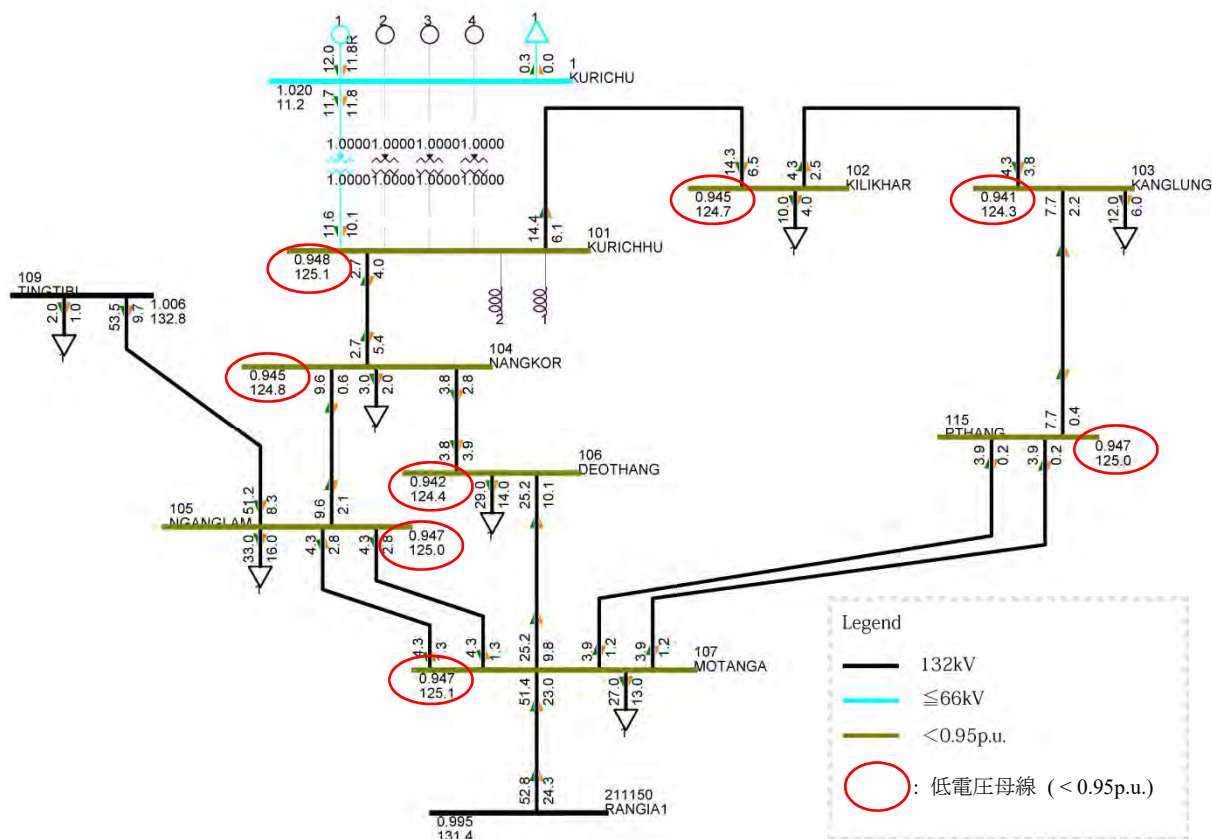
表 9-9 N-0 条件での潮流計算結果: 母線電圧

Bus Number	Bus Name	Base kV	Voltage (p.u.)
101	Kurichhu	132	0.95
102	Kilikhar	132	0.94
103	Kanglung	132	0.94
104	Nangkor	132	0.95
105	Nganglam	132	0.95
106	Deothang	132	0.94

107	Motanga	132	0.95
115	Phuentshothang	132	0.95

(出典: JICA 調査団)

また、南東部 132kV 系統の潮流計算結果を以下に示す。



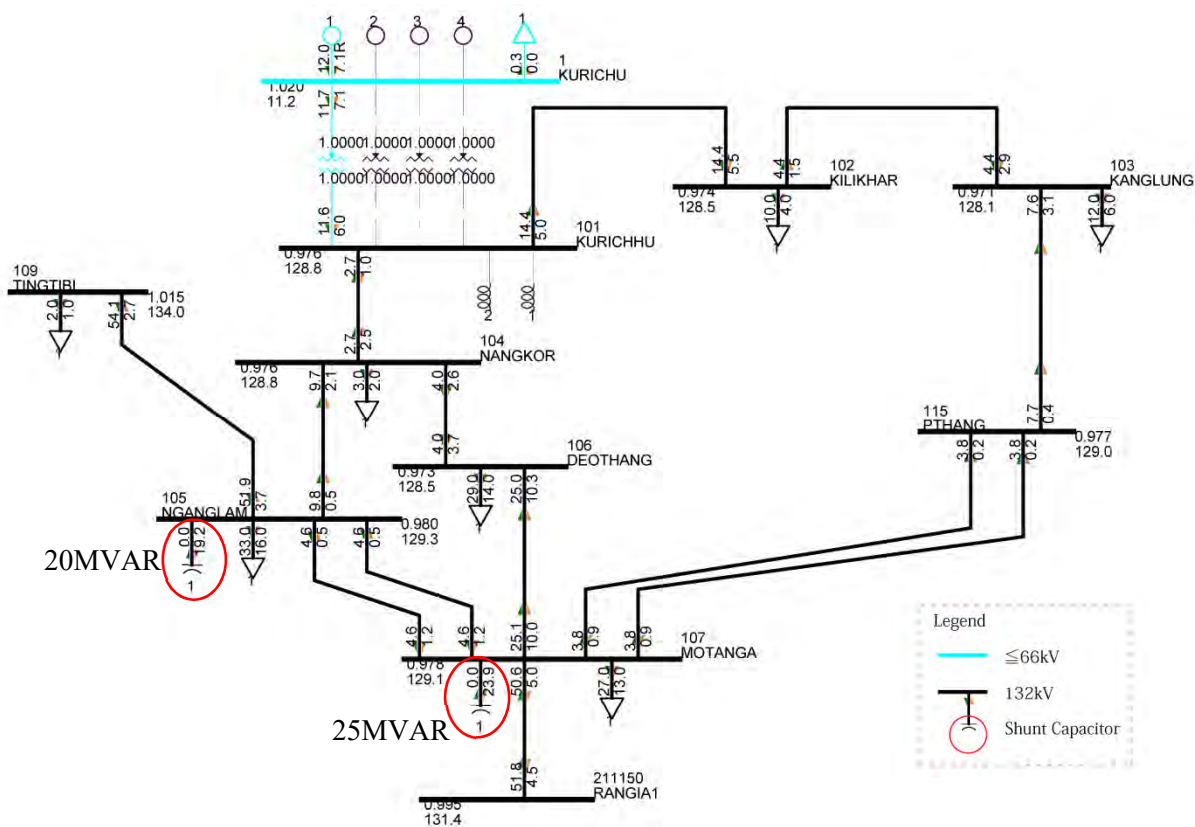
(出典: JICA 調査団)

図 9-10 2020 年断面渇水期の南東部 132kV 系統の潮流計算結果

低電圧の原因は、運転する発電機台数が 1 台のみで、Kurichhu 発電所からの送電端での無効電力供給に限界がある（合計で約 10MVAR）ためである。

### (c) 低電圧対策

低電圧対策としては、一般的にはコンデンサ設置が有力である。次図に、Motanga, Nganglam 両変電所にそれぞれ 25MVAR, 20MVAR のコンデンサを設置した場合の潮流計算結果を示す。



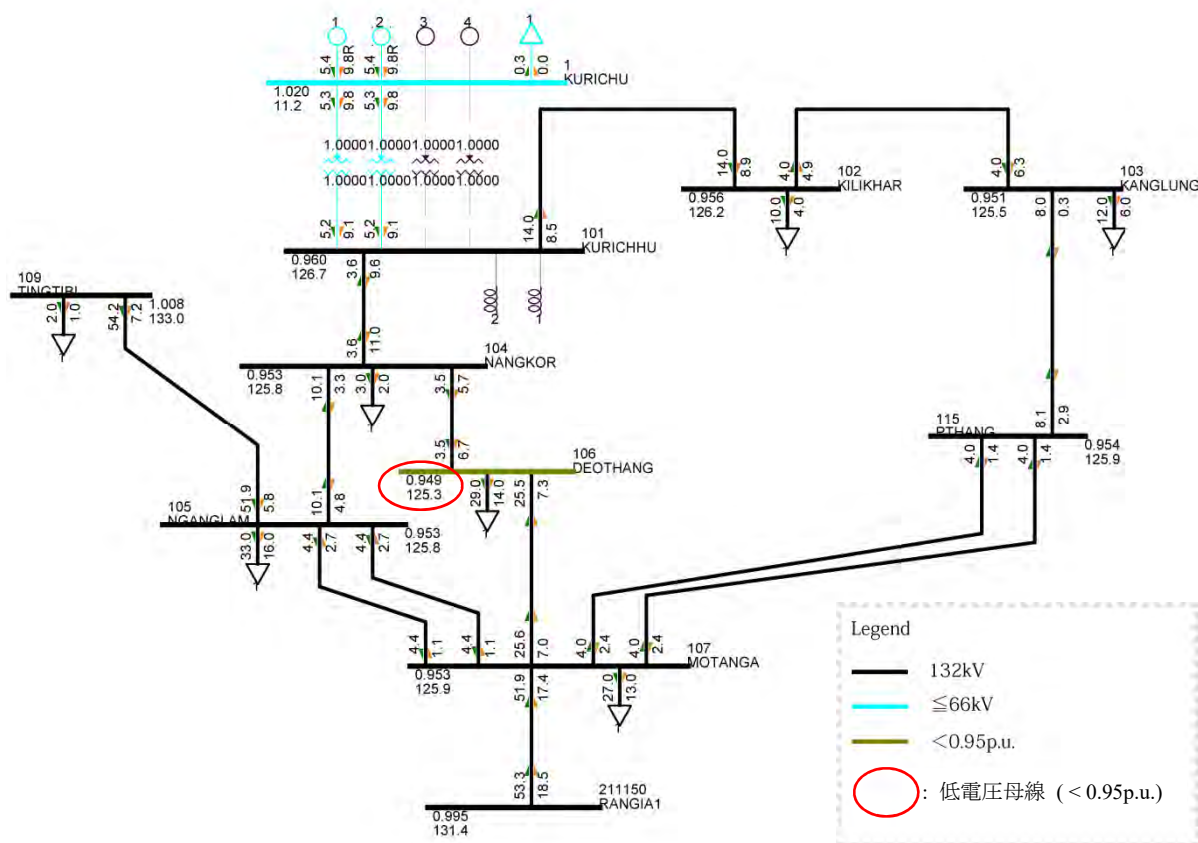
(出典: JICA 調査団)

図 9-11 2020 年断面渇水期の南東部 132kV 系統の潮流計算結果: Motanga, Nganglam 両変電所にコンデンサ設置

上図の通り、最低電圧は Deothang 変電所の 0.97p.u. であり、低電圧問題は解消する。

しかしながら、Motanga, Nganglam 両変電所へのコンデンサ設置は、2020 年までには間に合わない可能性が高い。その場合、Kurichhu 発電所の発電機運転台数を増やして、発電所からの無効電力を増やすことにより低電圧はある程度解消される。以下、発電機 2 台運転として、発電所合計出力が 10%減になるという条件で計算した結果を参考までに示す。





(出典: JICA 調査団)

図 9-12 2020 年断面渇水期の南東部 132kV 系統の潮流計算結果: 発電機 2 台運転

Kurichhu 発電所からの送電端での無効電力供給は、合計で約 18MVAR となり、ある程度低電圧解消に貢献している。

(5) 発電機出力を 110%とした場合の 2020 年断面の潮流解析結果

雨期に発電機出力を 110%とした場合の 2020 年断面の潮流計算を N-0 の条件で実施した。

(a) 潮流確認

過負荷設備無し。参考として、比較的重潮流設備を以下の表に示す。

表 9-10 発電機出力を 110%とした場合の N-0 条件での 2020 年断面潮流計算結果: 比較的重潮流となる設備

TL (l)	From			To			CCT No.	Loading (MVA)	Rating (MVA)	Percent (%)
TF (0)	Bus No.	Bus Name	(kV)	Bus No.	Bus Name	(kV)				
1	109	Tingtibi	132	110	Yurmo	132	1	78.4	95	82.6
1	105	Nganglam	132	109	Tingtibi	132	1	68.1	95	71.7
0	208	Singhigaon	220	621	Singhigaon	66	1	40.4	50	80.8
0	208	Singhigaon	220	621	Singhigaon	66	2	25.5	35	73.0

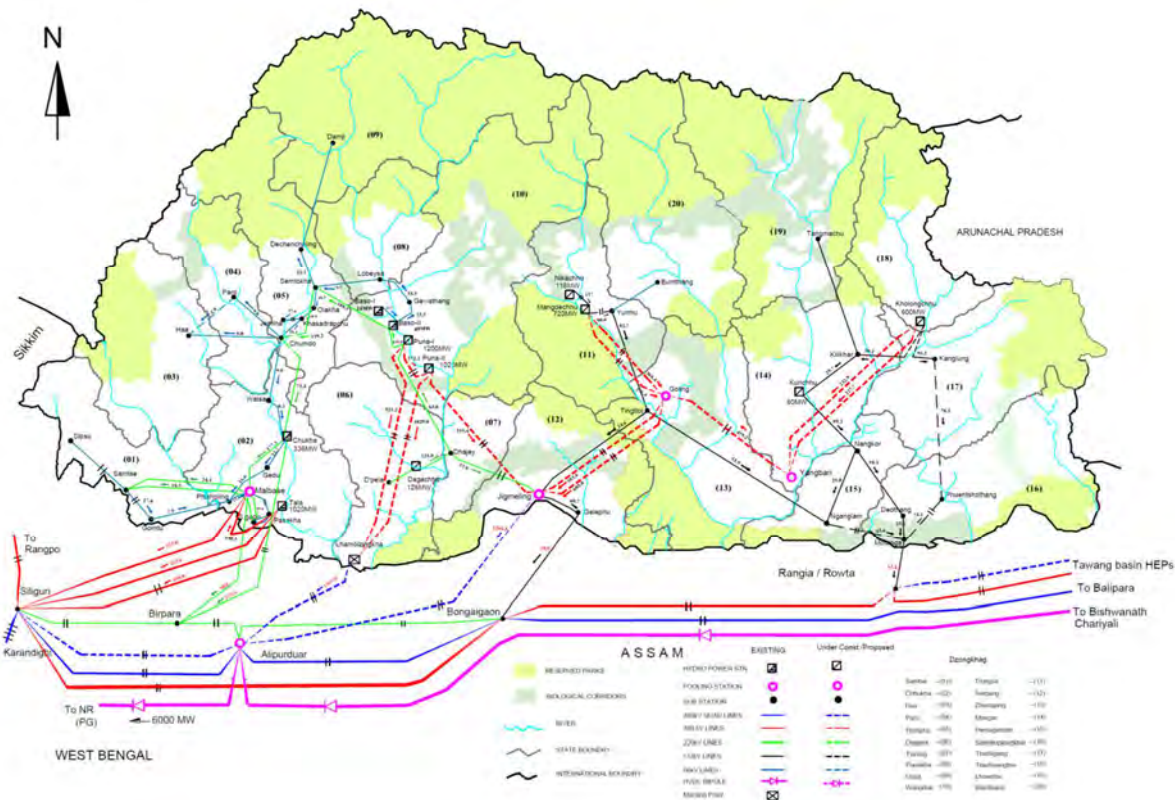
(出典: JICA 調査団)

(b) 電圧確認

全母線、適正電圧範囲内に収まっている。

### 9.2.3 2025 年断面

現行計画では、2025 年断面の系統図は下図の通り。



(出典: NTGMP of Bhutan-2018)

図 9-13 2025 年断面の系統図

#### (1) 2025 年断面での開発計画

##### (a) 2025 年断面までに開発される計画の電源

2025 年断面までには、Nikachhu、Punatsangchhu-II (PHEP-II)、Punatsangchhu-I (PHEP-I)、Kholongchhu の各水力発電所が運転開始している計画であり、これらの発電機および対応する送電設備が 2025 年断面検討用のモデルには含まれている。以下は、2020 年断面からの変更点を示す。

表 9-11 追加設備 (2025 年まで)

発電設備		
地点名	出力	
Nikachhu	118MW	(59MW x 2 台)
PHEP-II	1,020MW	(170MW x 6 台)
PHEP-I	1,200MW	(200MW x 6 台)
Kholongchhu	600MW	(150MW x 4 台)

送電線			
電圧	From	To	主仕様
400kV	PHEP-II	Lhamoizingkha	1 x 2 回線送電線、Moose (Twin)、80.5km
400kV	Lhamoizingkha	Alipurduar	1 x 2 回線送電線、Moose (Quad)、64.0km
400kV	PHEP-I	Lhamoizingkha	1 x 2 回線送電線、Moose (Twin)、92.9km
400kV	PHEP-I	PHEP-II	1 x 2 回線送電線、Moose (Twin)、13.0km
400kV	Kholongchhu	Yangbari	2 x 1 回線送電線、Moose (Twin)、68.3km, 69.7km
400kV	Goling	Yangbari	1 x 2 回線送電線、Moose (Twin)、60.0km
400kV	Mangdechhu	Jigmeling	Goling 変電所に $\pi$ 引込 (2 x 2 回線)
132kV	Nikachhu	MHEP	1 x 2 回線送電線、Panther 単導体、10km
132kV	Kholongchhu	Kilikhar	1 x 1 回線送電線、Panther 単導体、34.7km
132kV	Kholongchhu	Kanglung	1 x 1 回線送電線、Panther 単導体、23.0km
132kV	Kilikhar	Kanglung	Kholongchhu 発電所に $\pi$ 引込 (1 x 1 回線)

変電設備		
電圧	地点	主仕様
132kV	Nikachhu	昇圧用変圧器、2 x 72MVA
400/220kV	PHEP-I	変圧器 3 x 105 MVA
400kV	PHEP-II	昇圧用変圧器、6 x 210MVA
400kV	PHEP-I	昇圧用変圧器、6 x 225MVA
400/132kV	Kholongchhu	変圧器 3 x 67 MVA
400kV	Kholongchhu	昇圧用変圧器、4 x 189MVA

(出典: NTGMP of Bhutan-2018)

(b) コンデンサ

基本的には、NTGMP of Bhutan-2018 で 2025 年断面の電圧維持に必要とされているコンデンサを採用した。(表 9-5 参照)

(2) N-0 条件での 2025 年断面の潮流解析

(a) N-0 条件での 2025 年断面の潮流解析結果

N-0 条件で計算した結果は以下の通り。

1) 潮流確認

過負荷設備無し。参考として、重潮流設備を以下の表に示す。全体の潮流図については、添付資料参照。

表 9-12 N-0 条件での潮流計算結果: 重負荷設備

TL (1) TF (0)	From			To			CCT No.	Loading (MVA)	Rating (MVA)	Percent (%)
	Bus No.	Bus Name	(kV)	Bus No.	Bus Name	(kV)				
1	101	Kurichhu	132	104	Nangkor	132	1	92	95	96.8
1	107	Motanga	132	211150	Rangial	132	1	90.9	95	95.6
0	208	Singhigaon	220	621	Singhigaon	66	1	41.8	50	83.7
0	208	Singhigaon	220	621	Singhigaon	66	2	26.4	35	75.5

TL(1): Transmission Line, TF(0): Transformer

(出典: JICA 調査団)

2) 電圧確認

全母線、適正電圧範囲内に収まっている。

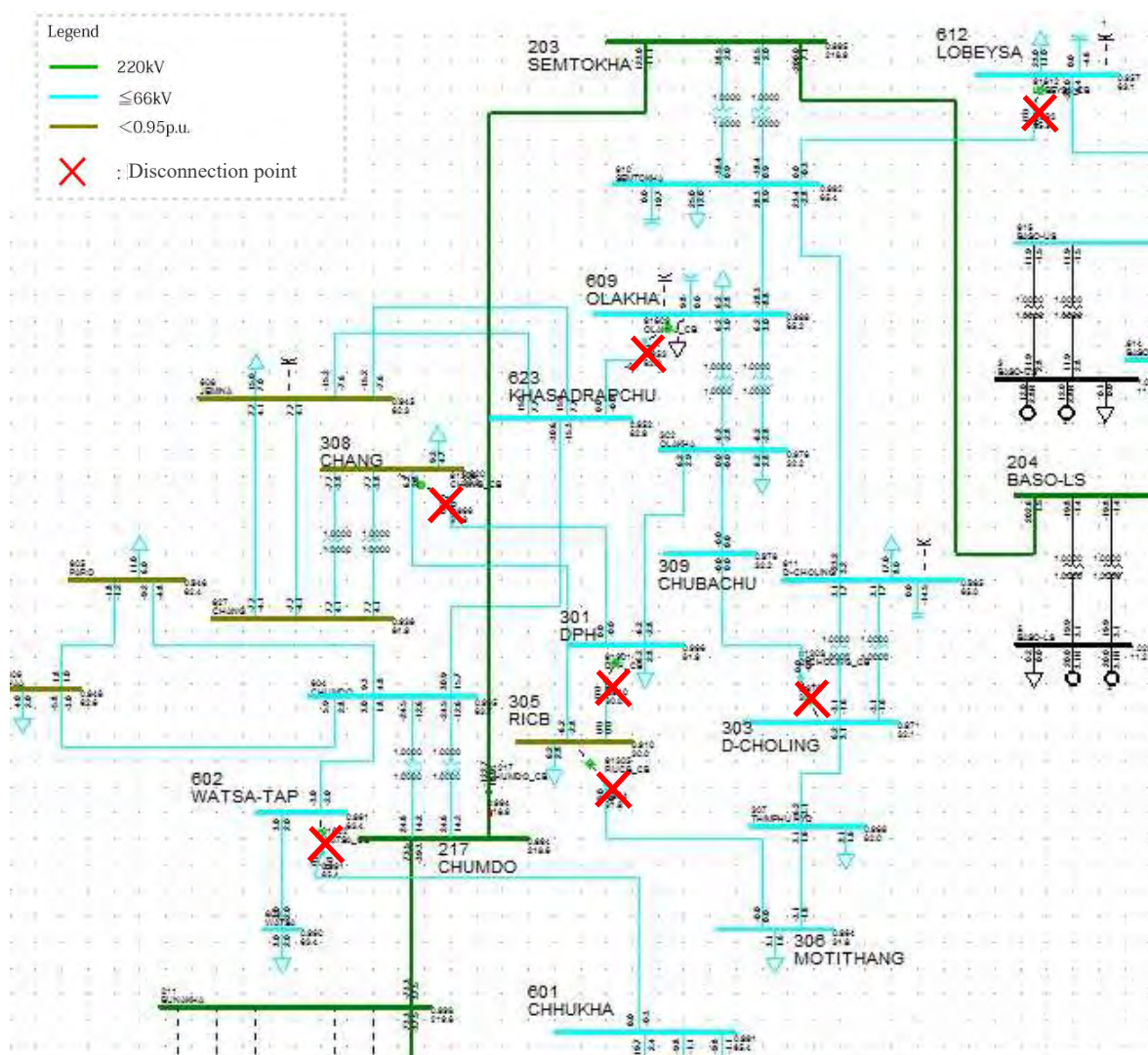
(b) 北西部系統を放射状系統とする場合の N-0 条件での 2025 年断面の潮流解析結果

後述の N-1 条件での検討から、事故にともなう保護レー動作を含む系統操作時の潮流変化を予測しやすくするためには、北西部 66kV および 33kV 系統を適切に分断し、放射状系統に変更したほうがよい。下表および下図は分断箇所となる送電線を示す。

表 9-13 北西部系統を放射状にする場合の分断箇所

From Bus No.	From Bus Name		To Bus No.	To Bus Name	
601	Chhukha	66	602	Watsa	66
610	Semtokha	66	612	Lobeysa	66
609	Olakha	66	623	Khasadrapchu	66
301	DPH	33	308	Changidapuchu	33
301	DPH	33	305	RICB	33
303	Dechencholing	33	309	Chubachu	33
305	RICB	33	308	Changidapuchu	33

(出典: JICA 調査団)



(出典: JICA 調査団)

図 9-14 北西部系統を放射状にする場合の分断箇所

- 1) 潮流確認  
 過負荷設備無し。全体の潮流図については、添付資料参照。
- 2) 電圧確認  
 この系統分断により、北西部 66kV 及び 66kV 系統の流通設備の合成インピーダンスが増加し、無効電力損失が増加すること、及び系統分断により無効電力が届かなくなる地点があることにより、5 変電所で 0.95p.u.を下回る。

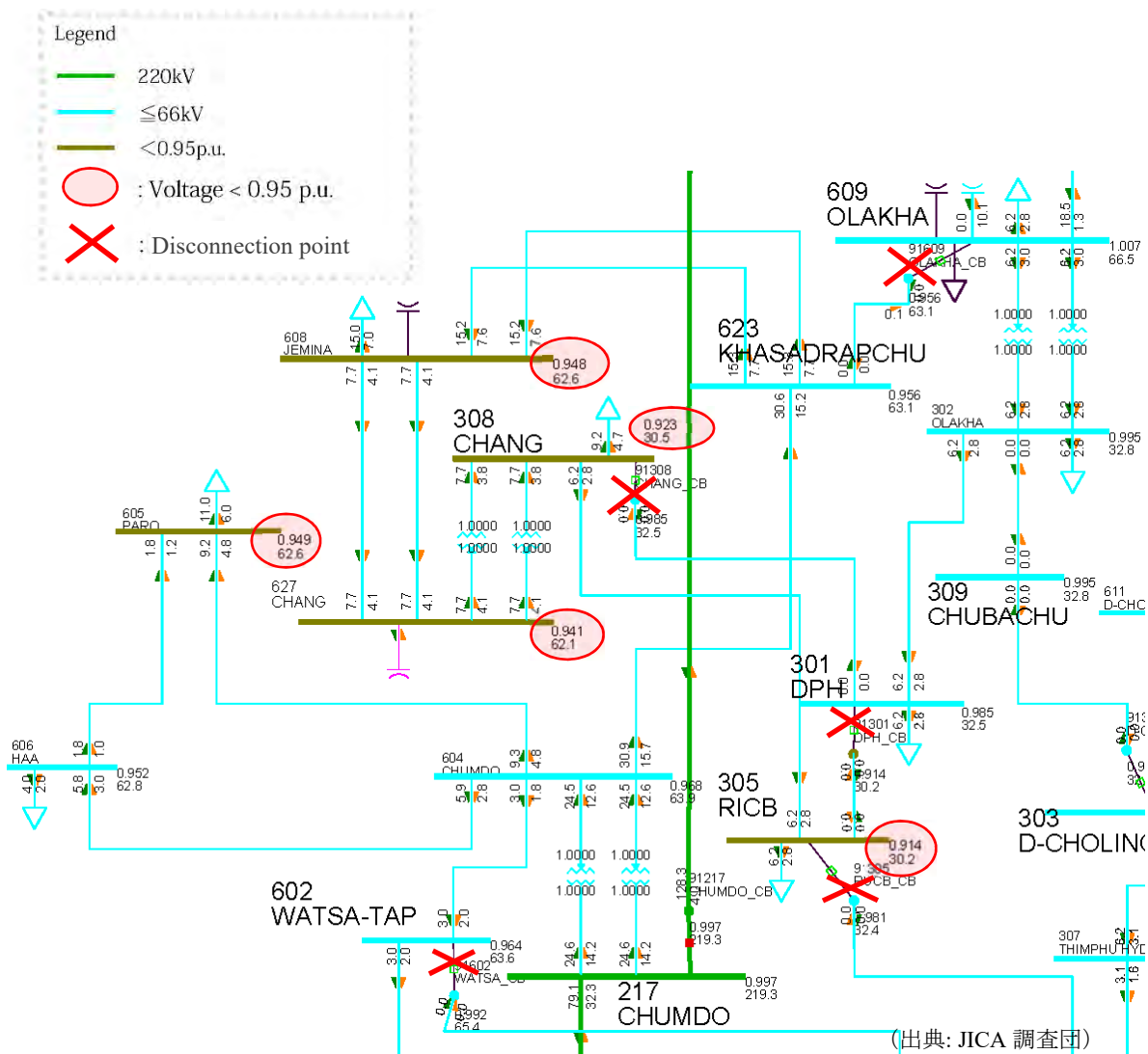
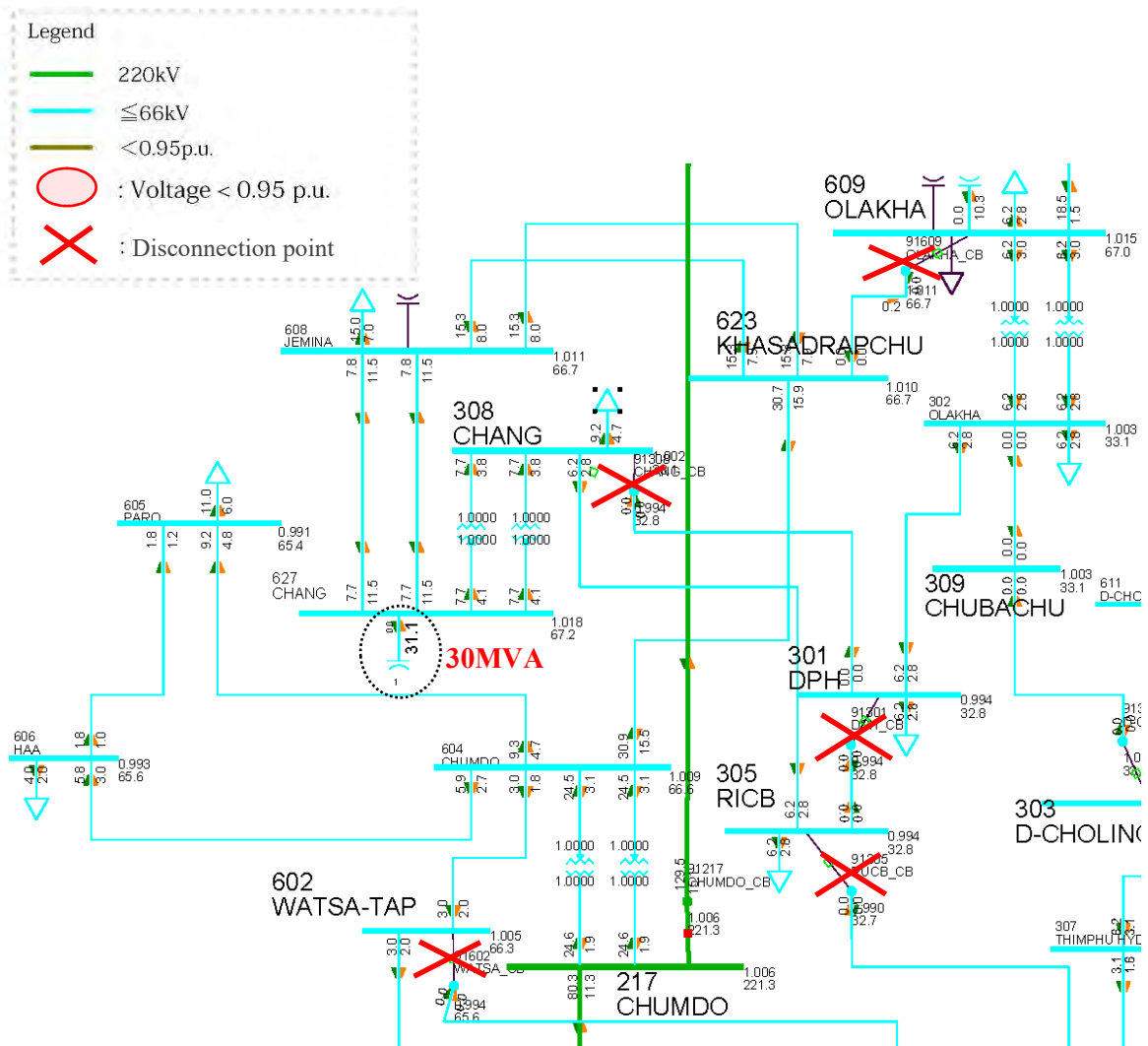


図 9-15 北西部系統を放射状にすることによる N-0 条件での電圧低下

- 3) 北西部系統を放射状系統とする場合に低電圧となる対策  
 一般的には、低電圧対策としてはコンデンサ設置が有効である。次図に、Changidapuchu 変電所に 30MVAR のコンデンサを設置した場合の潮流計算結果を示す。



(出典: JICA 調査団)

図 9-16 コンデンサ設置による北西部放射状系統の電圧低下対策

下表は、低電圧母線が Changidapuchu 変電所へのコンデンサ設置により改善されたことを示す。

表 9-14 コンデンサ設置による北西部放射状系統の電圧低下対策の効果

Bus Number	Bus Name	Base kV	Voltage (p.u.)	
			Without Capacitor	With Capacitor
305	RICB	33	0.91	0.99
308	Changidapuchu	33	0.92	1.00
627	Changidapuchu	66	0.94	1.02
608	Jemina	66	0.95	1.01
605	Paro	66	0.95	0.99

(出典: JICA 調査団)

(3) N-1 条件での 2025 年断面の潮流解析

(a) 北西部系統をループ運用とする場合

北西部系統をループ運用として、N-1 条件で計算した結果は以下の通り。

1) 潮流確認

以下の表に、N-1 状態で過負荷となる設備を示す。

表 9-15 2025 年断面、N-1 条件での潮流計算結果: 過負荷設備

事故設備							過負荷設備					負荷率 (%)		
TL (1)	From			To			CCT							
TF (0)	Bus No.	Bus Name	(kV)	Bus No.	Bus Name	(kV)	No.							
	Base case													0.0
1	203	Semtokha	220	217	Chumdo	220	1	609 Olakha	66	610 Semtokha	66	2	153.6	
1	203	Semtokha	220	204	Baso-LS	220	1	613 Gaywathang	66	614 Baso-LS	66	1	141.0	
								612 Lobeysa	66	613 Gaywathang	66	1	140.5	
								204 Baso-LS	220	614 Baso-LS	66	1	105.0	
1	103	Kanglung	132	114	Kholongchhu	132	1	101 Kurichhu	132	104 Nangkor	132	1	139.0	
								109 Tingtibi	132	110 Yurmo	132	1	101.7	
1	101	Kurichhu	132	104	Nangkor	132	1	103 Kanglung	132	114 Kholongchhu	132	1	134.7	
								109 Tingtibi	132	110 Yurmo	132	1	105.8	
1	103	Kanglung	132	115	Phuentshothang	132	2	101 Kurichhu	132	104 Nangkor	132	1	130.5	
1	105	Nganglam	132	109	Tingtibi	132	1	101 Kurichhu	132	104 Nangkor	132	1	116.0	
								103 Kanglung	132	114 Kholongchhu	132	1	104.5	
1	102	Kilikhar	132	114	Kholongchhu	132	1	103 Kanglung	132	114 Kholongchhu	132	1	111.8	
1	407	Jigmeling	400	444073	Alipurduar	400	1	107 Motanga	132	211150 Rangial	132	1	111.4	
								101 Kurichhu	132	104 Nangkor	132	1	102.4	
1	407	Jigmeling	400	444073	Alipurduar	400	2	107 Motanga	132	211150 Rangial	132	1	111.4	
								101 Kurichhu	132	104 Nangkor	132	1	102.4	
1	109	Tingtibi	132	110	Yurmo	132	1	101 Kurichhu	132	104 Nangkor	132	1	107.3	
1	409	Lhamoizingkha	400	444073	Alipurduar	400	1	107 Motanga	132	211150 Rangial	132	1	105.9	
								101 Kurichhu	132	104 Nangkor	132	1	100.1	
1	409	Lhamoizingkha	400	444073	Alipurduar	400	2	107 Motanga	132	211150 Rangial	132	1	105.9	
								101 Kurichhu	132	104 Nangkor	132	1	100.1	
1	112	Mangdechhu	132	113	Nikachhu	132	1	112 Mangdechhu	132	113 Nikachhu	132	2	105.5	
1	112	Mangdechhu	132	113	Nikachhu	132	2	112 Mangdechhu	132	113 Nikachhu	132	1	105.5	
1	101	Kurichhu	132	102	Kilikhar	132	1	103 Kanglung	132	114 Kholongchhu	132	1	104.7	
1	403	Kholongchhu	400	410	Yangbari	400	2	101 Kurichhu	132	104 Nangkor	132	1	101.5	
								107 Motanga	132	211150 Rangial	132	1	101.3	
1	403	Kholongchhu	400	410	Yangbari	400	1	101 Kurichhu	132	104 Nangkor	132	1	101.3	
								107 Motanga	132	211150 Rangial	132	1	101.1	
1	408	Goling	400	410	Yangbari	400	1	101 Kurichhu	132	104 Nangkor	132	1	100.9	
								107 Motanga	132	211150 Rangial	132	1	100.3	
1	408	Goling	400	410	Yangbari	400	2	101 Kurichhu	132	104 Nangkor	132	1	100.9	
								107 Motanga	132	211150 Rangial	132	1	100.3	
1	108	Gelephu	132	111	Jigmeling	132	1	107 Motanga	132	211150 Rangial	132	1	100.1	
0	208	Singhigaon	220	621	Singhigaon	66	1	208 Singhigaon	220	621 Singhigaon	66	2	212.7	
0	208	Singhigaon	220	621	Singhigaon	66	2	208 Singhigaon	220	621 Singhigaon	66	1	139.5	
0	403	Kholongchhu	400	114	Kholongchhu	132	1,2,3	109 Tingtibi	132	110 Yurmo	132	1	128.4	
								105 Nganglam	132	109 Tingtibi	132	1	124.2	
0	404	Mangdechhu	400	112	Mangdechhu	132	1,2,3	109 Tingtibi	132	110 Yurmo	132	1	115.6	
0	205	Tsirang	220	616	Tsirang	66	1	205 Tsirang	220	616 Tsirang	66	2	115.6	
0	205	Tsirang	220	616	Tsirang	66	2	205 Tsirang	220	616 Tsirang	66	1	115.6	

TL(1): Transmission Line, TF(0): Transformer

(出典: JICA 調査団)

a) Singhigaon 変電所での変圧器事故

2020 年断面の結果と同様、Singhigaon 変電所での 50MVA 変圧器事故で最も負荷率が高い。Singhigaon 変電所に容量 50MVA の変圧器を増設する対策は 1 つのオプションであると考えら



れる。もしも Singhigaon 変電所での変圧器増設をしない場合は、50MVA 変圧器が永久事故になった場合は 2020 年断面の結果と同様に、残った 35MVA の変圧器の容量以内で、適切な 66kV 送電線を選択して送電することになる。

b) Kholongchhu 発電所での変圧器事故

Kholongchhu 発電所の 400kV/132kV 変圧器事故時に発生する Yurmo～Tingtibi～Nganglam 間 132kV 送電線の過負荷に対しては、OLR または運転員の判断により、Yurmo～Tingtibi 間 132kV 送電線をトリップさせることで過負荷は解消する。

c) Mangdechhu 発電所での変圧器事故

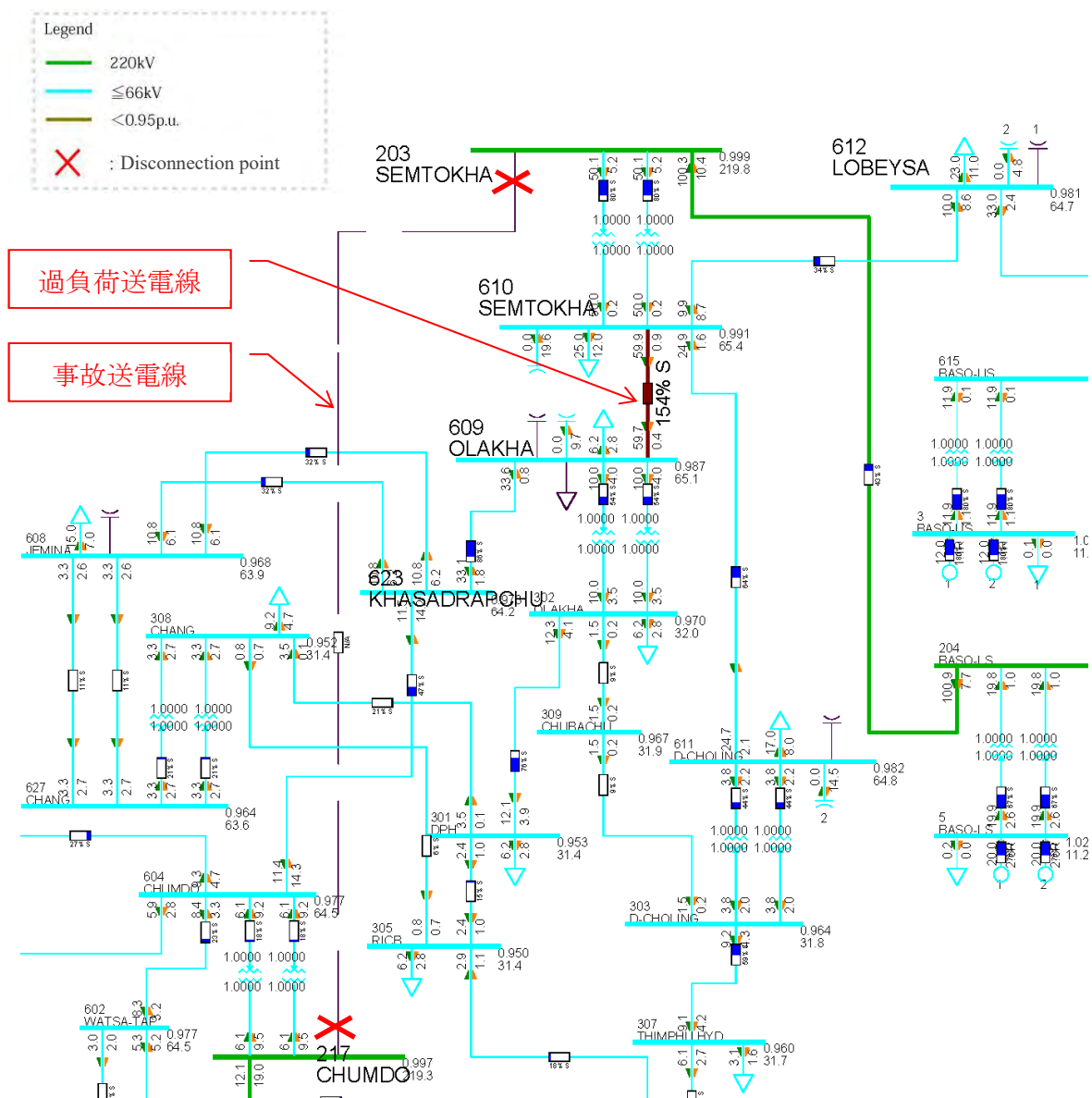
Mangdechhu 発電所の 400kV/132kV 変圧器事故時に発生する Yurmo～Tingtibi 間 132kV 送電線の過負荷に対しては、現実的には Nikachhu 発電所の出力を抑制することが運用上の対策となる。

d) Tsirang 変電所での変圧器事故

既設変圧器と同容量の変圧器増設は 1 つのオプションである。

e) Semtokha～Chumdo 間 220kV 送電線事故

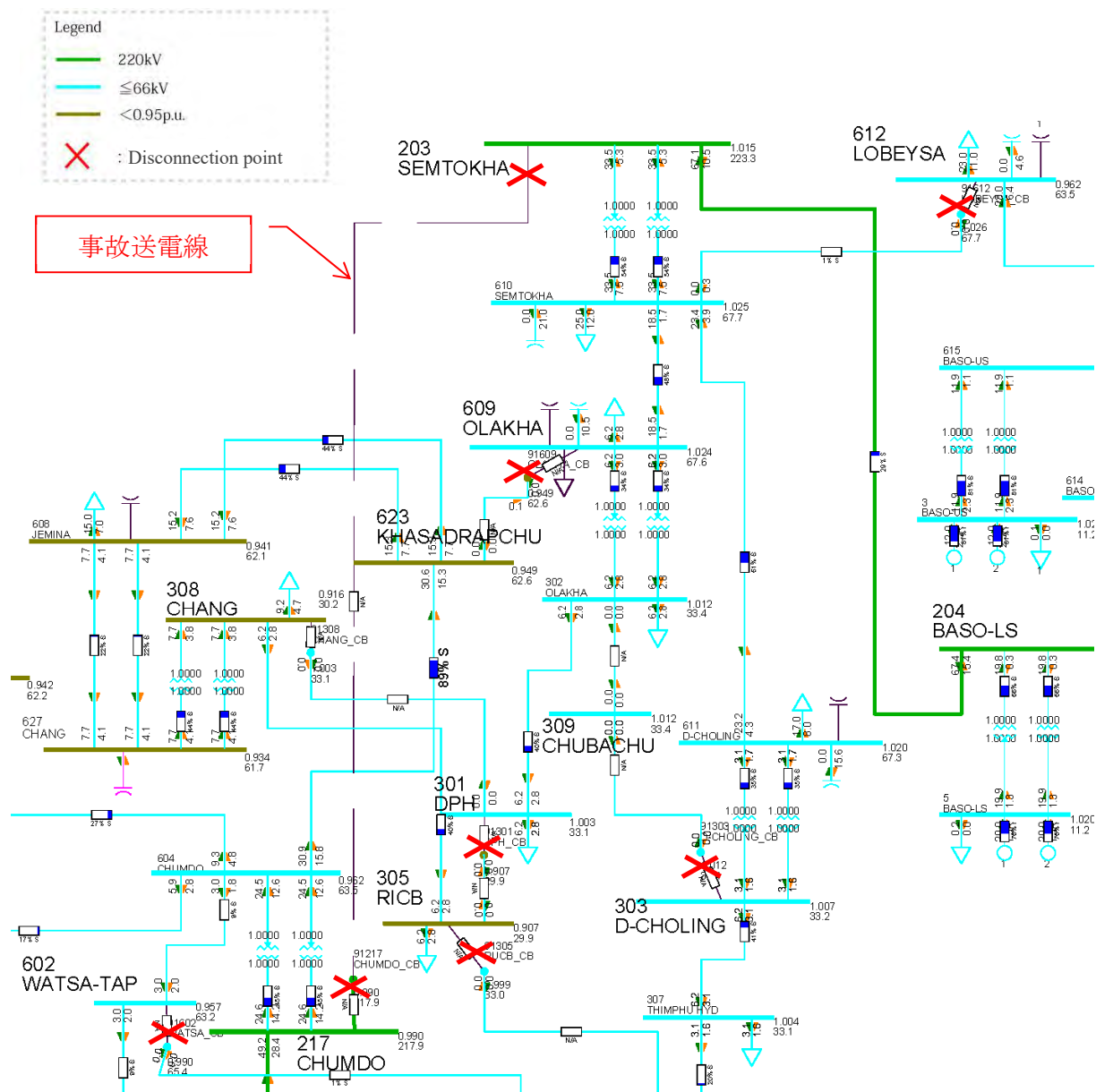
送電線事故で最も過負荷率が高いのは、Semtokha～Chumdo 間 220kV 送電線事故により Olakha～Semtokha 間 66kV 送電線が過負荷するケースである（負荷率 154%）。この場合、OLR または運転員の判断により、過負荷送電線を遮断する必要がある。



(出典: JICA 調査団)

図 9-17 Semtokha～Chumdo 間 220kV 送電線事故～事故除去後の潮流

Semtokha～Chumdo 間 220kV 送電線事故の回復に時間がかかる場合、または永久事故になった場合は、北西部の 66kV および 33kV 系統を適切に分離し放射状システムにすることにより、一旦停電となった負荷にも供給可能である。下図に放射状システムにした場合の潮流計算結果を示す。Changidapuchu 変電所の電圧がやや低めであるが N-1 状態での電圧条件 0.9p.u. より大きく、且つ過負荷設備は無い。

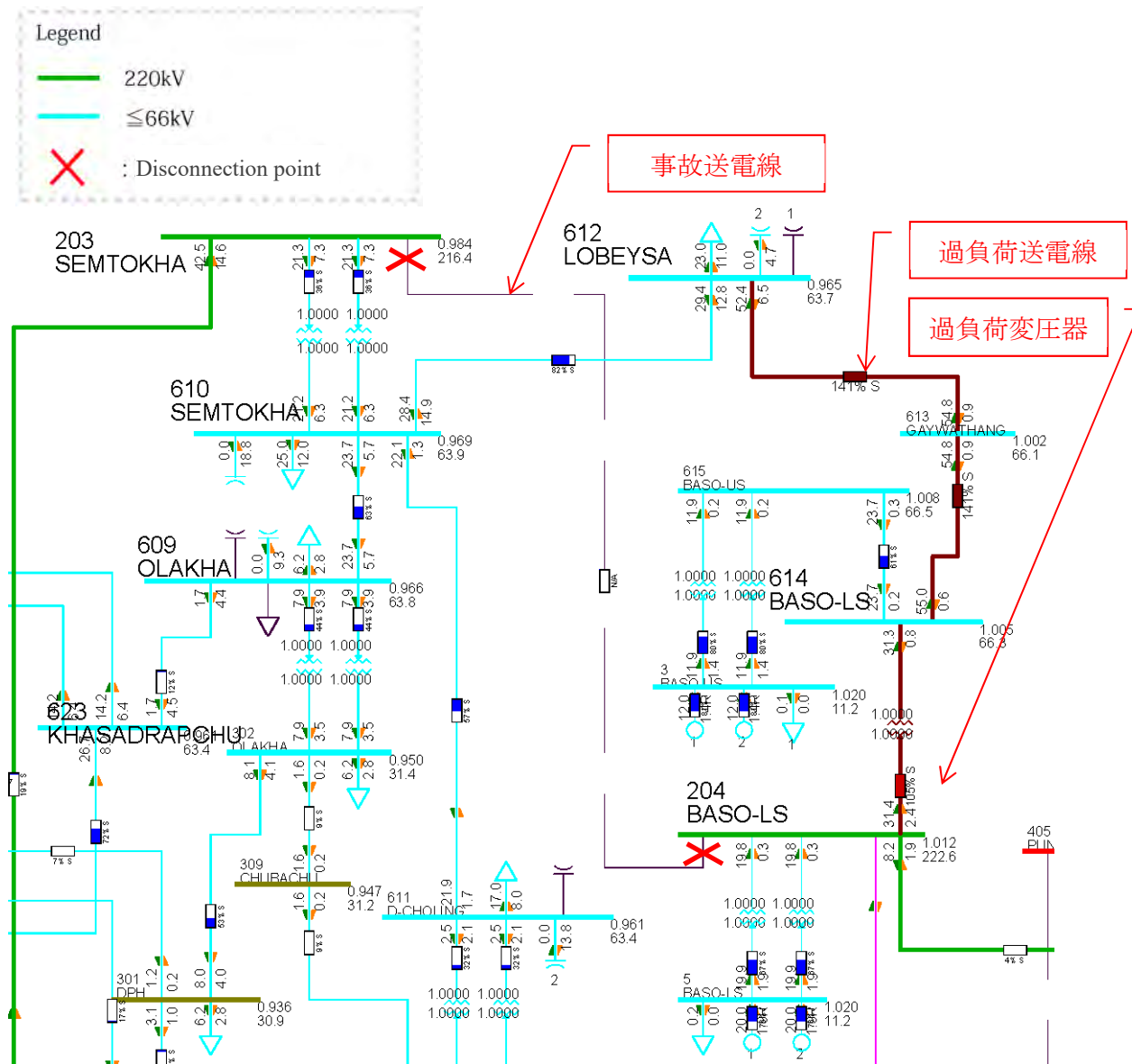


(出典: JICA 調査団)

図 9-18 Semtokha～Chumdo 間 220kV 送電線事故後、過負荷を解消するための系統構成例

f) Semtokha～Basochhu間220kV送電線事故

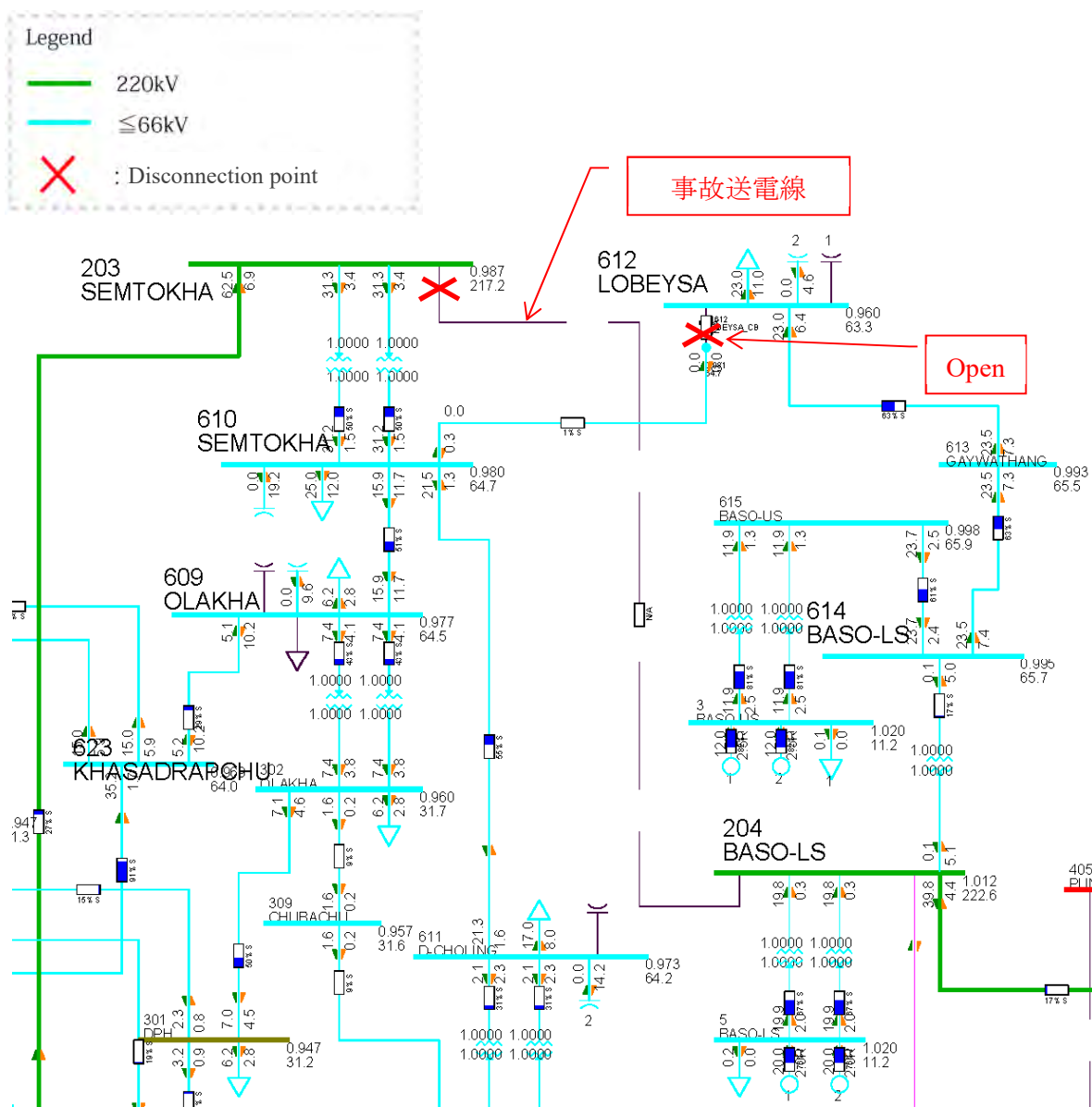
送電線事故で次に過負荷率が高いのは、Semtokha～Basochhu 間 220kV 送電線事故により Basochhu～Lobeysa 間 66kV 送電線が過負荷するケースである(過負荷率 141%)。また、Basochhu 発電所の 220kV/66kV 変圧器が過負荷となる。



(出典: JICA 調査団)

図 9-19 Semtokha～Basochhu 間 220kV 送電線事故～事故除去後の潮流

Semtokha～Basochhu 間 220kV 送電線事故の回復にかかる場合、または永久事故になった場合でも、系統切り替えにより一旦停電となった負荷にも供給可能である。下図のとおり、Semtokha～Lobeysa 間 66kV 送電線を開放すれば、特に問題なく供給可能である。



(出典: JICA 調査団)

図 9-20 Semtokha~Basochhu 間 220kV 送電線事故後、過負荷を解消するための系統構成例

g) Kanglung~Kholongchhu間132kV送電線事故

送電線事故で3番目に過負荷率が高いのは、Kanglung~Kholongchhu間132kV送電線事故によりKurichhu~Nangkor間132kV送電線が過負荷するケースである(過負荷率139%)。このケースを含む南東部132kV系統でのN-1条件での過負荷は課題が共通しており、北西部66kV及び66kV系統を放射状系統にした場合の検討で説明する。

h) Nikachhu~Mangdechhu間132kV送電線事故

当該送電線事故時には、Nikachhu発電所の出力を抑制する対策が現実的である。

2) 電圧確認

母線電圧が適正電圧範囲以下となったケースに示す。

表 9-16 N-1 条件での潮流計算結果: 母線電圧

事故設備								適正電圧範囲外	
TL (1)	From			To			CCT	低電圧母線	電圧
TF (0)	Bus No.	Bus Name	(kV)	Bus No.	Bus Name	(kV)	No.		(p.u.)
0	208	Singhigaon	220	621	Singhigaon	66	1	621 Singhigaon 66	0.90

(出典: JICA 調査団)

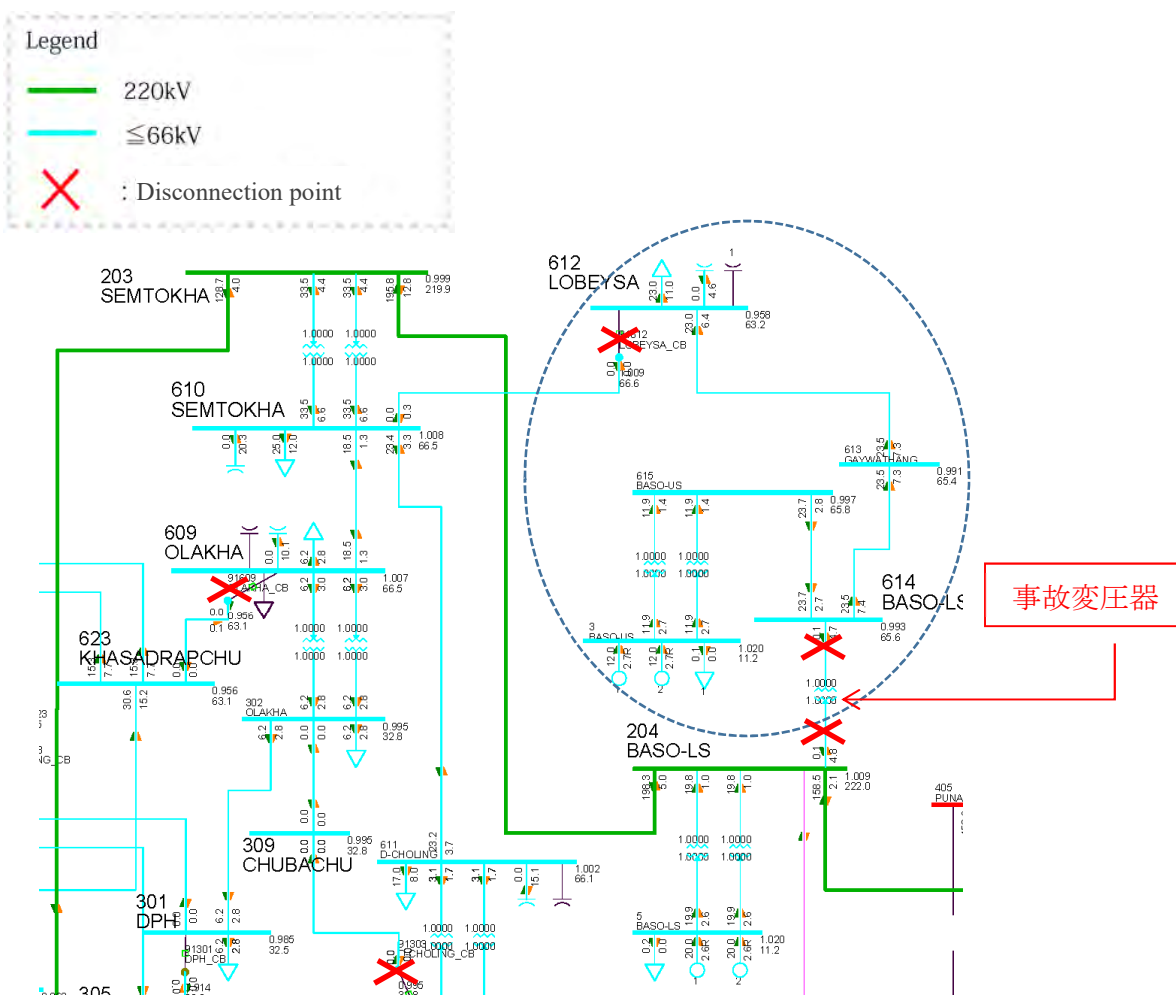
Singhigaon 変電所の変圧器事故時に同変電所 66kV 母線電圧がごく僅か基準値を下回っているが、電圧対策が必須であるというレベルではない。

(b) 北西部系統を放射状運用とする場合

北西部 66kV 及び 33kV 系統を放射状運用として、N-1 条件で潮流計算を実施した。結果は以下の通り。

1) 系統分断するケース

Semtokha~Lobeysa 間で分断しているため、Basochhu 発電所の 220kV/66kV 変圧器 1 台事故時に、Basochhu-LS 発電所と Lobeysa 変電所を含む系統がメインの系統から分離し一旦停電に至る。(供給支障電力 23.0MW) ただし、Basochhu 発電所の 220kV/66kV 変圧器が永久事故であっても、Semtokha~Lobeysa 間で連系すれば、一時停電していた Lobeysa 変電所負荷に供給可能である。



(出典: JICA 調査団)

図 9-21 放射状系統、Basochhu 変電所付近潮流図

2) 過負荷確認

a) 過負荷設備一覧

以下の表に、N-1 状態で過負荷となる設備を示す。

表 9-17 N-1 条件での潮流計算結果: 過負荷設備 (北西部放射状系統)

事故設備							過負荷設備					負荷率 (%)	
TL (1)	From			To			CCT						
TF (0)	Bus No.	Bus Name	(kV)	Bus No.	Bus Name	(kV)	No.						
1	103	Kanglung	132	114	Kholongchhu	132	1	101 Kurichhu	132	104 Nangkor	132	1	139.0
								109 Tingtibi	132	110 Yurmo	132	1	101.7
1	101	Kurichhu	132	104	Nangkor	132	1	103 Kanglung	132	114 Kholongchhu	132	1	134.7
								109 Tingtibi	132	110 Yurmo	132	1	105.7
1	103	Kanglung	132	115	Phuentshothang	132	2	101 Kurichhu	132	104 Nangkor	132	1	130.5
1	105	Nganglam	132	109	Tingtibi	132	1	101 Kurichhu	132	104 Nangkor	132	1	116.0
								103 Kanglung	132	114 Kholongchhu	132	1	104.5
1	102	Kilikhar	132	114	Kholongchhu	132	1	103 Kanglung	132	114 Kholongchhu	132	1	111.8
1	407	Jigmeling	400	444073	Alipurduar	400	1	107 Motanga	132	21150 Rangial	132	1	111.6
								101 Kurichhu	132	104 Nangkor	132	1	102.4
1	407	Jigmeling	400	444073	Alipurduar	400	2	107 Motanga	132	21150 Rangial	132	1	111.6
								101 Kurichhu	132	104 Nangkor	132	1	102.4
1	109	Tingtibi	132	110	Yurmo	132	1	101 Kurichhu	132	104 Nangkor	132	1	107.3
1	409	Lhamoizingkha	400	444073	Alipurduar	400	1	107 Motanga	132	21150 Rangial	132	1	106.0
								101 Kurichhu	132	104 Nangkor	132	1	100.1
1	409	Lhamoizingkha	400	444073	Alipurduar	400	2	107 Motanga	132	21150 Rangial	132	1	106.0
								101 Kurichhu	132	104 Nangkor	132	1	100.1
1	112	Mangdechhu	132	113	Nikachhu	132	1	112 Mangdechhu	132	113 Nikachhu	132	2	105.5
1	112	Mangdechhu	132	113	Nikachhu	132	2	112 Mangdechhu	132	113 Nikachhu	132	1	105.5
1	101	Kurichhu	132	102	Kilikhar	132	1	103 Kanglung	132	114 Kholongchhu	132	1	104.7
1	403	Kholongchhu	400	410	Yangbari	400	2	101 Kurichhu	132	104 Nangkor	132	1	101.5
								107 Motanga	132	21150 Rangial	132	1	101.4
1	403	Kholongchhu	400	410	Yangbari	400	1	101 Kurichhu	132	104 Nangkor	132	1	101.3
								107 Motanga	132	21150 Rangial	132	1	101.2
1	408	Goling	400	410	Yangbari	400	1	101 Kurichhu	132	104 Nangkor	132	1	101.0
								107 Motanga	132	21150 Rangial	132	1	100.4
1	408	Goling	400	410	Yangbari	400	2	101 Kurichhu	132	104 Nangkor	132	1	101.0
								107 Motanga	132	21150 Rangial	132	1	100.4
1	108	Gelephu	132	111	Jigmeling	132	1	107 Motanga	132	21150 Rangial	132	1	100.2
0	208	Singhigaon	220	621	Singhigaon	66	1	208 Singhigaon	220	621 Singhigaon	66	2	212.6
0	208	Singhigaon	220	621	Singhigaon	66	2	208 Singhigaon	220	621 Singhigaon	66	1	139.5
0	403	Kholongchhu	400	114	Kholongchhu	132	1,2,3	109 Tingtibi	132	110 Yurmo	132	1	128.4
								105 Nganglam	132	109 Tingtibi	132	1	124.3
0	404	Mangdechhu	400	112	Mangdechhu	132	1,2,3	109 Tingtibi	132	110 Yurmo	132	1	115.6
0	205	Tsirang	220	616	Tsirang	66	1	205 Tsirang	220	616 Tsirang	66	2	115.6
0	205	Tsirang	220	616	Tsirang	66	2	205 Tsirang	220	616 Tsirang	66	1	115.6
0	203	Semtokha	220	610	Semtokha	66	1	203 Semtokha	220	610 Semtokha	66	2	108.4
0	203	Semtokha	220	610	Semtokha	66	2	203 Semtokha	220	610 Semtokha	66	1	108.4

TL(1) : Transmission Line, TF(0) : Transformer

(出典: JICA 調査団)

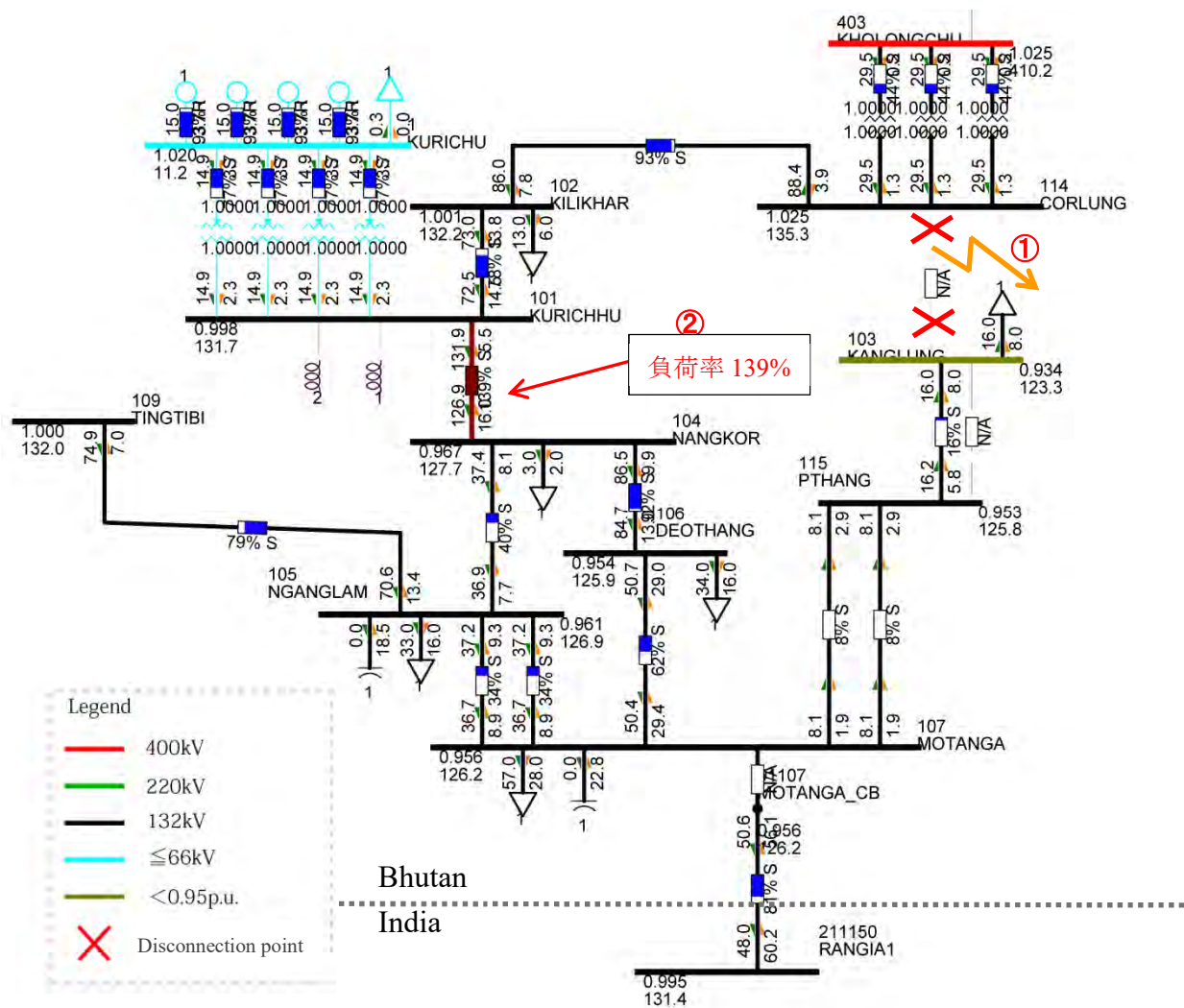
北西部の 66kV 及び 33kV 系統をループ状にした表 9-15 の結果と比較すると、N-1 状態での北西部の送電線過負荷は無くなっており、過負荷送電線は南東部の 132kV 系統に集中している。

b) Kanglung~Kholongchhu間132kV送電線事故

■ Step-1

送電線事故で最も負荷率が高いのは、Kanglung~Kholongchhu 間 132kV 送電線事故により Kurichhu~Nangkor 間 132kV 送電線が過負荷するケースである (負荷率 139%)。





(出典: JICA 調査団)

図 9-22 Kanglung～Kholongchhu 間 132kV 送電線事故～事故除去後の潮流図

■ Step-2

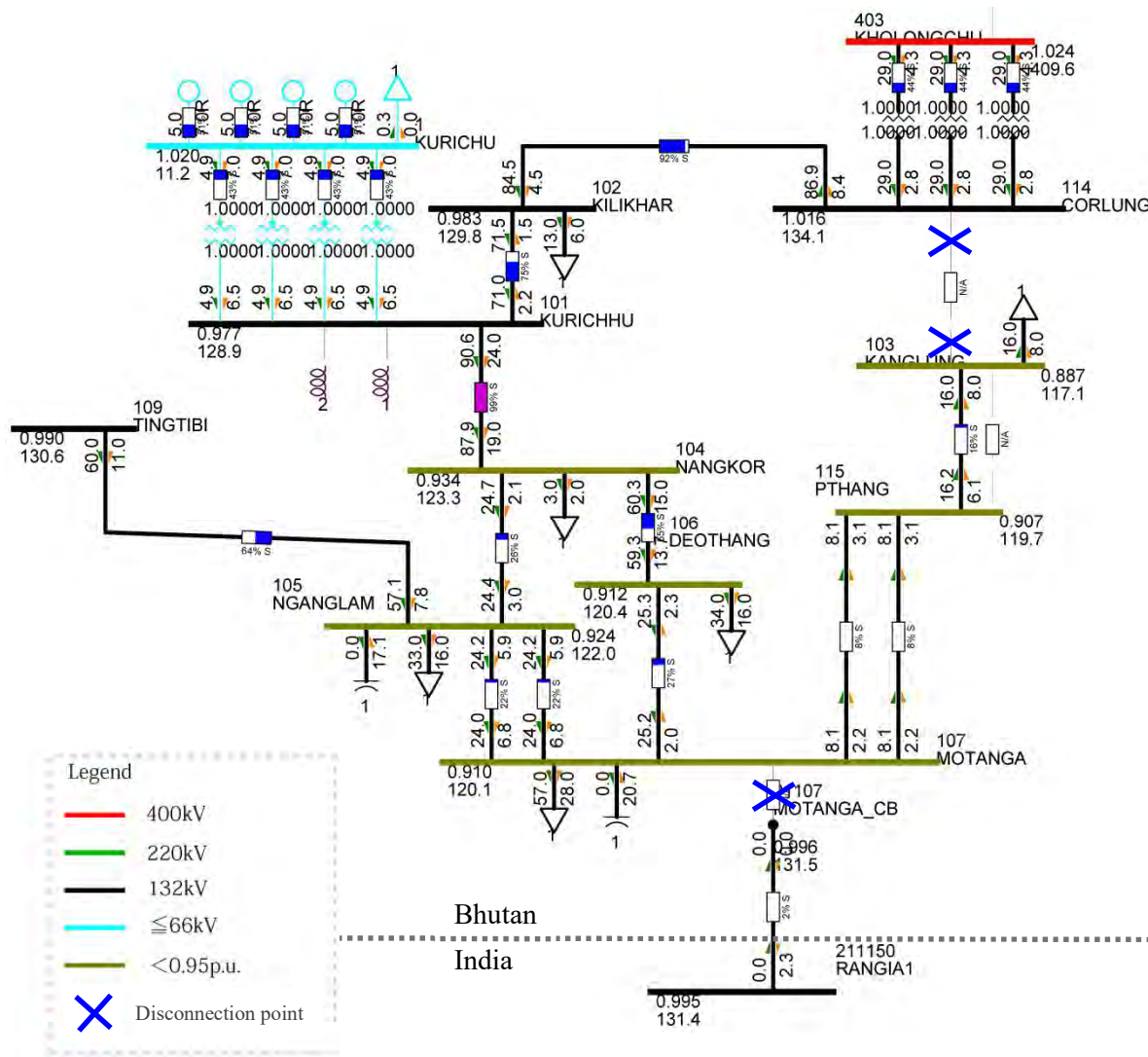
Kurichhu～Nangkor 間 132kV 送電線過負荷に対して、OLR または運転員判断により同区間をトリップさせると、今度は Tingtibi～Nganglam 間 132kV 送電線が過負荷となる（負荷率 146%）。

■ Step-3

Tingtibi～Nganglam 間 132kV 送電線間過負荷に対して同送電線をトリップさせると、今度は Motanga～Rangia 間 132kV 送電線が過負荷となる（負荷率 173%）。Motanga～Rangia 間 132kV 送電線過負荷に対して同送電線をトリップさせると、最終的に Motanga を含む南東部の 132kV 系統全域が停電となる。

■ Step-4

Kanglung～Kholongchhu 間 132kV 送電線事故が永久事故の場合の、停電を解消するための系統構成例を下図に示す。



(出典: JICA 調査団)

図 9-23 Kanglung～Kholongchhu 間 132kV 送電線事故後、停電を解消するための系統構成例

Motanga～Rangia 間 132kV 送電線を開放してインドとの国際 132kV 連系を停止し、かつ 132kV 送電線が過負荷しないように Kurichhu 発電所の出力を調整する必要がある。また、Kanglung 変電所 132kV 母線の電圧が 0.89p.u.と、若干低くなっている。

■ オプション

132kV 送電線連系線でのインドへの送電により、上記 132kV 送電線の過負荷が発生しやすくなっている。Kanglung～Kholongchhu 間 132kV 送電線事故後、直ちにインドとの連系を

遮断するようなルールにするか、最初からインドとの 132kV 連系線を開放しておけば、上記のような停電発生を回避できる可能性が高い。

### 3) 電圧確認

単純に N-1 計算を実施して、母線電圧が適正電圧範囲以下となったケースに示す。

表 9-18 N-1 条件での潮流計算結果: 母線電圧

過負荷設備							電圧適正範囲外			
TL (1)	From			To			CCT No.	低電圧母線		電圧 (%)
TF (0)	Bus No.	Bus Name	(kV)	Bus No.	Bus Name	(kV)				
0	217	Chumdo	220	604	Chumdo	66	1	305 RICB 33	0.88	
								308 Changidapuchu 33	0.89	
0	217	Chumdo	220	604	Chumdo	66	2	305 RICB 33	0.88	
								308 Changidapuchu 33	0.89	
0	208	Singhigaon	220	621	Singhigaon	66	1	621 Singhigaon 66	0.90	

(出典: JICA 調査団)

上記の結果のいずれも 66kV 母線電圧が基準値を下回っているが、電圧対策が必須であるというレベルではない。

### (4) 渇水期の 2025 年断面の潮流解析結果

北西部 66kV 及び 33kV 系統を放射状運用として、N-0 の条件で 2025 年断面の潮流計算を実施した。前述の条件どおり、発電所出力は 20%とし、インドの負荷を調節することで需給バランスを取った。

#### (a) 潮流確認

過負荷設備無し。参考として、比較的重潮流となる設備を以下の表に示す。全体の潮流図については、添付資料参照。

表 9-19 N-0 条件での潮流計算結果: 比較的重潮流となる設備

TL (1)	From			To			CCT No.	Loading (MVA)	Rating (MVA)	Percent (%)
TF (0)	Bus No.	Bus Name	(kV)	Bus No.	Bus Name	(kV)				
1	604	Chumdo	66	623	Khasadrapchu	66	1	34.6	39	88.8
1	613	Gaywathang	66	614	Baso-LS	66	1	24.6	39	63.2
0	208	Singhigaon	220	621	Singhigaon	66	1	41.8	50	83.6
0	208	Singhigaon	220	621	Singhigaon	66	2	26.4	35	75.5

(出典: JICA 調査団)

#### (b) 電圧確認

下図は北西部系統の潮流計算結果を示す。北西部系統の一部で、電圧が適正電圧下限の 0.95p.u. を下回っている。

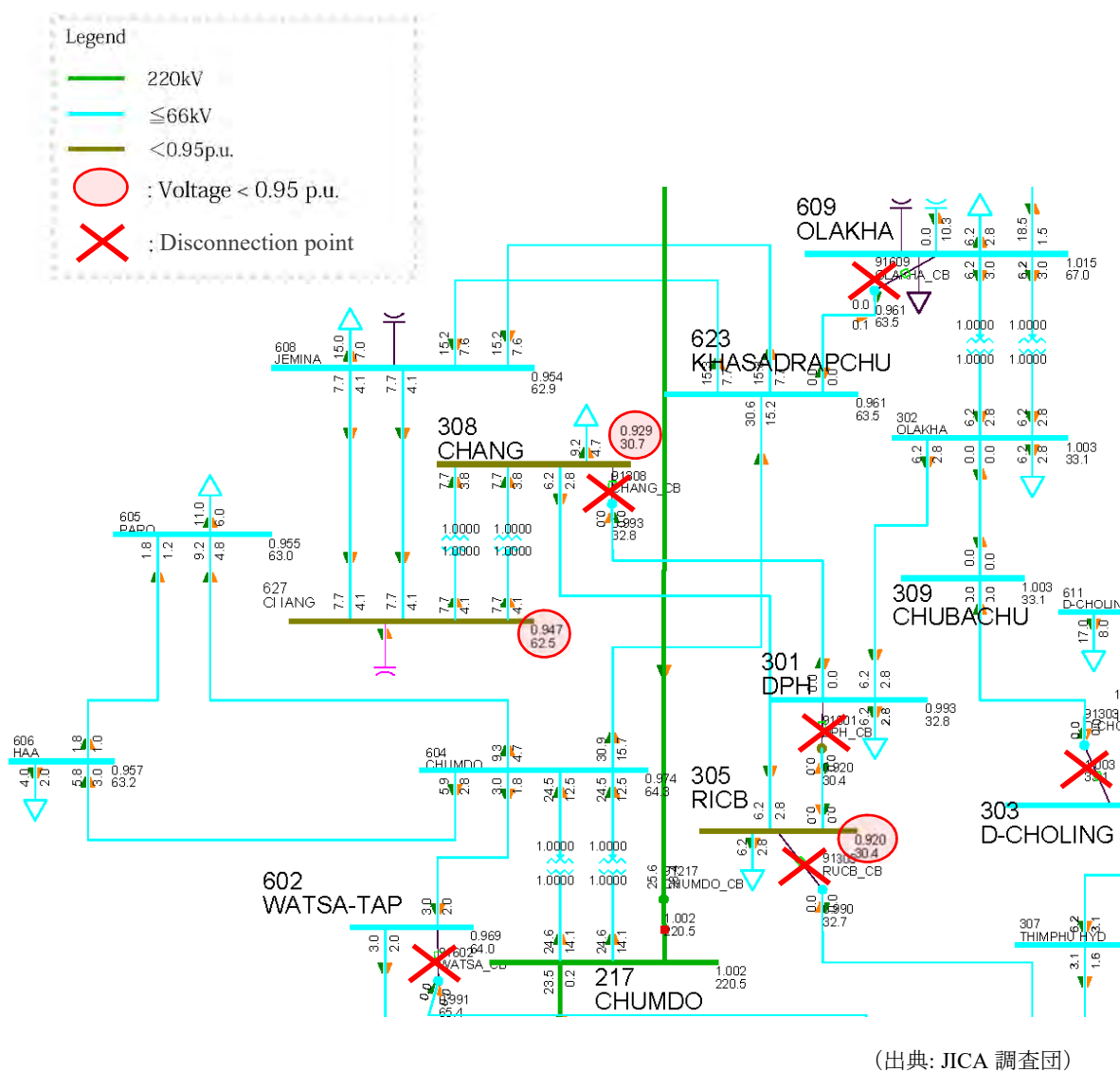
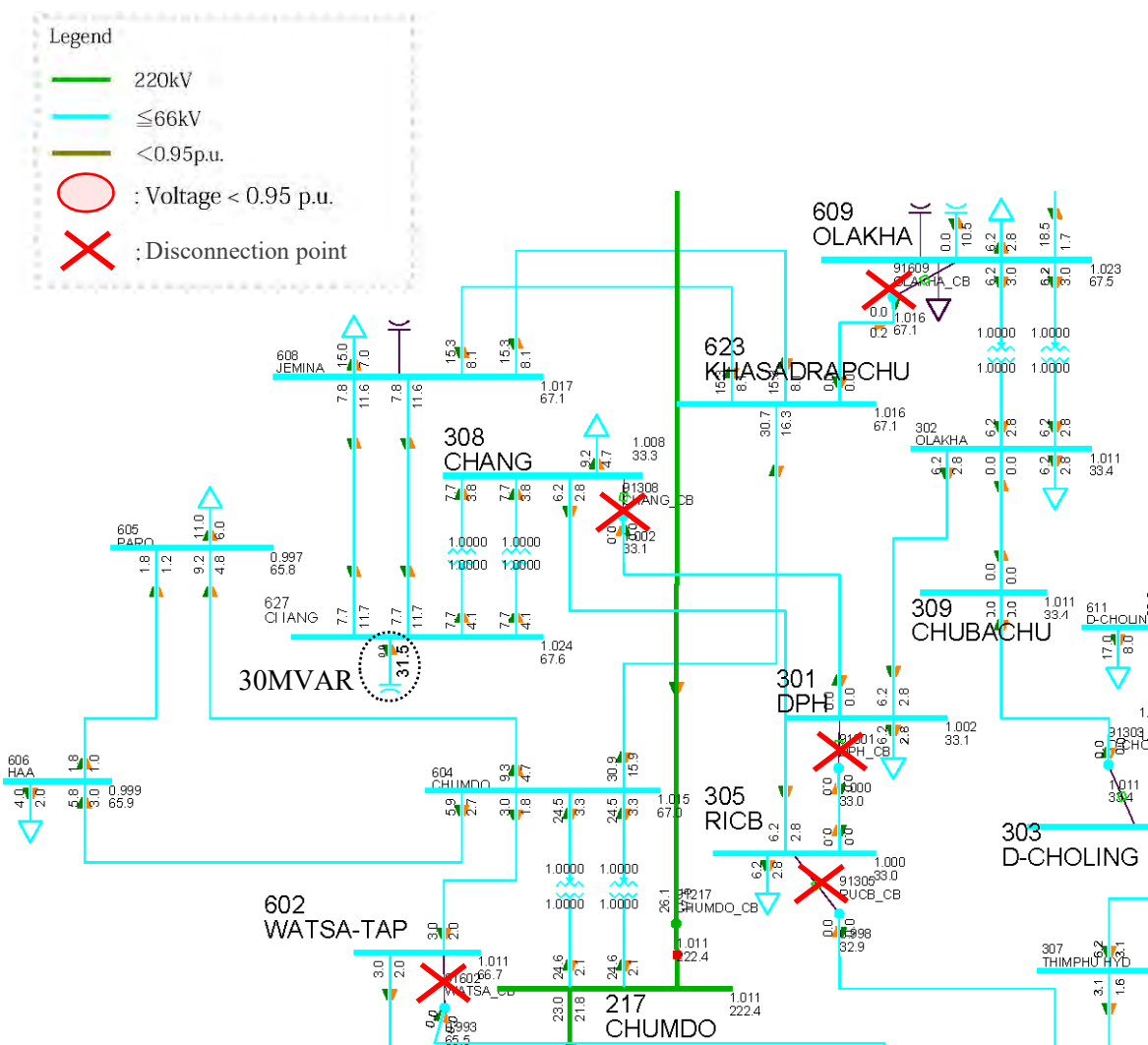


図 9-24 2025 年断面渇水期の北西部系統の潮流計算結果

(c) 低電圧対策

9.2.3(2)b(3)での低電圧対策と同様、Changidapuchu 変電所に 30MVAR のコンデンサを設置した場合の潮流計算結果を示す。



(出典: JICA 調査団)

図 9-25 コンデンサ設置による北西部放射状系統の電圧低下対策

Changidapuchu 変電所に 30MVAR のコンデンサ設置により、下表の通り低電圧が解消される。

表 9-20 コンデンサ設置による低電圧対策の効果

Bus Number	Bus Name	Base kV	Voltage (p.u.)	
			Without Capacitor	With Capacitor
305	RICB	33	0.92	1.00
308	Changidapuchu	33	0.93	1.01
627	Changidapuchu	66	0.95	1.02

(出典: JICA 調査団)

(5) 発電機出力を 110%とした場合の 2025 年断面の潮流解析結果

(a) 対策無しの場合

雨期に発電機出力を 110%とした場合の 2025 年断面の潮流計算を、

- ・ 北西部系統放射状、
- ・ Changidapuchu 変電所に 30MVAR のコンデンサを設置、
- ・ N-0

の条件で実施した。

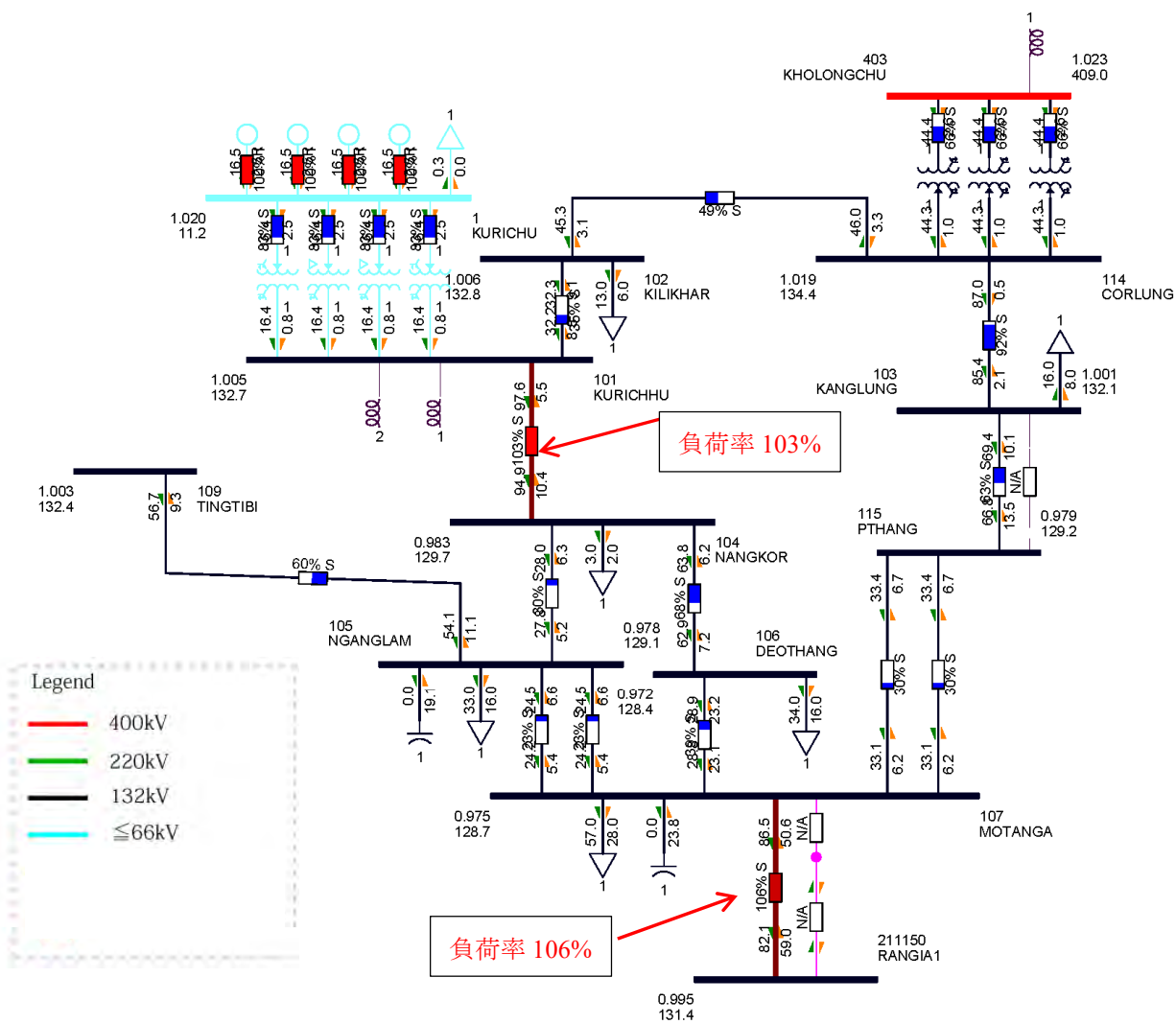
1) 潮流確認

以下の表および図に示す通り、発電機出力を 110%とすると、N-0 の条件で、南東 132kV 系統で一部送電線が過負荷となった。

表 9-21 発電機出力を 110%とした場合の N-0 条件での 2025 年断面潮流計算結果: 過負荷設備

TL (1)	From			To			CCT	Loading	Rating	Percent
TF (0)	Bus No.	Bus Name	(kV)	Bus No.	Bus Name	(kV)	No.	(MVA)	(MVA)	(%)
1	107	Motanga	132	211150	Rangial	132	1	101.1	95	106.4
1	101	Kurichhu	132	104	Nangkor	132	1	97.8	95	102.9

(出典: JICA 調査団)



(出典: JICA 調査団)

図 9-26 発電機出力を 110%とした場合の 2025 年断面南東 132kV 系統の潮流図

2) 電圧確認

全母線、適正電圧範囲内に収まっている。

(b) 南東部でのインド系統との 132kV 連系を分断した場合

南東 132kV 系統での一部送電線過負荷対策として、インド系統との連系を開放した場合の計算結果は以下の通りである。

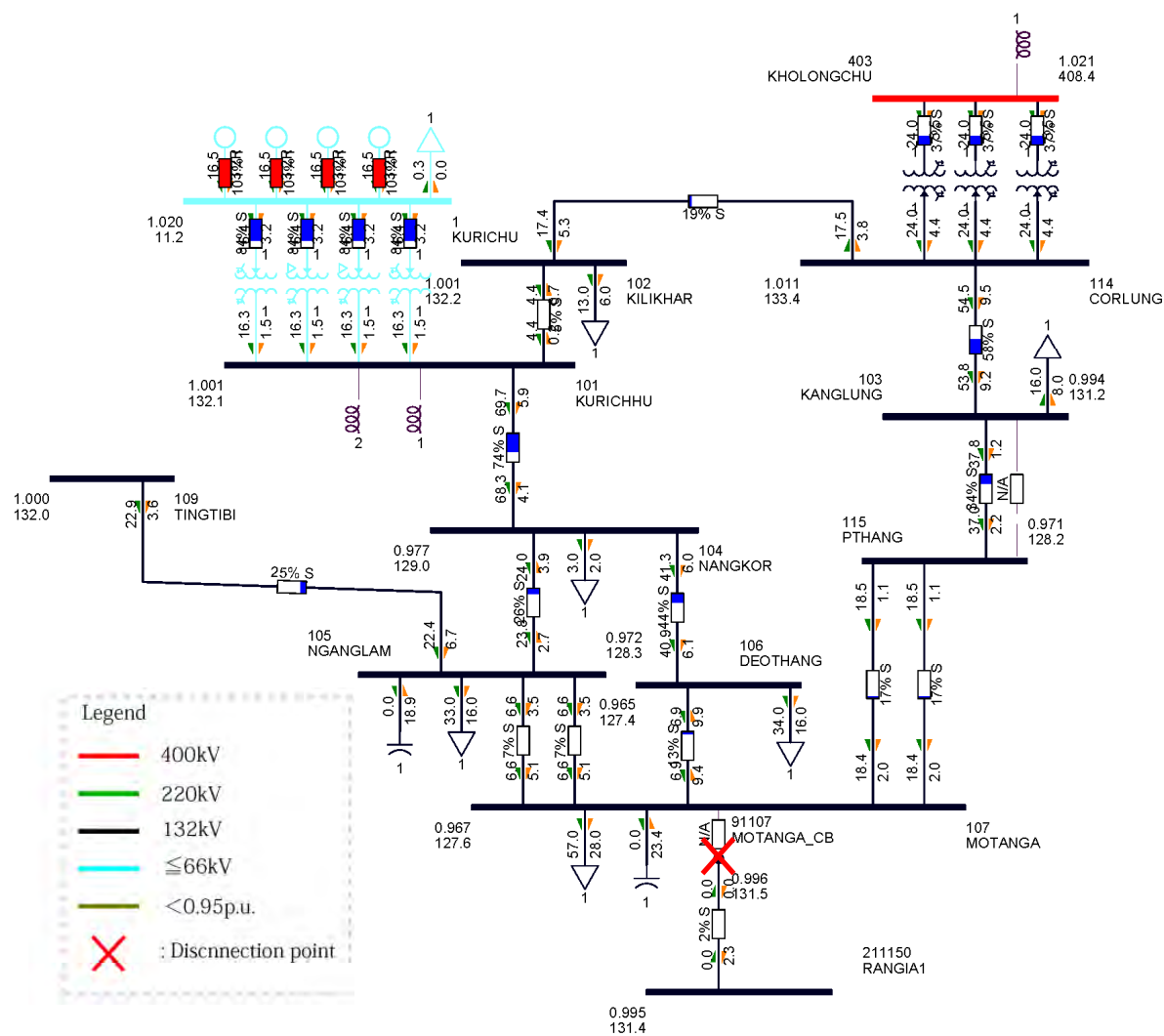


図 9-27 発電機出力を 110%、インドとの南東 132kV 系統連系を開放した場合の潮流図

1) 潮流確認

系統全体についても、過負荷設備無し。参考として、比較的重潮流となる設備を以下の表に示す。



表 9-22 発電機出力を 110%、インドとの南東 132kV 系統連系を開放した場合の潮流計算結果:  
 比較的重潮流となる設備

TL (1)	From			To			CCT	Loading	Rating	Percent
TF (0)	Bus No.	Bus Name	(kV)	Bus No.	Bus Name	(kV)	No.	(MVA)	(MVA)	(%)
1	203	Semtokha	220	204	Baso-ls	220	1	219.4	236	93.0
1	604	Chumdo	66	623	Khasadrapchu	66	1	34.5	39	88.5
0	208	Singhigaon	220	621	Singhigaon	66	1	41.8	50	83.6
0	208	Singhigaon	220	621	Singhigaon	66	2	26.4	35	75.5

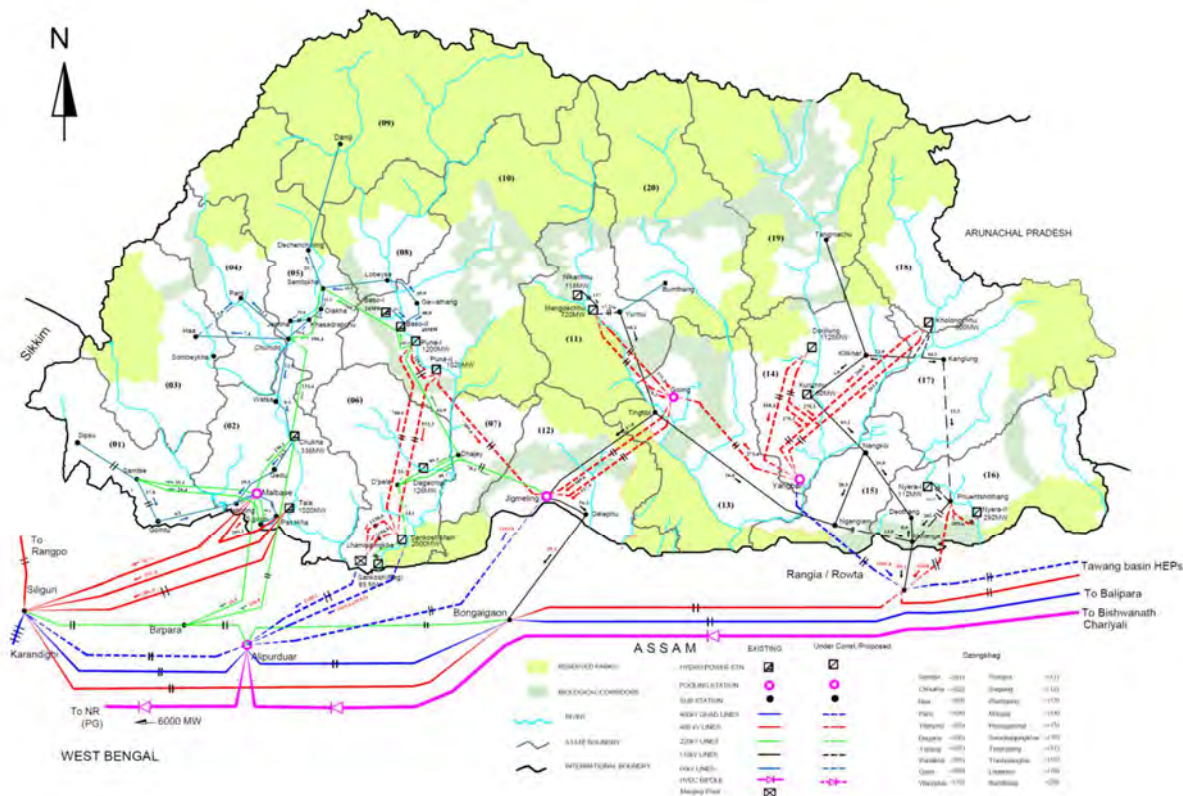
(出典: JICA 調査団)

2) 電圧確認

全母線、適正電圧範囲内に収まっている。

### 9.2.4 2030 年断面

現行計画では、2030 年断面の系統図は下図の通り。



(出典: NTGMP of Bhutan-2018)

図 9-28 2030 年断面の系統図

#### (1) 2030 年断面での開発計画

##### (a) 2030 年断面までに開発される計画の電源

2030 年断面までには、Dorjilung、Sankosh、Nyera Amari I & II の各水力発電所が運転開始している計画であり、これらの発電機および対応する送電設備が 2030 年断面検討用のモデルには含まれている。以下は、2025 年断面からの変更点を示す。

表 9-23 追加設備 (2030 年まで)

発電設備		
地点名	出力	
Sankosh	2,585MW	(312.5MW x 8 台、28.3MW x 3 台)
Dorjilung	600MW	(150MW x 4 台)
Nyera Amari-I	112MW	(56MW x 2 台)
Nyera Amari-II	292MW	(97.3MW x 3 台)

送電線			
電圧	From	To	主仕様
400kV	PHEP-I	Sankosh RB	1 x 2 回線送電線、Moose (Twin)、82.9km
400kV	PHEP-II	Sankosh LB	1 x 2 回線送電線、Moose (Twin)、70.5km
400kV	Sankosh RB	Lhamoizingkha	1 x 2 回線送電線、Moose (Twin)、20.0km
400kV	Sankosh LB	Lhamoizingkha	1 x 2 回線送電線、Moose (Twin)、20.0km
400kV	Sankosh RB, LB	Alipurduar	1 x 2 回線送電線、Moose x 4 導体、79.0km
220kV	Sankosh	Sankosh (Regulation)	1 x 2 回線送電線、Zebra、13.0km
220kV	Dagapela	Sankosh	1 x 1 回線送電線、Zebra、28.0km
400kV	Dorjilung	Yangbari	2 x 2 回線送電線、Moose (Twin)、38.0km
400kV	Yangbari	Rangia	1 x 2 回線送電線、Moose x 4 導体、40.0km
132kV	Nyera Amari-I	Phuentshothang	1 x 2 回線送電線、Panther、5.0km
400kV	Nyera Amari-II	Phuentshothang	1 x 2 回線送電線、Moose (Twin)、5.0km

変電設備		
電圧	地点	主仕様
400/220kV	Sankosh	変圧器 2 x 104 MVA
400kV	Sankosh RB, LB	昇圧用変圧器、8 x 382MVA
220kV	Sankosh (Regulation)	昇圧用変圧器、3 x 35MVA
400kV	Dorjilung	昇圧用変圧器、6 x 240MVA
132kV	Nyera Amari-I	昇圧用変圧器、2 x 78MVA
400kV/132kV	Phuentshothang	変圧器 3 x 67 MVA
400kV	Nyera Amari-II	昇圧用変圧器、3 x 135MVA

(出典: NTGMP of Bhutan-2018)

(b) コンデンサ

NTGMP of Bhutan-2018 で 2025 年断面の電圧維持に必要とされているコンデンサを基本とした。  
(表 9-5 参照)

(2) 北西部の系統構成

2030 年断面では、北西部の系統構成は放射状系統を基本とした。

2025 年断面 (表 9-13 参照) との違いは、Semtokha~Chumdo 間 220kV 送電線も開放している点である。Semtokha~Chumdo 間 220kV 送電線を開放する理由は、後に述べる。

(3) N-0 条件での 2030 年断面の潮流解析

(a) 2030 年断面基本ケースの N-0 条件での潮流解析

N-0 条件で計算した結果は以下の通り。

1) 潮流確認

過負荷設備無し。参考として、重潮流設備を以下の表に示す。全体の潮流図については、添付資料参照。

表 9-24 N-0 条件での潮流計算結果: 重負荷設備

TL (1) TF (0)	From			To			CCT No.	Loading (MVA)	Rating (MVA)	Percent (%)
	Bus No.	Bus Name	(kV)	Bus No.	Bus Name	(kV)				
1	623	Khasadrapchu	66	91604	Chumdo CB2	66	1	38.8	39	99.5
1	107	Motanga	132	211150	Rangial	132	1	86.5	95	91.1
0	208	Singhigaon	220	621	Singhigaon	66	1	43.3	50	86.5
0	208	Singhigaon	220	621	Singhigaon	66	2	27.3	35	78.1

TL(1): Transmission Line, TF(0): Transformer

(出典: JICA 調査団)

## 2) 電圧確認

以下の表に最低許容電圧 (0.95p.u.) 以下となった母線を示す。

表 9-25 N-0 条件での潮流計算結果: 母線電圧が適正電圧以下となる母線

Bus Number	Bus Name	Base kV	Code	Voltage (p.u.)
612	Lobeysa	66	1	0.94
305	RICB	33	1	0.95

(出典: JICA 調査団)

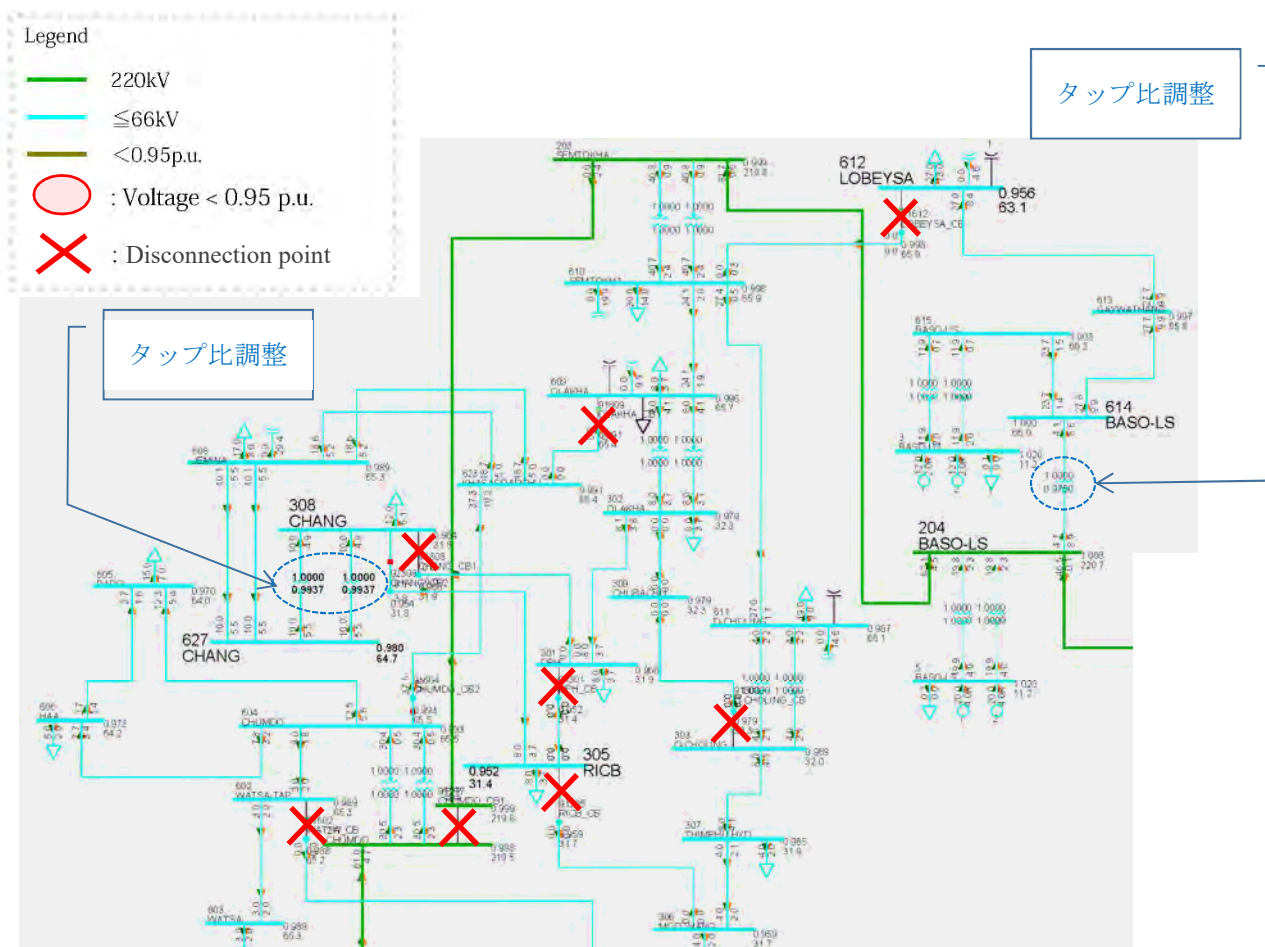
Lobeysa 変電所 66kV 母線及び RIBC 変電所 33kV 母線が最低許容電圧以下であるが、ごく僅か足りないだけであり、設備対策が必須というわけではない。

## 3) 低電圧対策

既に説明した通り、設備対策は不要であるレベルである。一方、一般的には変圧器タップ比を調整することで、低電圧が解消できる可能性もある。

上記の低電圧対策として、

- Lobeysa の低電圧: Basochhu 発電所の変圧器タップ比調整
  - RIBC の低電圧: Changidapuchu 変電所の変圧器タップ比調整
- について、確認した。下図に、タップ比調整後の潮流図を示す。



(出典: JICA 調査団)

図 9-29 2030 年断面、タップ比調整による北西部系統の低電圧解消

下表は、タップ比調整による低電圧改善効果を示す。

表 9-26 2030 年断面、タップ比調整前後の電圧比較

Bus Number	Bus Name	Base kV	Code	Voltage (p.u.)	
				Before	After
612	Lobeysa	66	1	0.940	0.956
305	RICB	33	1	0.946	0.952

(出典: JICA 調査団)

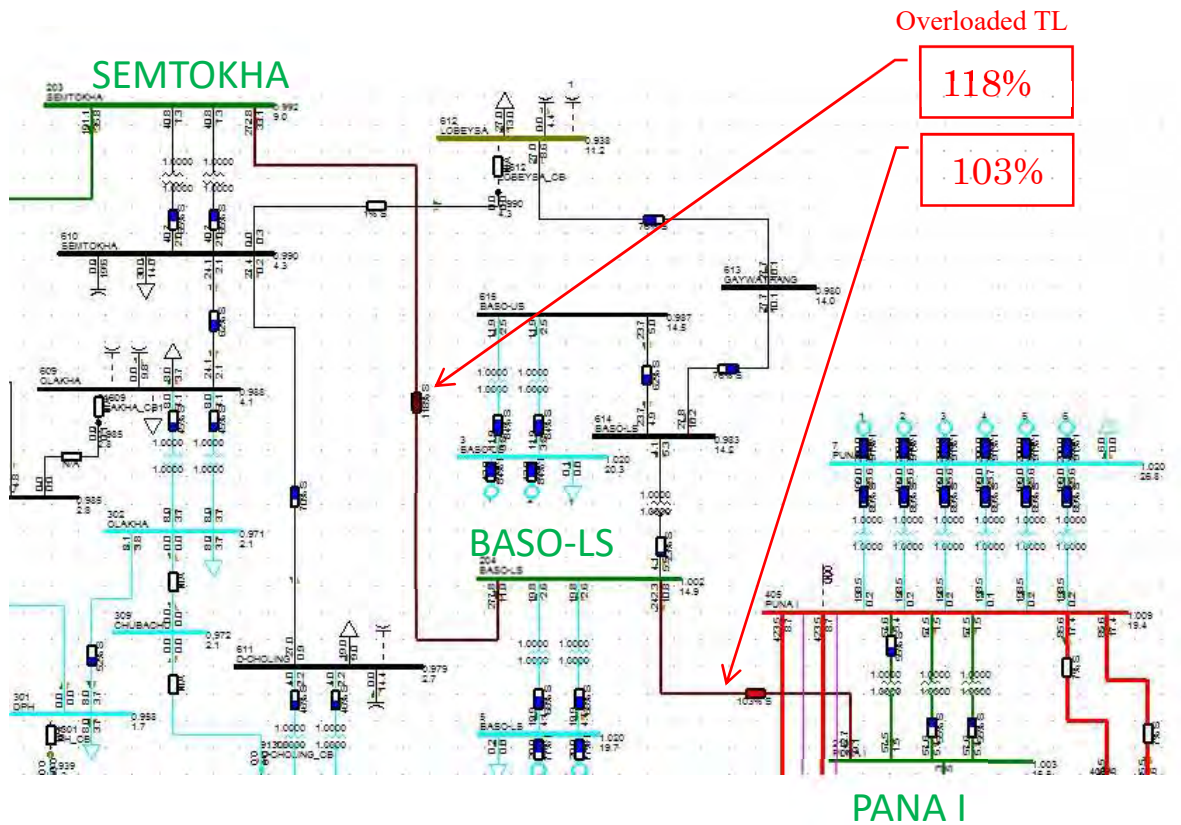
(b) 2030 年断面で北西部 220kV 系統をループ系統とした場合

1) N-0 条件での 2030 年断面の潮流解析結果

北西部 220kV 系統をループ系統とし、N-0 条件で計算した結果は以下の通り。

a) 潮流確認

下図に示す通り、Punatsangchhu～Semtokha 間の 220kV 送電線が常時過負荷となるため、何らかの対策が必要である。



(出典: JICA 調査団)

図 9-30 2030 年断面の北西部 220kV 系統をループ構成にした場合の潮流計算結果

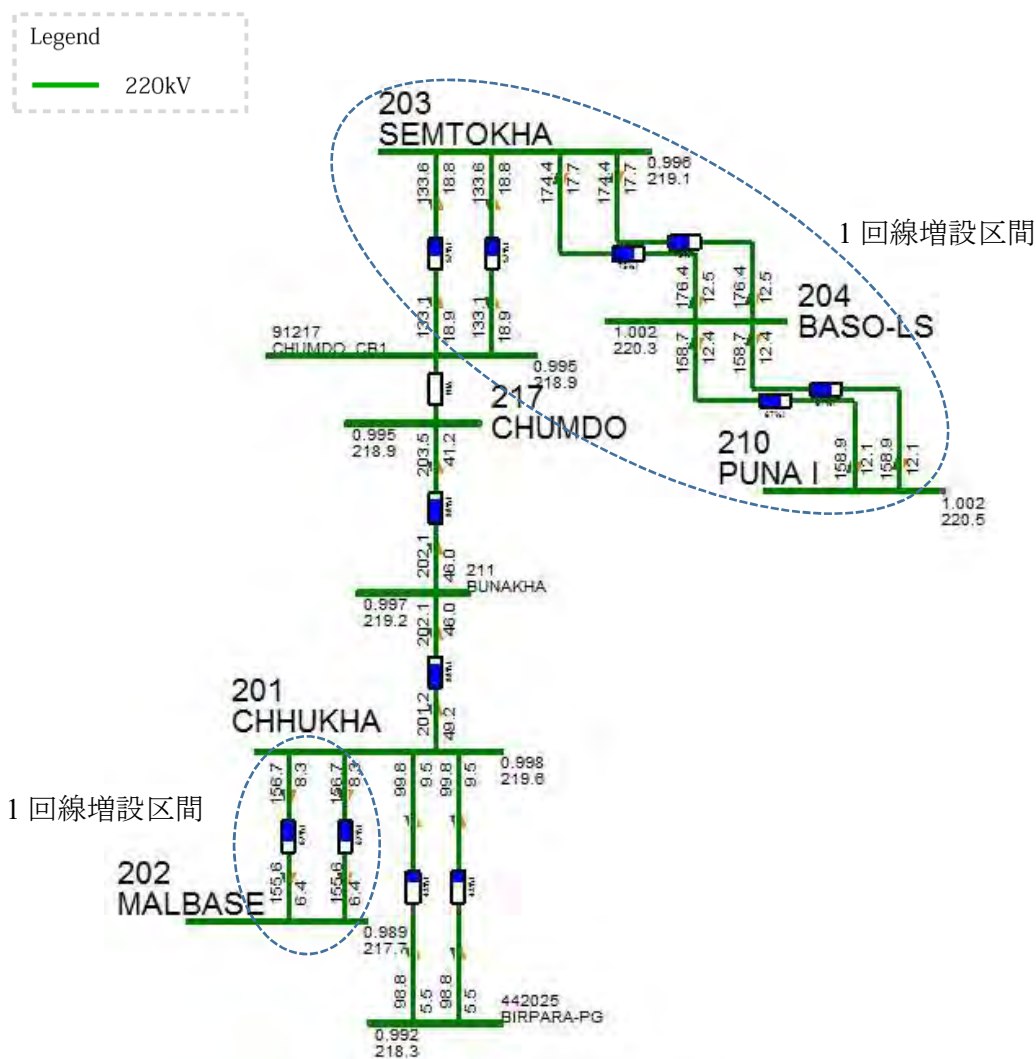
この対策としては、

- 220kV 系統の適切な箇所 で分断する
  - 220kV 送電線を増強する
- という案が考えられる。

2) 北西部 220kV 系統をループ系統とし、北西部 220kV 系統を増強

図 9-30 に示される、Punatsangchhu～Semtokha 間の 220kV 送電線過負荷箇所の対策として、同区間にさらに 1 回線 220kV 送電線を新設した場合の潮流計算を実施した。その結果、送電線増設区間のインピーダンスが減ったことにより、Semtokha～Chumdo 間（負荷率 102%）、及び Chhukha～Malbase 間（負荷率 106%）220kV 送電線が過負荷となる。

この過負荷区間の 220kV 送電線を増設した場合の概略潮流図を以下に示す。



(出典: JICA 調査団)

図 9-31 2030 年断面、北西部 220kV 系統をループ構成にして Punatsangchhu～Chumdo 間及び Chhukha～Malbase 間の 220kV 送電線を増設した場合の潮流計算結果

この系統構成案も一つのオプションである。Punatsangchhu～Chumdo 間 220kV 送電線は、首都 Thimphu およびその周辺に供給する重要ルートであり、2030 年断面で 2 回線化するメリットがある。一方、現状の電源計画では 2035 年断面で Bunakha 発電所の運転開始に合わせて Bunakha～Malbase 間 220kV 2 回線送電線が運転開始し、将来の Chhukha～Malbase 間 220kV 送電線の潮流はむしろ減る方向であるため、2030 年断面の時点で 2 回線化するメリットは大きくない。Chhukha～Malbase 間 220kV 送電線の増設を回避しつつ Punatsangchhu～Chumdo 間 220kV 送電線を 2 回線化するのは、Bunakha～Malbase 間 220kV 2 回線送電線が運転開始後にするのが合理的である。

(4) N-1 条件での 2030 年断面の潮流解析

- (a) 2030 年断面で北西部 220kV 系統を放射状とする場合での N-1 条件での潮流解析結果  
北西部 220kV 系統を放射状とし、N-1 条件で潮流計算を実施した。

1) 系統分断するケース

a) 系統分断するケース一覧

以下の表に、N-1 状態で系統分割され、一部負荷が停電に至るケースを示す。停電に至る負荷が最も多いのは、Basochhu～Punatsangchhu-I 間の 220kV 送電線事故のケースであり、108MW が停電になる。

表 9-27 N-1 条件での潮流計算結果: 系統分断を伴う場合

事故設備							CCT No.	分離し た母線 の数	供給支 障電力 (MW)
TL (1)	From			To					
TF (0)	Bus No.	Bus Name	(kV)	Bus No.	Bus Name	(kV)			
1	204	Baso-LS	220	210	Punatsangchhu II	220	1	22	108
1	203	Semtokha	220	204	Baso-LS	220	1	15	81
1	201	Chhukha	220	217	Chumdo	220	1	15	60
1	623	Khasadrapchu	66	91604	Chumdo CB2	66	1	8	37
1	610	Semtokha	66	611	Dechencholing	66	1	5	27
1	612	Lobeysa	66	614	Baso-LS	66	1	2	27
1	609	Olakha	66	610	Semtokha	66	2	6	24
1	602	Watsa-tap	66	604	Chumdo	66	2	2	3
1	602	Watsa-tap	66	603	Watsa	66	1	1	3
0	204	Baso-LS	220	614	Baso-LS	66	1	5	27

TL(1) : Transmission Line, TF(0) : Transformer

(出典: JICA 調査団)

b) Basochhu～Punatsangchhu間220kV送電線事故

Basochhu～Punatsangchhu 間 220kV 送電線事故が発生した後にメインの系統から分離し、停電となる負荷を図 9-32 に示す。

当該事故が永久事故の場合であっても、事故前には開放していた Semtokha～Chumdo 間 220kV 送電線により一旦停電した負荷に電力を供給することが可能である。図 9-33 に、Chumdo 側から供給する場合の潮流図を示す。



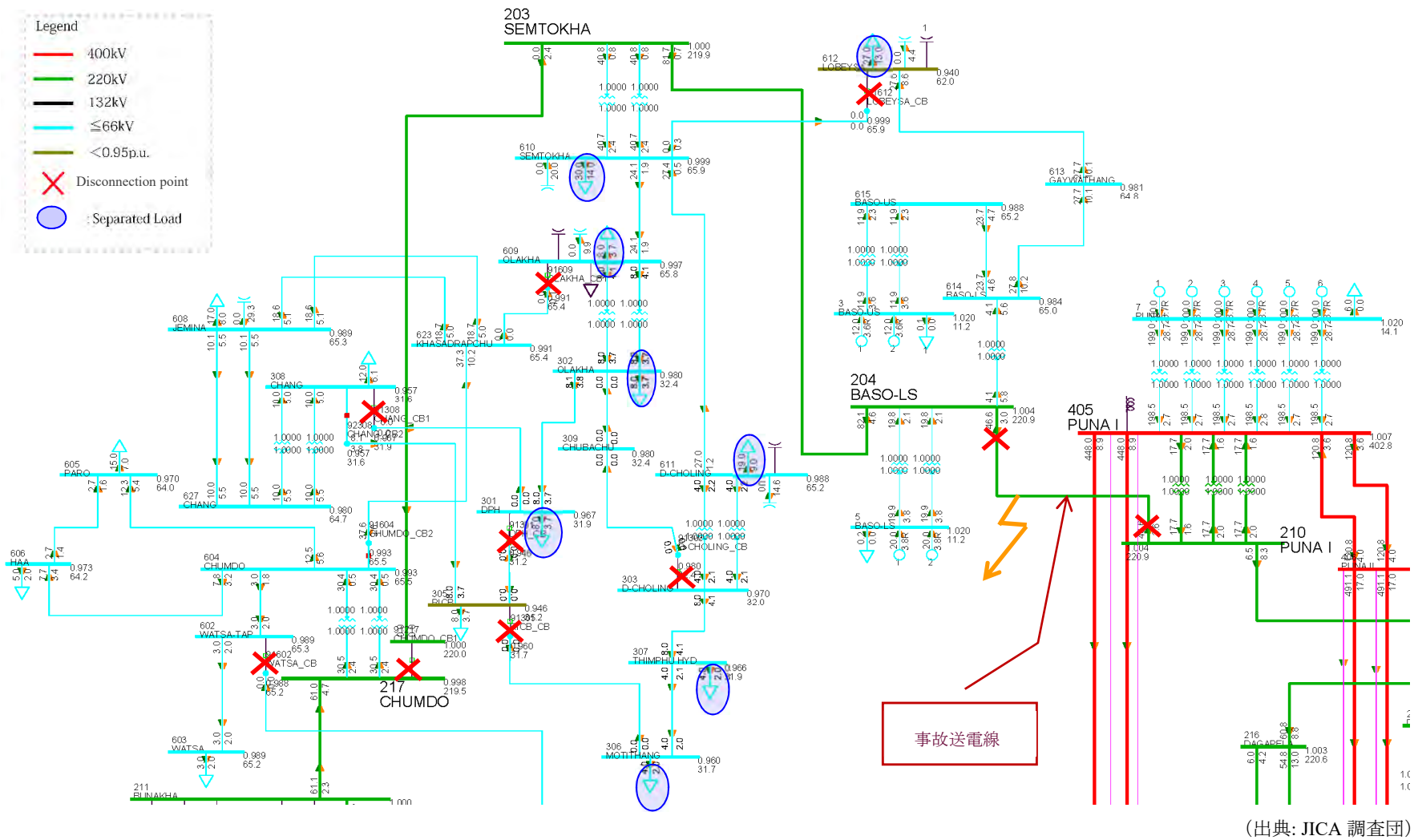
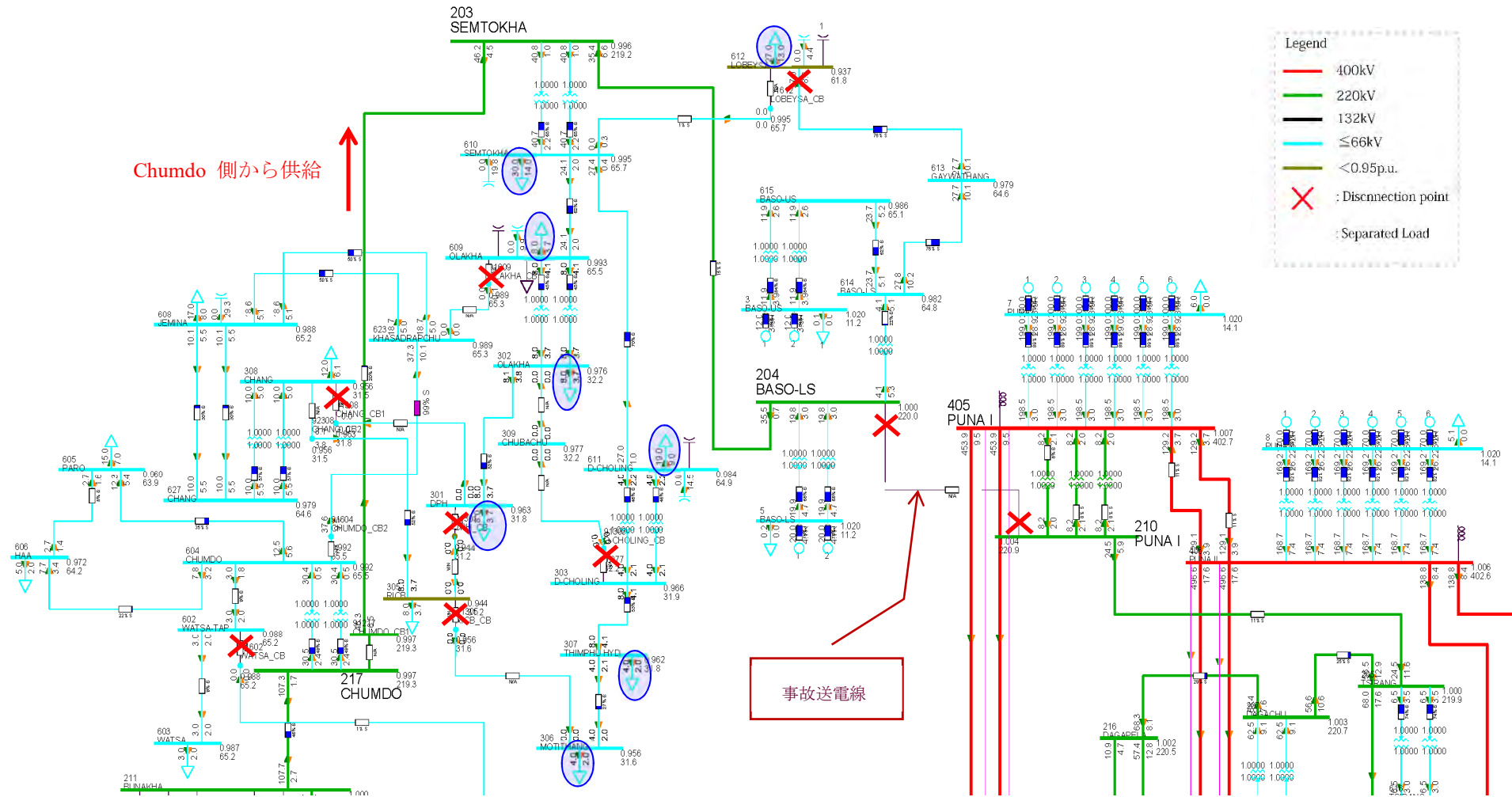


図 9-32 2030 年断面、Basochhu～Punatsangchhu 間 220kV 送電線事故で一部系統が分離し停電に至るケース



(出典: JICA 調査団)

図 9-33 2030 年断面、Basochhu~Punatsangchhu 間 220kV 送電線事故後負荷供給するするための系統構成

c) Basochhu～Semtokha間220kV送電線事故

表 9-27 で、2 番目に停電に至る負荷が多いのは、Basochhu～Semtokha 間 220kV 送電線事故のケースである。当該事故が永久事故の場合であっても、事故前には開放していた Semtokha～Chumdo 間 220kV 送電線により一旦停電した負荷に電力を供給することは可能である。

d) Chhukha～Chumdo間220kV送電線事故

当該事故が永久事故の場合であっても、事故前には開放していた Semtokha～Chumdo 間 220kV 送電線により一旦停電した負荷に電力を供給することが可能である。

以上のことから、Punatsangchhu-I～Chhukha 間の 220kV 送電線のうち、どの送電線区間で開放しても、大きな問題もなく送電可能である。

2) 過負荷確認

a) 過負荷設備一覧

以下の表に、N-1 状態で過負荷となる設備を示す。

表 9-28 2030 年断面、N-1 条件での潮流計算結果: 過負荷設備

事故設備							過負荷設備						負荷率 (%)
TL (1)	From			To			CCT						
TF (0)	Bus No.	Bus Name	(kV)	Bus No.	Bus Name	(kV)	No.						
1	107	Motanga	132	115	Phuentshothang	132	1	107 Motanga	132	115 Phuentshothang	132	2	144.6
1	107	Motanga	132	115	Phuentshothang	132	2	107 Motanga	132	115 Phuentshothang	132	1	144.6
1	101	Kurichhu	132	104	Nangkor	132	1	107 Motanga	132	115 Phuentshothang	132	1	105.0
								107 Motanga	132	115 Phuentshothang	132	2	105.0
1	112	Mangdechhu	132	113	Nikachhu	132	1	112 Mangdechhu	132	113 Nikachhu	132	2	104.8
1	112	Mangdechhu	132	113	Nikachhu	132	2	112 Mangdechhu	132	113 Nikachhu	132	1	104.8
0	208	Singhigaon	220	621	Singhigaon	66	1	208 Singhigaon	220	621 Singhigaon	66	2	221.9
0	205	Tsirang	220	616	Tsirang	66	1	205 Tsirang	220	616 Tsirang	66	2	149.4
0	205	Tsirang	220	616	Tsirang	66	2	205 Tsirang	220	616 Tsirang	66	1	149.4
0	208	Singhigaon	220	621	Singhigaon	66	2	208 Singhigaon	220	621 Singhigaon	66	1	144.7
0	203	Semtokha	220	610	Semtokha	66	1	203 Semtokha	220	610 Semtokha	66	2	131.0
0	203	Semtokha	220	610	Semtokha	66	2	203 Semtokha	220	610 Semtokha	66	1	131.0
0	108	Gelephu	132	622	Gelephu	66	1	108 Gelephu	132	622 Gelephu	66	2	125.5
0	108	Gelephu	132	622	Gelephu	66	2	108 Gelephu	132	622 Gelephu	66	1	125.5
0	404	Mangdechhu	400	112	Mangdechhu	132	1,2,3	109 Tingtibi	132	110 Yurmo	132	1	113.9
0	202	Malbase	220	618	Malbase	66	1	202 Malbase	220	618 Malbase	66	2	100.5
								202 Malbase	220	618 Malbase	66	3	100.5
0	202	Malbase	220	618	Malbase	66	2	202 Malbase	220	618 Malbase	66	1	100.5
								202 Malbase	220	618 Malbase	66	3	100.5
0	202	Malbase	220	618	Malbase	66	3	202 Malbase	220	618 Malbase	66	2	100.5
								202 Malbase	220	618 Malbase	66	1	100.5

TL(1): Transmission Line, TF(0): Transformer

(出典: JICA 調査団)

b) Singhigaon変電所での変圧器事故

2020 年、2025 年断面の結果と同様、Singhigaon 変電所での変圧器事故で最も過負荷率が高い。Singhigaon 変電所に容量 50MVA の変圧器を増設する対策は 1 つのオプションであると考えられる。もしも Singhigaon 変電所での変圧器増設をしない場合は、変圧器が永久事故になった場

合は 2020 年、2025 年断面の結果と同様に、残った 35MVA の変圧器の容量以内で、適切な 66kV 送電線を選択して送電することになる。

- c) その他変電所での変圧器事故  
 各変電所の最大容量変圧器と同じ容量の変圧器を増設する対策がオプションとなりうる。
- d) 南東部132kV送電線過負荷  
 2030 年時点では、インドの Rangia 変電所に、Phuentshothang 変電所から 2 回線、Yangbari から 2 回線の 400kV 送電線が引き込まれる計画であり、Motanga～Rangia 間 132kV 送電線を常時開放してもインド側で問題が発生しない可能性が高い。以下の表に、Motanga～Rangia 間 132kV 送電線を常時開放した場合の、特に送電線のみについて N-1 状態での計算結果を取りまとめた。

表 9-29 2030 年断面、Motanga～Rangia 間 132kV 送電線を開放した N-1 条件での潮流計算結果: 過負荷設備

事故設備							過負荷設備						負荷率 (%)		
TL (1)	From			To			CCT								
TF (0)	Bus No.	Bus Name	(kV)	Bus No.	Bus Name	(kV)	No.								
1	107	Motanga	132	115	Phuentshothang	132	1	107	Motanga	132	115	Phuentshothang	132	2	110.0
1	107	Motanga	132	115	Phuentshothang	132	2	107	Motanga	132	115	Phuentshothang	132	1	110.0
1	112	Mangdechhu	132	113	Nikachhu	132	1	112	Mangdechhu	132	113	Nikachhu	132	2	104.9
1	112	Mangdechhu	132	113	Nikachhu	132	2	112	Mangdechhu	132	113	Nikachhu	132	1	104.9

(出典: JICA 調査団)

Motanga～Phuentshothang 間 132kV 送電線の過負荷は 110%で、適切な発電機の出力抑制により過負荷を解消できるレベルである。

- 3) 電圧確認  
 北西部系統を放射状系統、南東部のインドとの 132kV 連系なしとして N-1 条件で潮流計算を実施して、母線電圧が適正電圧範囲以下となったケースに示す。

表 9-30 N-1 条件での潮流計算結果: 母線電圧

事故設備							電圧適正範囲外				
TL (1)	From			To			CCT	低電圧母線		電圧 (p.u.)	
TF (0)	Bus No.	Bus Name	(kV)	Bus No.	Bus Name	(kV)	No.				
0	208	Singhigaon	220	621	Singhigaon	66	1	621	Singhigaon	66	0.88

(出典: JICA 調査団)

Singhigaon 変電所の変圧器事故時に同変電所 66kV 母線電圧が基準値を下回っているが、電圧対策が必須であるというほどのレベルではない。

- (5) 事故電流計算  
 比較的厳しめの条件で、2030 年断面で事故電流を計算した。

(a) 事故電流計算のための検討条件

電源計画については、NTGMP of Bhutan-2018 の通り。系統構成については基本的に NTGMP of Bhutan-2018 に基づきつつも、以下の修正を行った。

- 北西部 66kV 及び 33kV 系統については、放射状系統
- 西部 220kV 系統については、厳しめの条件としてループ構成。ループ構成を可能とするため、Punatsangchhu-I 発電所～Chhukha 変電所まで 2 回線化。線種については、2050 年断面で必要となる、Zebra 複導体とした。
- Chhukha 変電所～Malbase 間の過負荷については、低弛度増容量電線等に張り替えることを想定し、現状のインピーダンスのままとして計算。

(b) 事故電流計算結果

母線における短絡電流は、以下の表の通り。

表 9-31 事故電流計算結果

400kV			220kV			132kV		
Bus No.	Bus name	Fault Current (kA)	Bus No.	Bus name	Fault Current (kA)	Bus No.	Bus name	Fault Current (kA)
444073	Alipurduar	45.9	442071	Siliguri-PG	30.7	115	Phuentshothang	19.4
444072	Siliguri-PG	45.8	212190	Bongaigaon	29.9	611150	Rangial	16.9
644072	Siliguri-PG	45.4	642071	Siliguri-PG	29.5	211150	Rangial	16.8
409	Lhamoizingkha	39.1	612190	Bongaigaon	29.5	116	Nyera Amari-I	16.2
406	Punatsangchhu II	38.1	442073	Alipurduar	25.6	107	Motanga	13.8
418	Sankosh LB	38.0	212203	Rangia	21.5	112	Mangdechhu	10.5
214170	Bongaigaon	38.0	442025	Birpara-PG	21.3	110	Yurmo	9.8
214151	Rangia	37.8	201	Chhukha	16.6	114	Kholongchhu	9.7
419	Sankosh RB	37.4	212380	Rangia2	16.5	113	Nikachhu	9.1
614170	Bongaigaon	37.1	206	Jigmeling	15.5	106	Deothang	9.1
614151	Rangia	36.6	210	Punatsangchhu I	14.4	105	Nganglam	8.6
405	Punatsangchhu I	35.9	211	Bunakha	14.0	111	Jigmeling	8.0
410	Yangbari	35.6	204	Baso-LS	13.9	104	Nangkor	7.7
407	Jigmeling	33.1	202	Malbase	13.4	109	Tingtibi	7.3
408	Goling	31.7	612380	Rangia2	13.4	101	Kurichhu	6.6
411	Dorjilung	28.2	205	Tsirang	13.0	103	Kanglung	6.5
404	Mangdechhu	25.1	217	Chumdo	12.3	102	Kilikhar	6.4
401	Tala	20.5	208	Singhigaon	12.1	108	Gelephu	5.5
414	Phuentshothang	17.9	207	Dagachhu	12.1	211550	Salakati	5.1
403	Kholongchhu	17.1	216	Dagapela	12.1			
413	Nyera-Amari II	17.1	612203	Rangia	11.8			
402	Malbase	16.1	203	Semtokha	11.8			
				Sankosh RB	9.5			
				Birpara-PG	9.3			
				Sankosh (reg.)	8.2			
				Samtse	7.2			
				Sankosh LB	7.1			
				Alipurduar	3.6			

(出典: JICA 調査団)

事故電流は遮断器の許容値を下回っており、特に問題はない。

(6) 渇水期の 2030 年断面の潮流解析結果

北西部系統を放射状、南東部のインドとの 132kV 連系なしとして N-0 の条件で 2030 年断面の潮流計算を実施した。前述の条件どおり、発電所出力は 20% とし、インドの負荷を調節することで需給バランスを取った。

(a) 潮流確認

過負荷設備無し。参考として、比較的重潮流設備を以下の表に示す。全体の潮流図については、添付資料参照。

表 9-32 N-0 条件での潮流計算結果: 比較的重潮流となる設備

TL (1) TF (0)	From Bus No.	Bus Name	(kV)	To Bus No.	Bus Name	(kV)	CCT No.	Loading (MVA)	Rating (MVA)	Percent (%)
1	623	Khasadrapchu	66	91604	Chumdo CB2	66	1	38.6	39	99.0
1	613	Gaywathang	66	614	Baso-LS	66	1	29.6	39	75.9
0	208	Singhigaon	220	621	Singhigaon	66	1	43.3	50	86.6
0	204	Baso-LS	220	614	Baso-LS	66	1	24.8	30	82.6

(出典: JICA 調査団)

(b) 電圧確認

下図は北西部系統の潮流計算結果を示す。北西部系統の一部で、電圧が適正電圧下限の 0.95p.u. を下回っている。

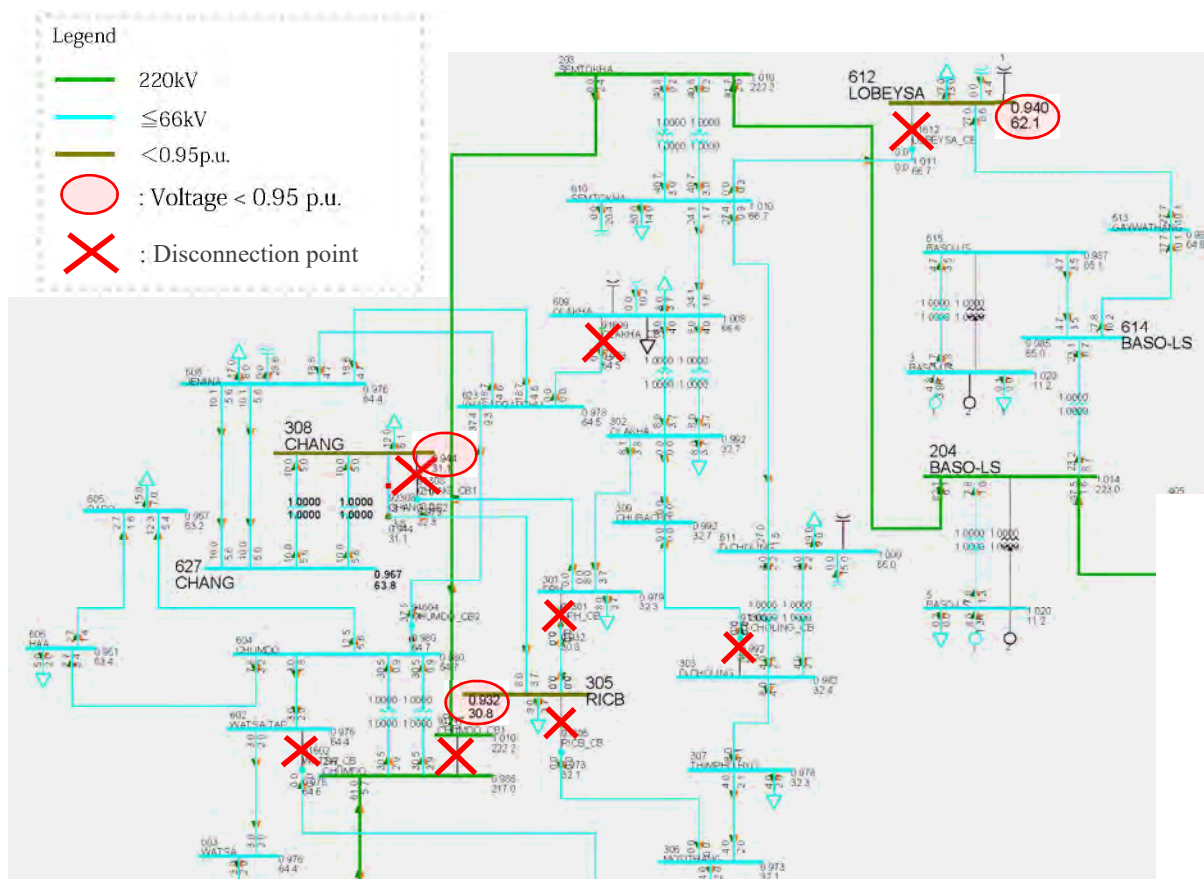


図 9-34 2030 年断面渇水期の北西部系統の潮流計算結果

(c) 低電圧対策

豊水期での検討と同様、低電圧の解消のために Changidapuchu 変電所および Basochhu 発電所の変圧器のタップ比を調整する。下表に、タップ比調節後の電圧改善効果を示す。

表 9-33 2030 年断面渇水期の北西部系統の潮流計算結果、タップ比調整前後の電圧比較

Bus Number	Bus Name	Base kV	Voltage (p.u.)	
			Before	After
305	RICB	33	0.93	0.95
612	Lobeysa	66	0.94	0.95
308	Changidapuchu	33	0.94	0.96

(出典: JICA 調査団)

タップ比の調整により、低電圧を許容値以内に改善可能である。

(7) 発電機出力を 110%とした場合の 2030 年断面の潮流解析結果

雨期に発電機出力を 110%とした場合の 2030 年断面の潮流計算を、以下の条件で実施した。

- ・ 北西部系統放射状、
- ・ N-0

(a) 潮流確認

過負荷設備無し。参考として、比較的重潮流設備を以下の表に示す。

表 9-34 発電機出力を 110%とした場合の N-0 条件での 2030 年断面潮流計算結果: 比較的重潮流となる設備

L (1)	From			To			CCT No.	Loading (MVA)	Rating (MVA)	Percent (%)
	Bus No.	Bus Name	(kV)	Bus No.	Bus Name	(kV)				
TF (0)										
1	623	Khasadrapchu	66	91604	Chumdo_cb2	66	1	38.8	39	99.5
1	107	Motanga	132	211150	Rangial	132	1	89.4	95	94.1
0	208	Singhigaon	220	621	Singhigaon	66	1	43.2	50	86.5
0	208	Singhigaon	220	621	Singhigaon	66	2	27.3	35	78.1

(出典: JICA 調査団)

(b) 電圧確認

中南部インドとの 132kV 連系線のブータン側 Gelephu 変電所の 66kV 母線電圧が若干低めであるが特に設備対策が必要なレベルではなく、Gelephu 変電所の 132kV/66kV 変圧器のタップ比を調整すれば問題は無い。以下に、タップ比調整後の Gelephu 変電所 66kV 母線電圧を示す。

表 9-35 発電機出力を 110%とした場合の潮流計算結果、タップ比調整前後の電圧比較

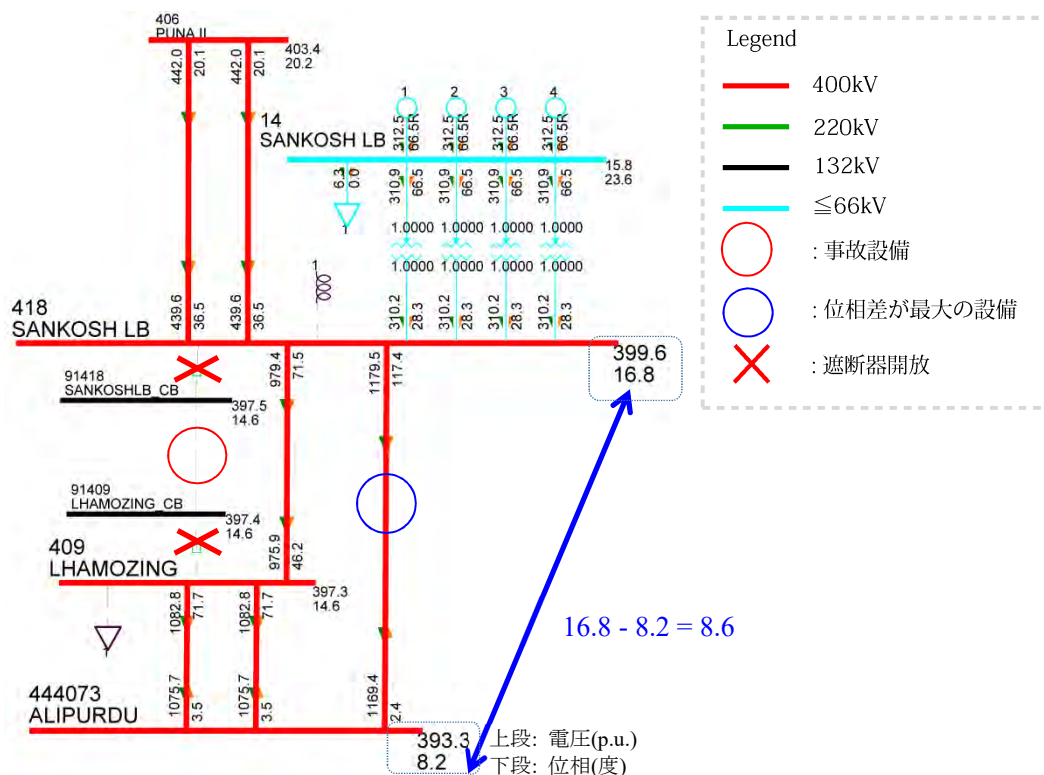
Bus Number	Bus Name	Base kV	Voltage (pu)	
			Tap ratio adjustment	
			Before	After
622	Gelephu	66	0.949	0.968

(出典: JICA 調査団)

(8) 安定度評価

過渡安定度詳細解析を実施する必要があるかどうかを確認するため、N-1 条件で潮流計算を実施し、設備（送電線、変圧器）の両端の位相差を計算した。なお、安定度面からは厳しめの条件として、北西部系統は 220kV 送電線も含め、放射状系統の条件とした。

位相差が最大となったのは、Sankosh LB 発電所～Lhamoizingkha 開閉所間の 400kV 送電線 1 回線停止時に、Sankosh 発電所～Alipurduar 変電所間の 400kV 送電線 2 回線のうち、Sankosh-LB 側回線（Sankosh LB 発電所と Sankosh RB 発電所の 400kV 母線は連系しない条件としている）の両端の位相差が最大となり、8.6 度であった。



(出典: JICA 調査団)

図 9-35 2030 年断面、N-1 条件での潮流計算結果: 位相差が最大となったケース

判定基準である位相差 20 度と比較して上記結果は十分に小さいため、安定度面では問題ないレベルである。



### 9.3 個別地点の送電計画

本プロジェクトでショートリストされた候補水力発電所 18 カ所の送電計画を以下に示す。新設する送電線はすべて 2 回線送電線とし、1 回線事故時にも発電量の抑制をせずに電力を安定的に送電できる電圧を選択した。これらの送電計画の内、Minjay 地点の送電計画が生物回廊を横断する（3km 程度）が、それ以外の 17 地点については、自然保護地区内の横断はない。

表 9-36 Short list 地点の送電計画

Sl.#	Voltage	From	To	Length (km)
A-5	400kV	Tingma	Amochhu Reservoir	48.7
A-8	400kV	Dorokha	Amochhu reservoir	26.6
P-15	220kV	Tseykha	Punatsangchhu-I	37.9
P-26	400kV	Thasa	LILO	2.3
P-29	132kV	Kago	Punatsangchhu-II	9.3
P-30	220kV	Pinsa	Punatsangchhu-II	5.2
P-34	220kV	Darachhu	Dagachhu II	2.3
P-35	220kV	Dagachhu II	Dagapela	18.0
M-6	400kV	Jongthang	Mangdechhu	23.6
M-11	400kV	Wangdigang	LILO	4.4
M-17	132kV	Buli	Goling	10.5
C-7	400kV	Chamkharchhu-IV	Mangdechhu	53.9
C-10	400kV	Chamkharchhu-II	Chamkharchhu-I	35.9
K-13	400kV	Minjay	Dorjilung	35.0
G-10	220kV	Gamrichhu-2	Gamrichhu-1	22.2
G-11	220kV	Gamrichhu-1	Uzorong	27.1
G-14	400kV	Uzorong	Dorjilung	25.9
N-1	132kV	Nyera Amari Kangpara	Phuentshothang	55.6

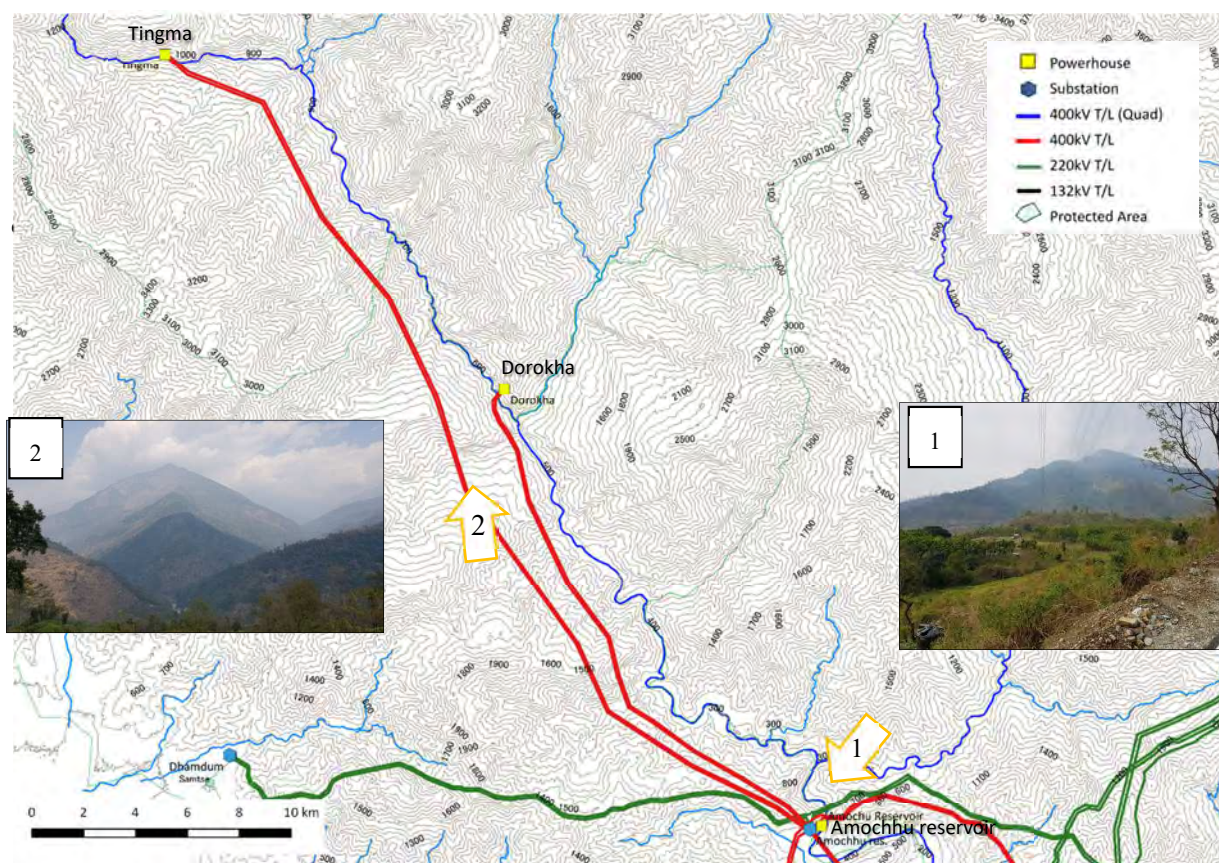
このうち、以下の電源送電線および接続変電所については現地調査を行い、そのルート、立地点の妥当性および変更の必要性等を確認した。

- Dorokha 送電線
- Pinsa 送電線
- Chamkharchhu II 送電線
- Chamkharchhu IV 送電線
- Jongthang 送電線
- Uzorong 送電線
- Gamrichhu 2 送電線
- Goling Pooling Station
- Yangbari Pooling Station

(1) Tingma 地点 (783MW) 、Dorokha 地点 (550MW)

両地点とも 400kV 送電線で Amochhu 変電所に接続することになっているため、Dorokha 地点付近から Amochhu 変電所の間は 2 ルートの送電線が必要となる。Dorokha 地点周辺の地形が非常に急峻であり、広い開閉所用地の確保が難しいが、もし開閉所用地の確保が可能であれば、Tingma 地点の送電線を一旦 Dorokha 地点に接続し、Dorokha 地点から 1 ルートの送電線とする案も考えられる。この場合には、Dorokha 地点 - Amochhu 変電所間の送電線を 2 導体から 4 導体に変更する必要があるため、Dorokha 地点の開発にあたっては、両地点の開発計画を踏まえて、送電計画を策定する必要がある。

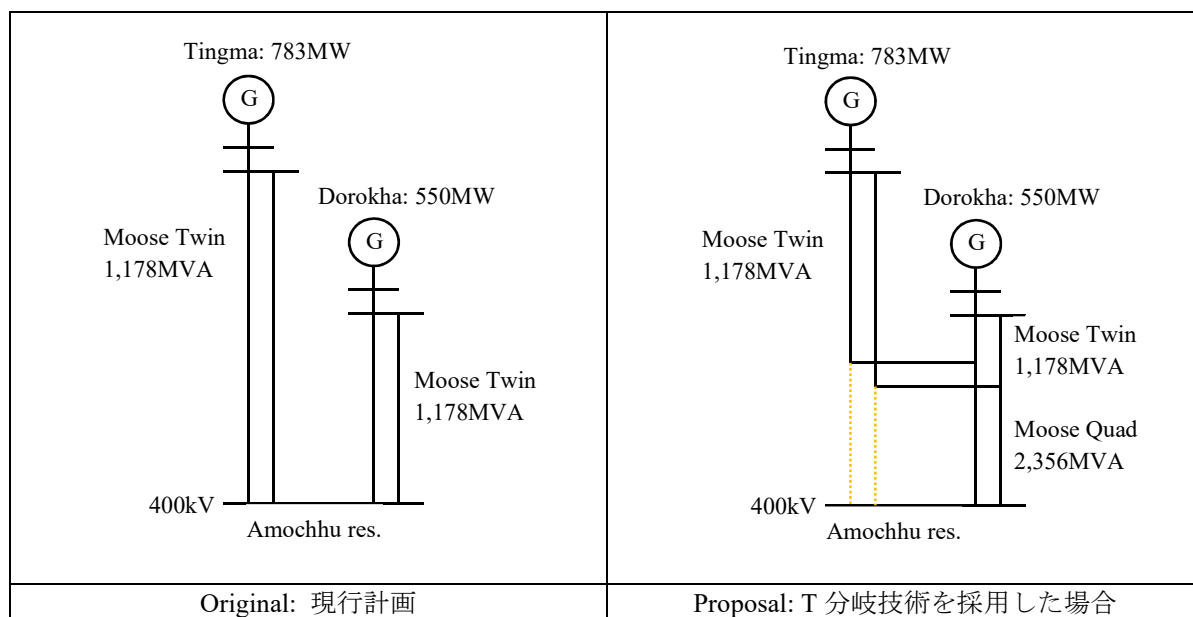
接続先の Amochhu 変電所は川岸に計画されているが、増水時の洪水による被害が懸念されることから、当初立地点から西側に位置する既設 400kV 送電線近くの高台に移動することを推奨する。



(出典：JICA 調査団)

図 9-36 Tingma 地点、Dorokha 地点の送電線ルート図

Dorokha 地点付近から Amochhu 変電所の間は 2 ルートの送電線が必要となる。以下に示すような T 分岐技術を採用することにより、送電距離、送電ルート数、変電機器数の減少を図ることが可能となる。



(出典：JICA 調査団)

図 9-37 T 分岐技術を採用した場合の結線図

表 9-37 現行計画と T 分岐技術を採用した場合の比較

(Unit: million Nu.)

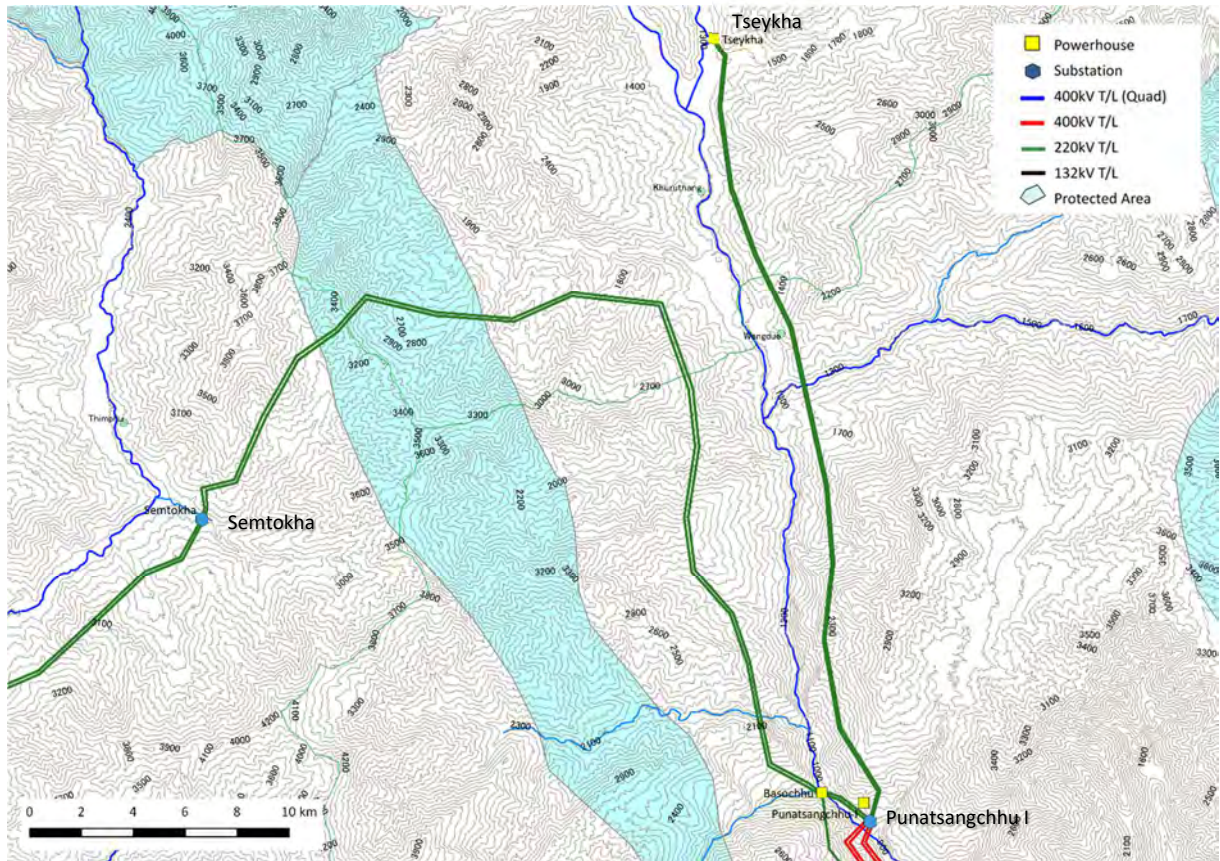
		Unit price (million Nu.)	Original		Proposal		Cost reduction
			Unit	Cost	Unit	Cost	
Tingma	T/L (Twin)	49.0	48.7km	2,386	25.1km	1,230	1,156
	CB	160.8	2	322	2	322	0
Dorokha	T/L (Twin)	49.0	26.6km	1,303	1.0km	49	1,254
	T/L (Quad)	65.2		0	25.6km	1,669	-1,669
	CB	160.8	2	322	2	322	0
Amochhu res	CB	160.8	4	643	2	322	322
Total				4,976		3,913	1,063

(出典：JICA 調査団)

電線に 4 導体が適用される場合、十分な鉄塔強度が必要となることから鉄塔重量が増加し、特に変電所における引留鉄塔の重量増加は顕著となる。また 4 導体用スペーサーが必要となるが、複導体用スペーサーよりも重量が重くなり、電線取付部の数も増えることから、その取付作業が難しくなる。

## (2) Tseykha 地点 (215MW)

220kV 送電線で Punatsangchhu-I 発電所に接続する。



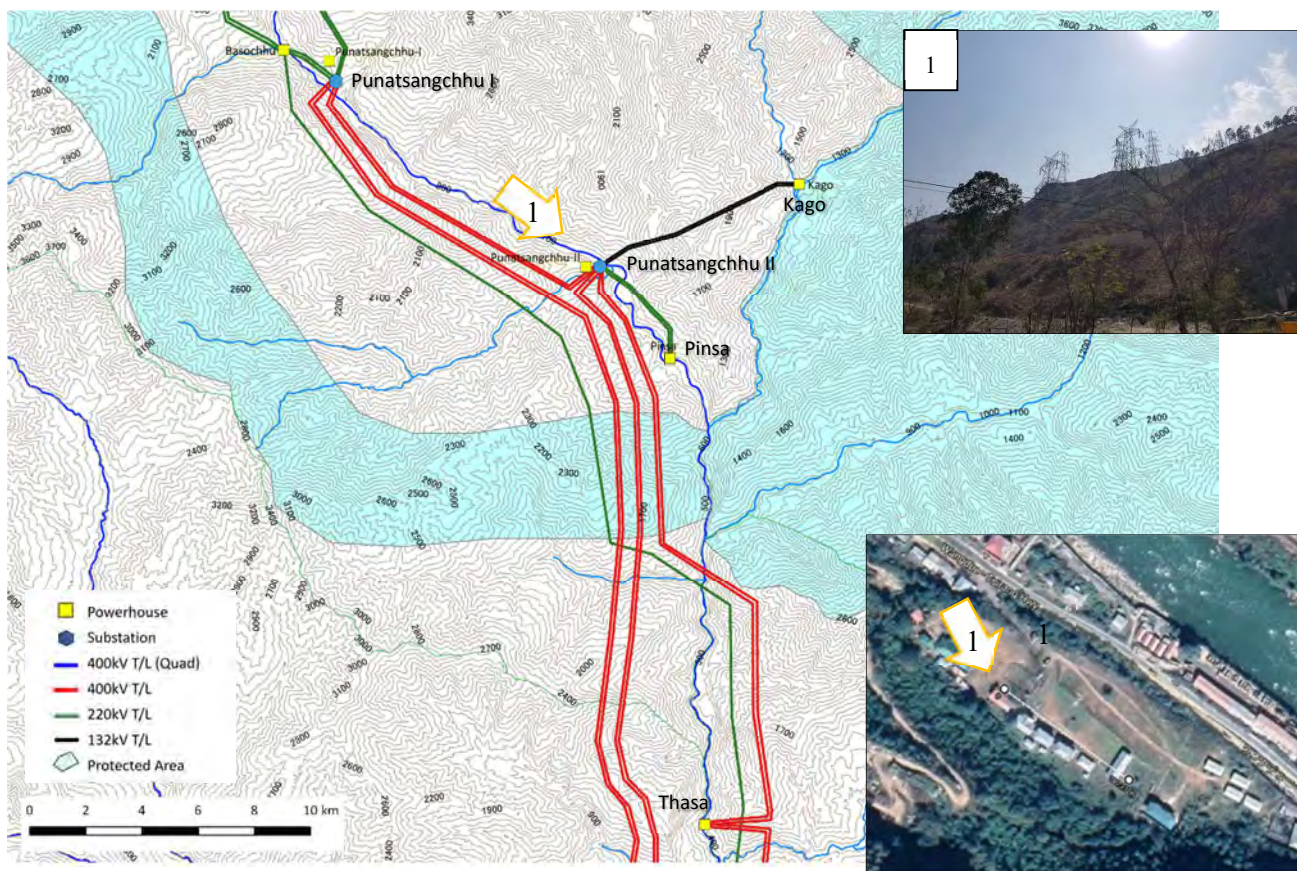
(出典：JICA 調査団)

図 9-38 Tseykha 地点の送電線ルート図

Tseykha 地点－Punatsangchhu-I 発電所間の送電距離が、37.9km と長いため、Option 案としては、Semtokha－Basochhu 間の 220kV 送電線のうち 1 回線を LILO の形で Tseykha 地点に引き込む方法が考えられる。

### (3) Pinsa 地点 (153MW)、Kago 地点 (58MW)、Thasa 地点 (706MW)

3 地点の送電計画図を以下に示す。



(出典：JICA 調査団)

図 9-39 Pinsa 地点、Kago 地点、Thasa 地点の送電線ルート図

#### (a) Pinsa 地点

Pinsa 地点は、220kV 送電線により現在建設中の 400kV Punsangchhu II 開閉所に接続し、400kV に昇圧して送電する。しかしながら同開閉所の用地が狭く変圧器の設置が難しい場合には、以下のような Option が考えられる。

- Option 1 既設の Basochhu-Dhajey 間 220kV 送電線を LILO の形で Pinsa 地点に引き込む。
- Option 2 220kV 送電線により Punsangchhu I 変電所まで送電し、Punsangchhu I 変電所の 220kV 母線に接続する。
- Option 3 近隣を通過する Punsangchhu II-Jigmeling 間 400kV 送電線の内の 1 回線を LILO の形で Pinsa 地点に引き込む。

#### (b) Kago 地点

Kago 地点の出力は 58MW であり、66kV の標準電線では容量が不足するため、132kV 送電線により現在建設中の Punsangchhu II 開閉所に接続することとしている。しかし、ブータンの西部地域においては、132kV の電圧階級を採用していないため、66kV により送電することが考

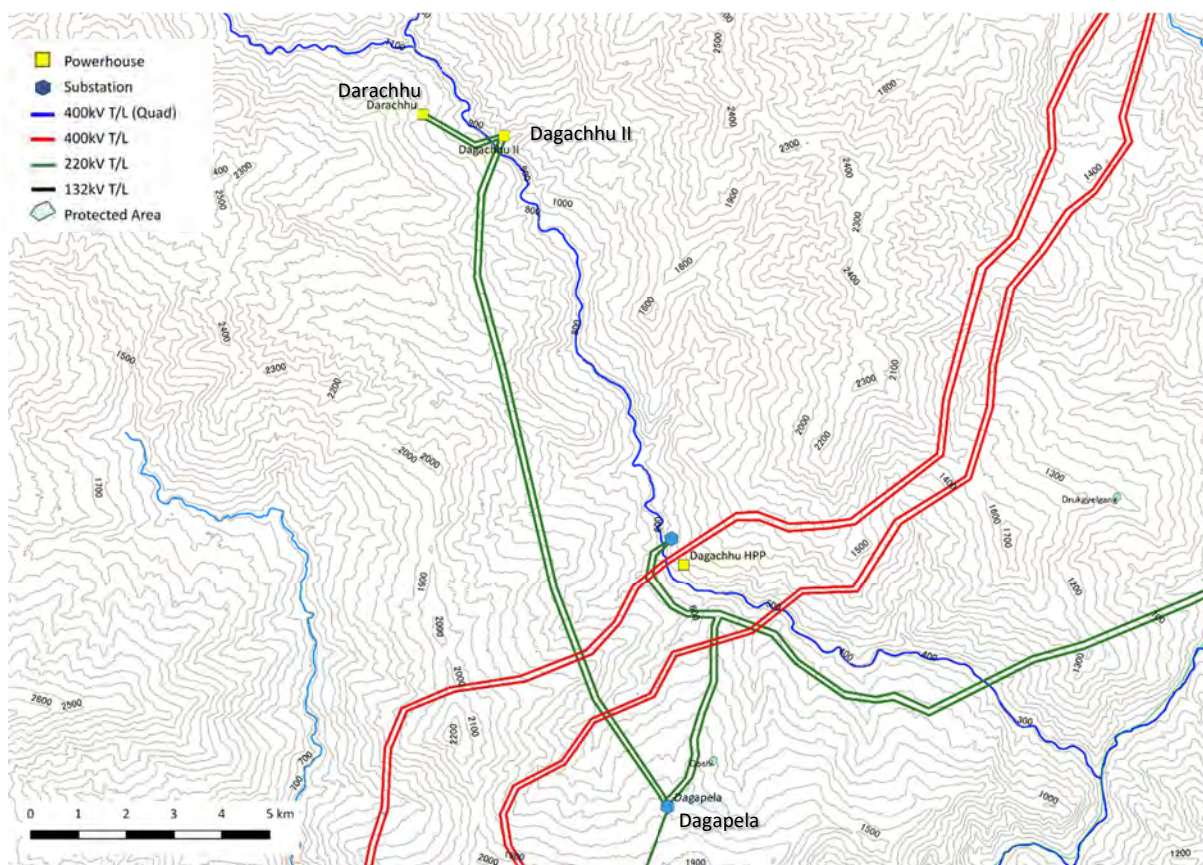
られる。その場合には、標準の電線では容量が不足するため、標準電線よりも太い線にするか、複導体にする必要がある。なお、Punatsangchhu II 開閉所の用地問題で接続が難しい場合には、Pinsa 発電所に接続する。

(c) Thasa 地点

Thasa 地点については、400kV Punatsangchhu II – Jigmeling 送電線を 2 回線  $\pi$  引き込みして接続する。

(4) **Dagachhu II 地点 (71MW)**、**Darachhu 地点 (89MW)**

220kV 送電線により Darachhu 地点を Dagachhu-II 地点に接続し、両地点の電力をまとめて、Dagapela 変電所に送電する。既設の Dagachhu HPP に接続する方が距離的に近いが、3 発電所を合計した発電量が 286MW となり、Dagachhu – Dagapela 間の送電線 1 回線事故時に残りの 1 回線に過負荷が生じるため、別の設備対策が必要になる。このため、Dagapela 変電所に接続する方が経済的である。



(出典：JICA 調査団)

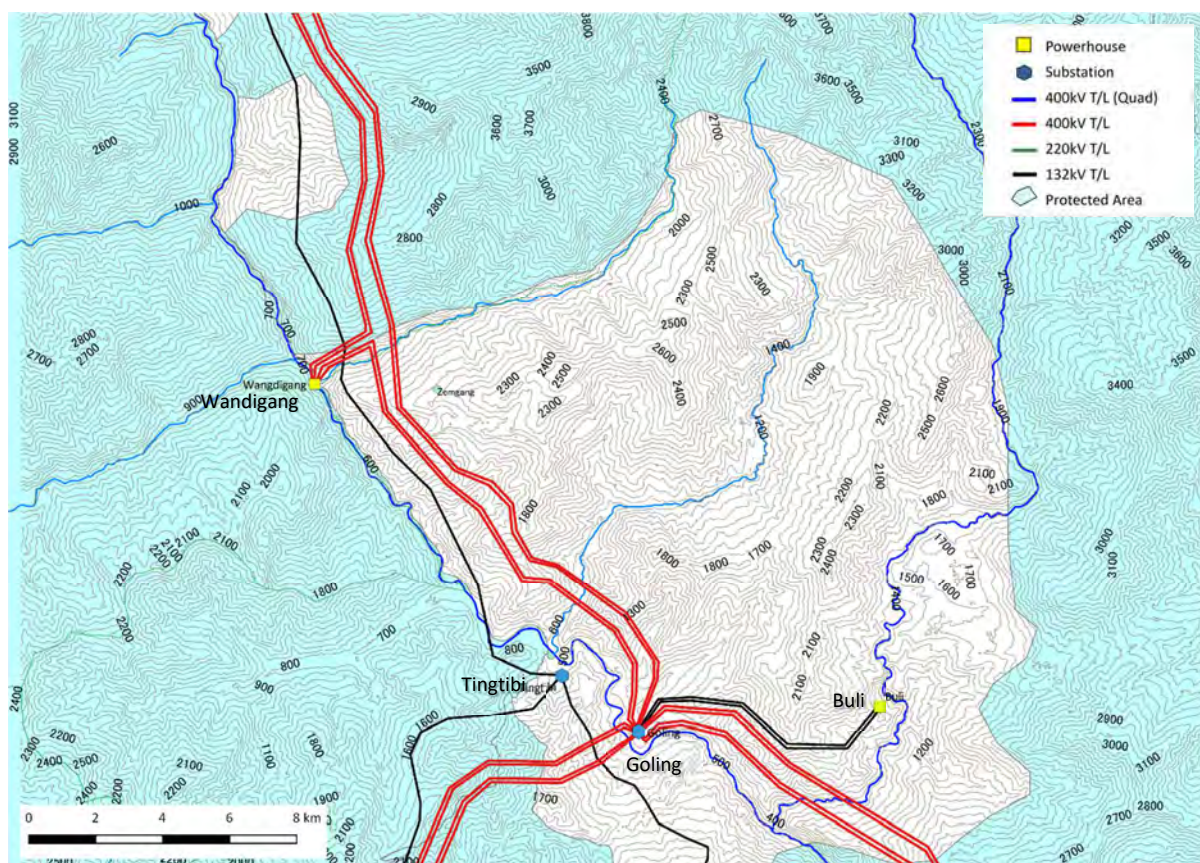
図 9-40 Dagachhu II 地点、Darachhu 地点の送電線ルート図

なお、Dagapela 変電所は敷地に余裕がなく、追加の送電線が接続できない可能性がある。その場合には、Dagachhu – Dagapela 間の 220kV 送電線に LILO の形で接続する。

(5) Wandigang 地点 (502MW)、Buli 地点 (69MW)

Wandigang 地点については、400kV Mangdechhu – Goling 送電線の内 1 ルートを 2 回線  $\pi$  引き込みして接続する。

Buli 地点については、132kV 送電線で Goling PS に接続する。Goling PS に 400/132kV の変圧器を設置するスペースがない場合には、Tingtibi 変電所に接続するか、Tingtibi – Nganglam 間の 132kV 送電線に LILO の形で接続する案が考えられる。しかしながら、両案とも 400kV 送電線との交差が必要になる。



(出典：JICA 調査団)

図 9-41 Wandigang 地点、Buli 地点の送電線ルート図

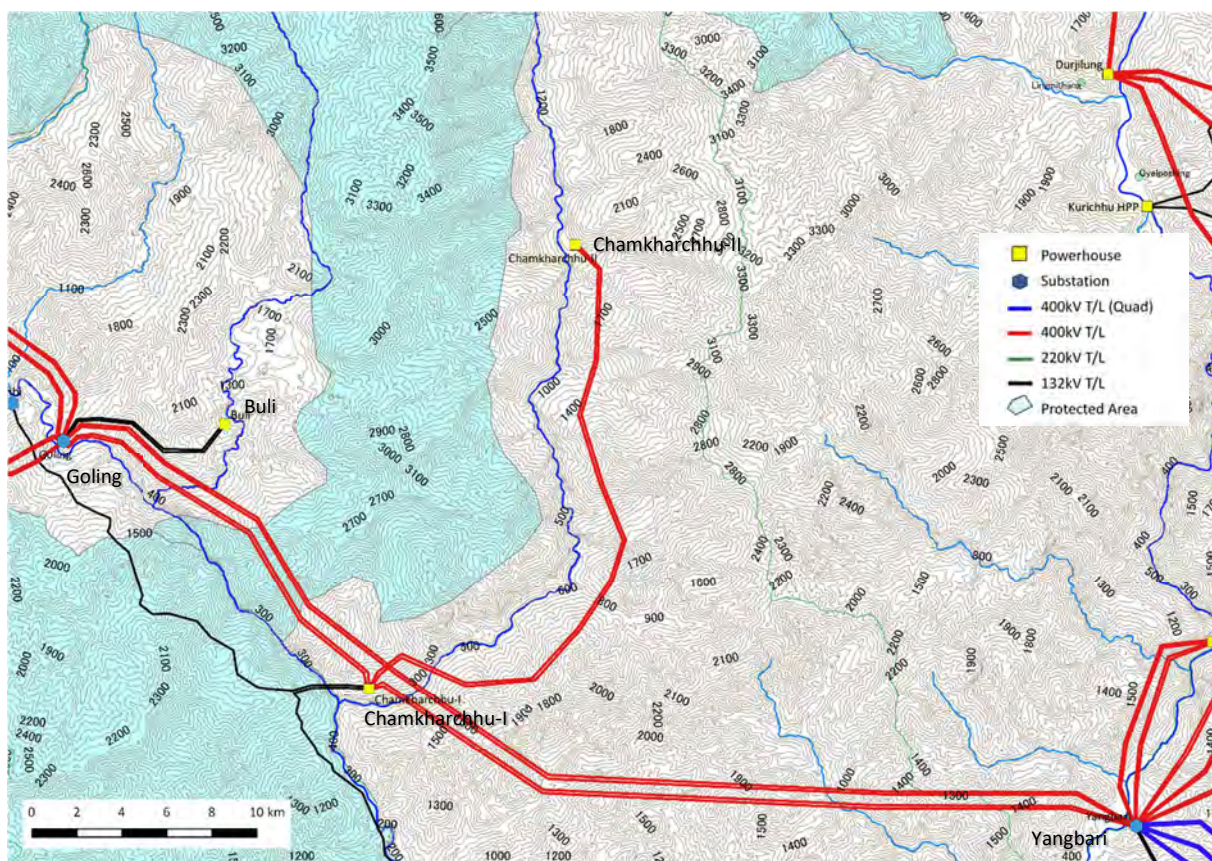
(6) Chamkharchhu II 地点 (414MW)

Chamkharchhu II 地点の電力を送る方法としては、以下の3案が考えられる。

表 9-38 Chamkharchhu II 地点の送電方法比較

Sl.	方法案	Line length (km)	課題
1	Goling PS に接続	30.0	NTGMP 2018 において提案されているルートであるが、保護地区内を通過する必要がある。
2	Yangbari PS に接続	44.4	Yangbari PS への接続回線数が多くなる。送電距離が長い。
3	Chamkharchhu I HPP に接続	35.9	400kV 送電線の交差が必要になる。Chamkharchhu I 関連送電線の増強は不要

Chamkharchhu II は NTGMP 2018 では Goling Pooling Station (PS) に接続することになっている。しかし、調査団は、自然保護地区の通過を回避することが求められた際の代案として、送電距離が若干長くなるが、Chamkharchhu I に接続する案の方が 400kV 送電線の交差が必要になるが、Yangbari PS に接続するよりも送電距離が短くなるため、優先案として提案する。



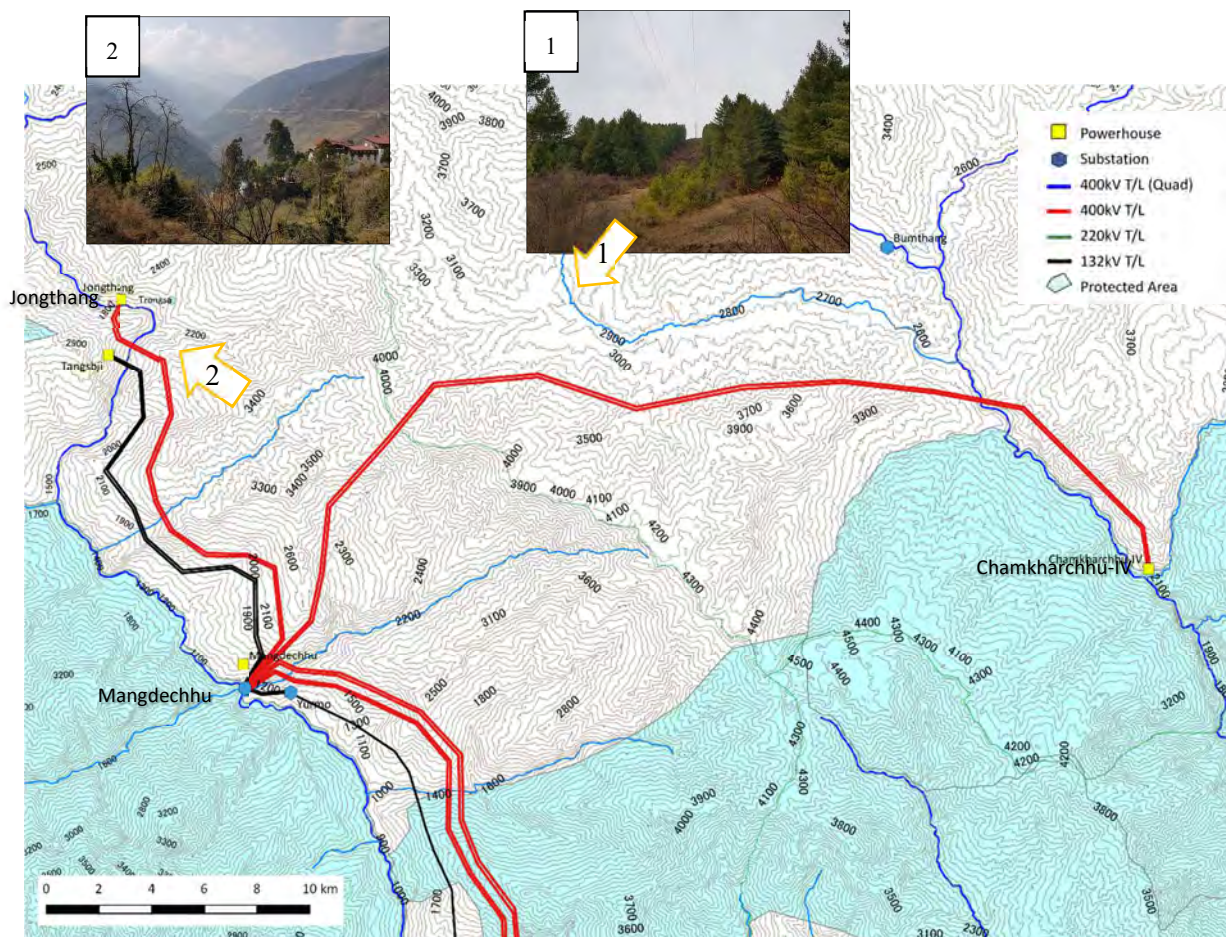
(出典：JICA 調査団)

図 9-42 Chamkharchhu II 地点の送電線ルート図



(7) Chamkharchhu IV 地点 (451MW)、Jongthang 地点 (227MW)

両地点の送電計画図を以下に示す。いずれの送電線ともに Mangdechhu 発電所に接続されるが、同発電所の開閉所は用地的な制限から接続が難しい可能性がある。その場合には、既設の送電線 (Mangdechhu-Goling 間) に直接接続する方法を検討する必要がある。



(出典：JICA 調査団)

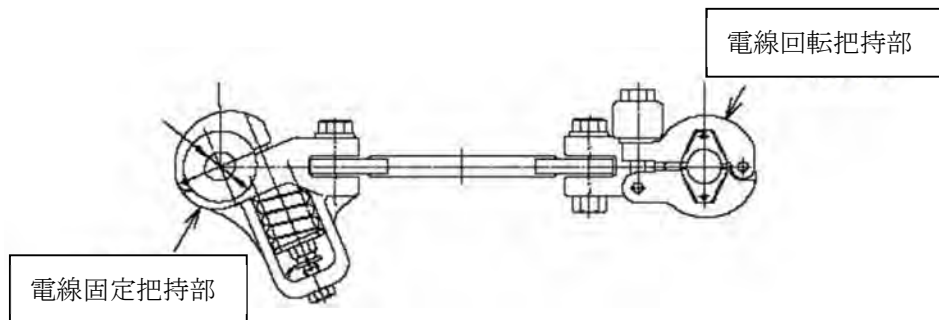
図 9-43 Chamkharchhu IV 地点、Jongthang 地点の送電線ルート図

(a) Chamkharchhu IV 地点

Chamkharchhu IV は NTGMP 2018 では Chamkharchhu II に接続することになっている。しかし、調査団は、自然保護地区の通過を回避することが求められた際の代案として、送電距離が若干長くなるが、Mangdechhu 発電所に接続する案を提案する。同送電線の半分は既設 66kV 送電線と並行するルートにより、4,000m 級の山間部を通過する。

4,000m 級の山間部では、空気の密度が薄くなるため絶縁強度が低下することを考慮し、碍子の個数を増加させる必要がある。また、着氷雪荷重が大きくなる場合は電線の太径化、電線への着氷雪付着による電線動揺 (ギャロッピング現象) 発生の可能性がある場合は、鉄塔、鉄塔腕金の強度アップなどを検討する必要がある。この際適切な鉄塔設計と電線設計を行うために、日本では高標高のサイトに電線サンプラーとその監視システムを設置して、着氷雪荷重を数年

間測定することもある。また日本ではギャロッピング現象を防ぐため、片方の電線把持部が自由に回転する構造の「ルーズスペーサー」を適用しており、その効果は実証されている。このスペーサーでは、電線が自由に回転することにより、電線に付着する雪の方向が一定方向ではなくなり、ギャロッピング現象が発生しにくくなる。



(出典：平成 15 年電気学会全国大会)

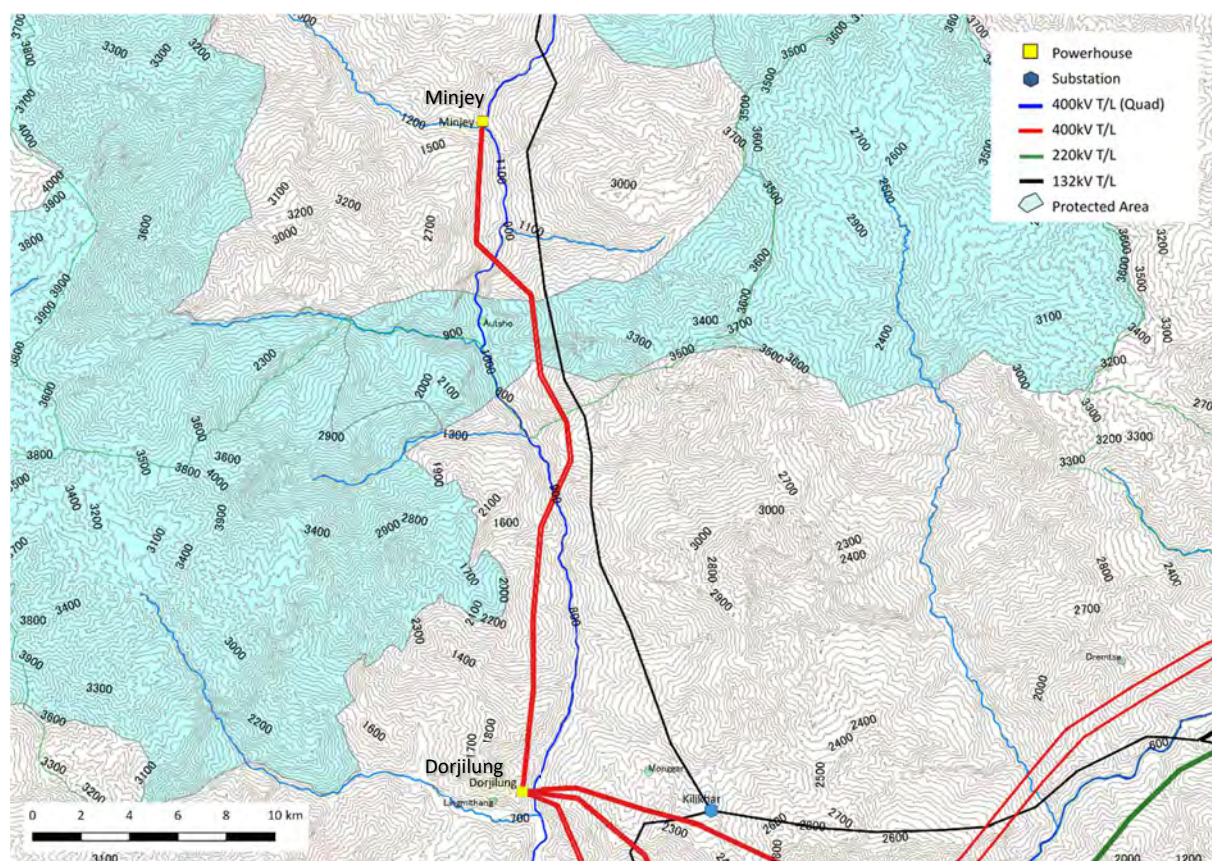
図 9-44 複導体ルーズスペーサーの構造

(b) Jongthang 地点

Jongthang 地点の送電線は、Trongsa 市街を避けるルートと最短距離で通過するルートの中から最短距離で通過するルートを選定した。このルートでは、送電鉄塔の Trongsa 市街からの景観影響を配慮する必要がある。

### (8) Minjei 地点 (673MW)

400kV 送電線で Dorjilung 発電所に接続する。当発電所は自然保護地区に囲まれており、送電計画を策定する際は自然保護地区の横断は避けられない。このため、生物回廊を最短ルート (3km 程度) で横断する計画とした。



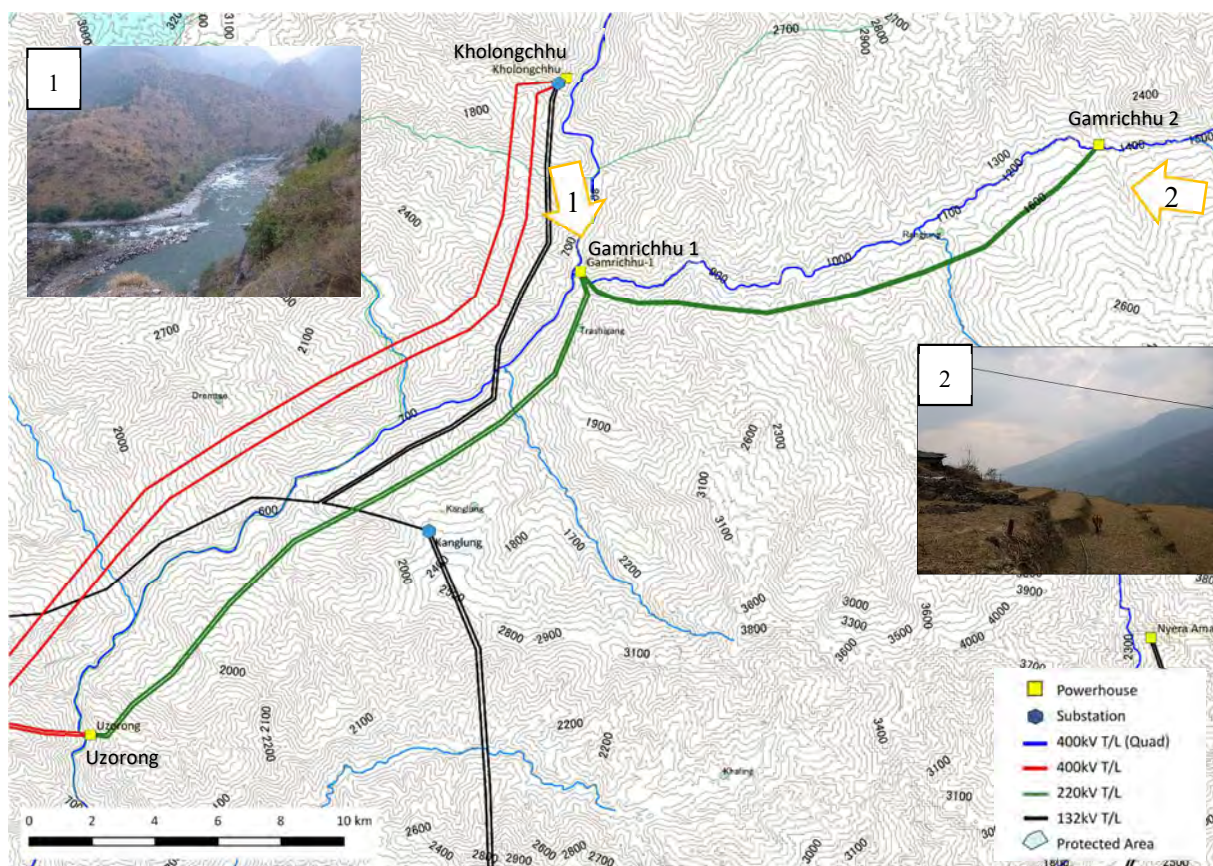
(出典：JICA 調査団)

図 9-45 Minjei 地点の送電線ルート図

(9) Gamrichhu 1 地点 (150MW) 、 Gamrichhu 2 地点 (108MW)

220kV 送電線により Gamrichhu 2 地点を Gamrichhu 1 地点に接続し、両地点の電力をまとめて、Uzorong 発電所に送電する。Gamrichhu 2 地点の送電線は一般道が至近にあり、山斜面が急峻でない川の南側（左岸側）を通過して Gamrichhu 1 地点に至る。

両地点の電力を合わせて Uzorong 発電所 (840MW) に送電した場合には、3 発電所を合計した発電量が 1,098MW となるが、Uzorong 発電所用として建設する 400kV 送電線の許容量範囲内であり、追加の設備増強は不要である。



(出典：JICA 調査団)

図 9-46 Gamrichhu 1 地点、Gamrichhu 2 地点の送電線ルート図

なお、Gamrichhu 1 地点の容量は 150MW であり、132kV 送電線の標準電線では容量が不足するが、標準電線よりも太い線を採用するか、複導体にして Kholongchhu 発電所の 132kV 母線に接続することも考えられる。Gamrichhu 2 地点は容量が 108MW であり、132kV 送電線の標準電線で送電可能である。これらの両地点を Kholongchhu 発電所の 132kV 母線に接続した場合でも、Kholongchhu 発電所からの 400kV 送電線は送電容量に余裕があり、追加の設備増強は不要である。

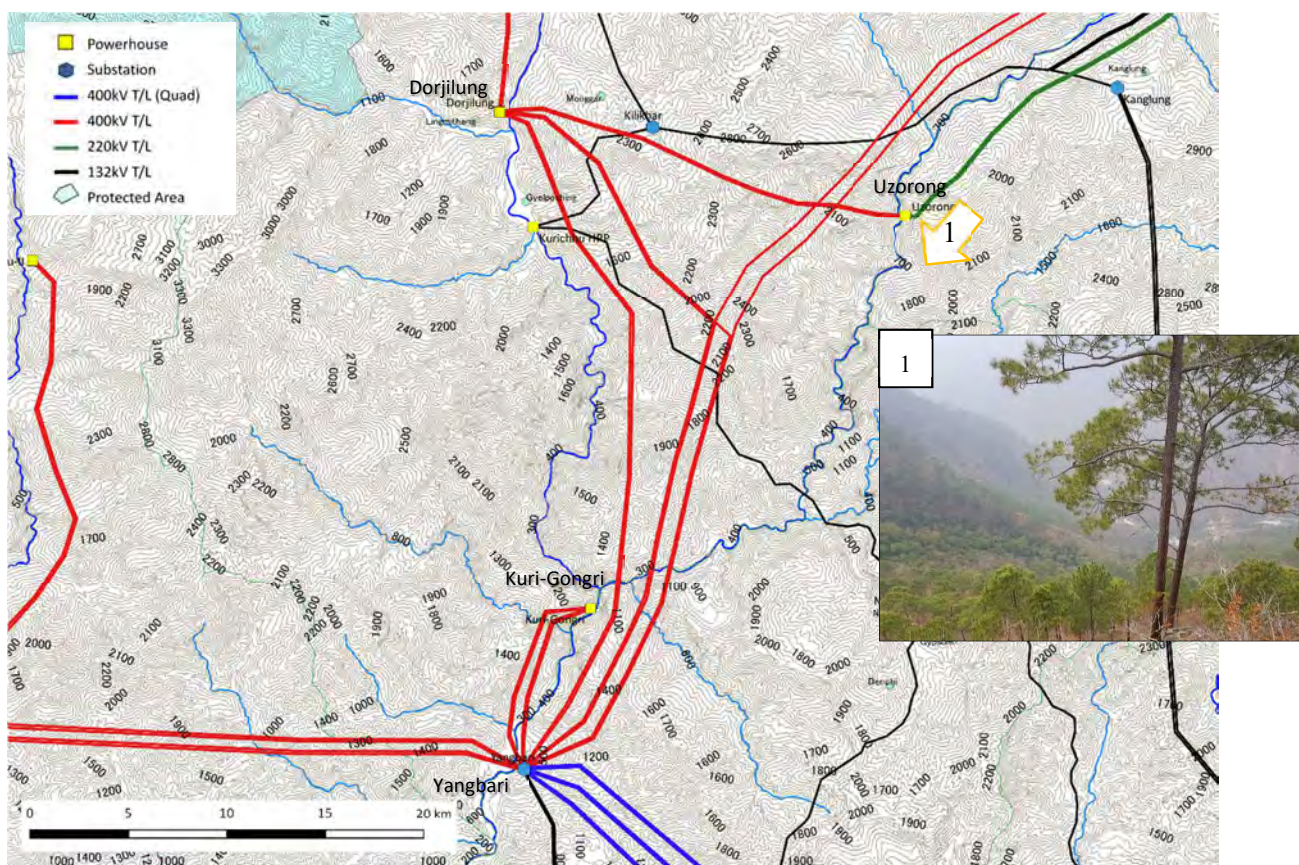
(10) Uzorong 地点 (840MW)

Uzorong 発電所には Gamrichhu 1,2 も接続することになっているため、全体で 1,098MW の電力を送る必要がある。これらの電力を送る方法としては、以下の 4 案が考えられる。

表 9-39 Uzorong 地点の送電方法比較

Sl.	方法案	Line length (km)	課題
1	Yangbari PS に接続	47.7	Yangbari PS への接続回線数が多くなる。 送電距離が長い。
2	Kuri-Gongri HPP に接続	39.7	Kuri-Gongri – Yangbari 間の送電線が 1 回線停止時に過負荷となる。
3	Dorjilung HPP に接続	25.9	Dorjilung – Yangbari 間は 2 ルート計画されているため、送電可能。
4	Kholongchhu – Yangbari 間の送電線を引き込み	5.6	Uzorong – Yangbari 間を 4 導体の電線にする必要があるが、既に計画が終了しているため、将来張り替えの必要がある。

上記に示したように、Kholongchhu – Yangbari 間の送電線を引き込む方法が最も送電距離が短くなる。既に計画が進行している送電線種を変更する必要があるが、計画の変更が難しくなっていることが想定される。このため、送電距離が短く、問題がほとんどない Dorjilung HPP に接続する案を提案する。

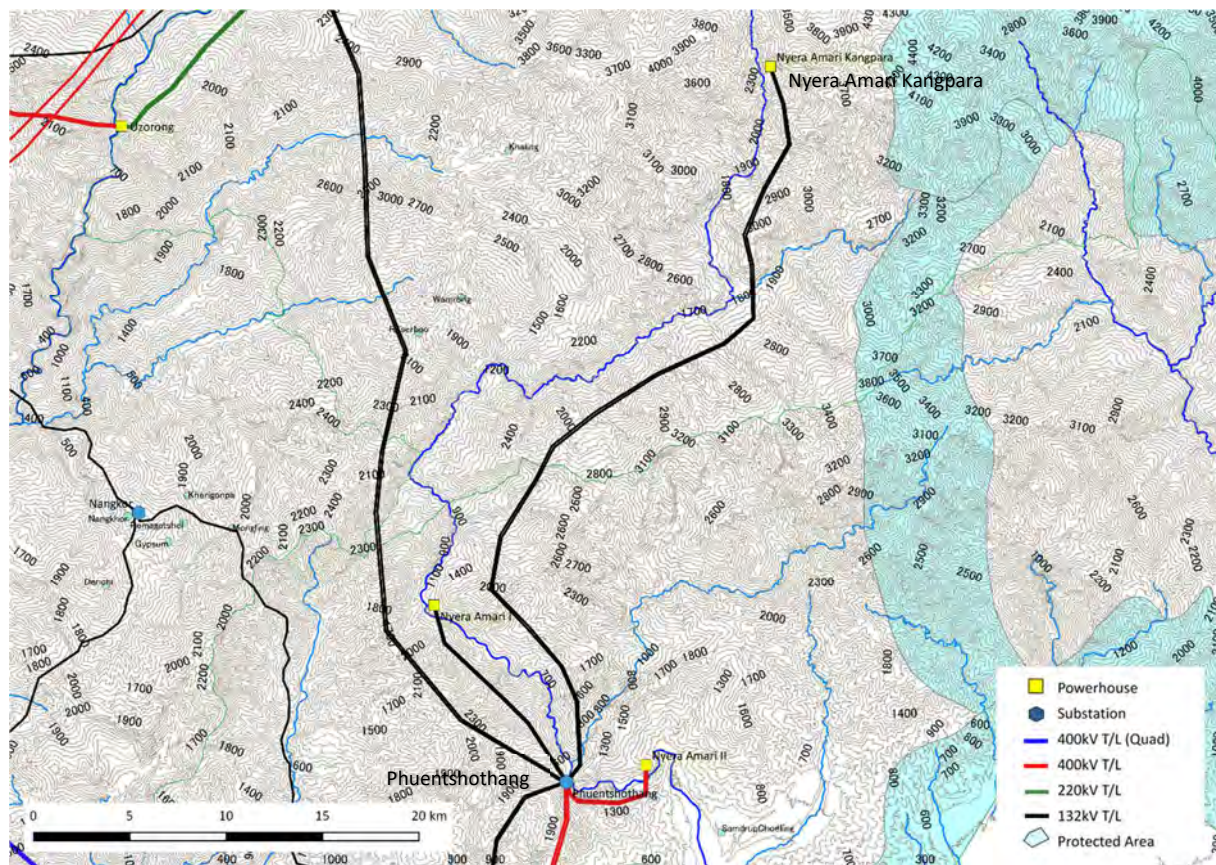


(出典：JICA 調査団)

図 9-47 Uzorong 地点送電線ルート図

(11) Nyera Amari Kangpara 地点 (71MW)

132kV 送電線で Phuentshothang 変電所に接続する。



(出典：JICA 調査団)

図 9-48 Nyera Amari Kangpara 地点送電線ルート図

## (12) 400kV Goling Pooling Station<sup>22</sup>

本地点に顕著な課題はないが、将来的には以下の送電線 12 回線が接続されることになる。(周辺図は図 9-41 参照)

- Mangdechhu: 4 回線
- Yangbari: 4 回線
- Jigmeling: 4 回線



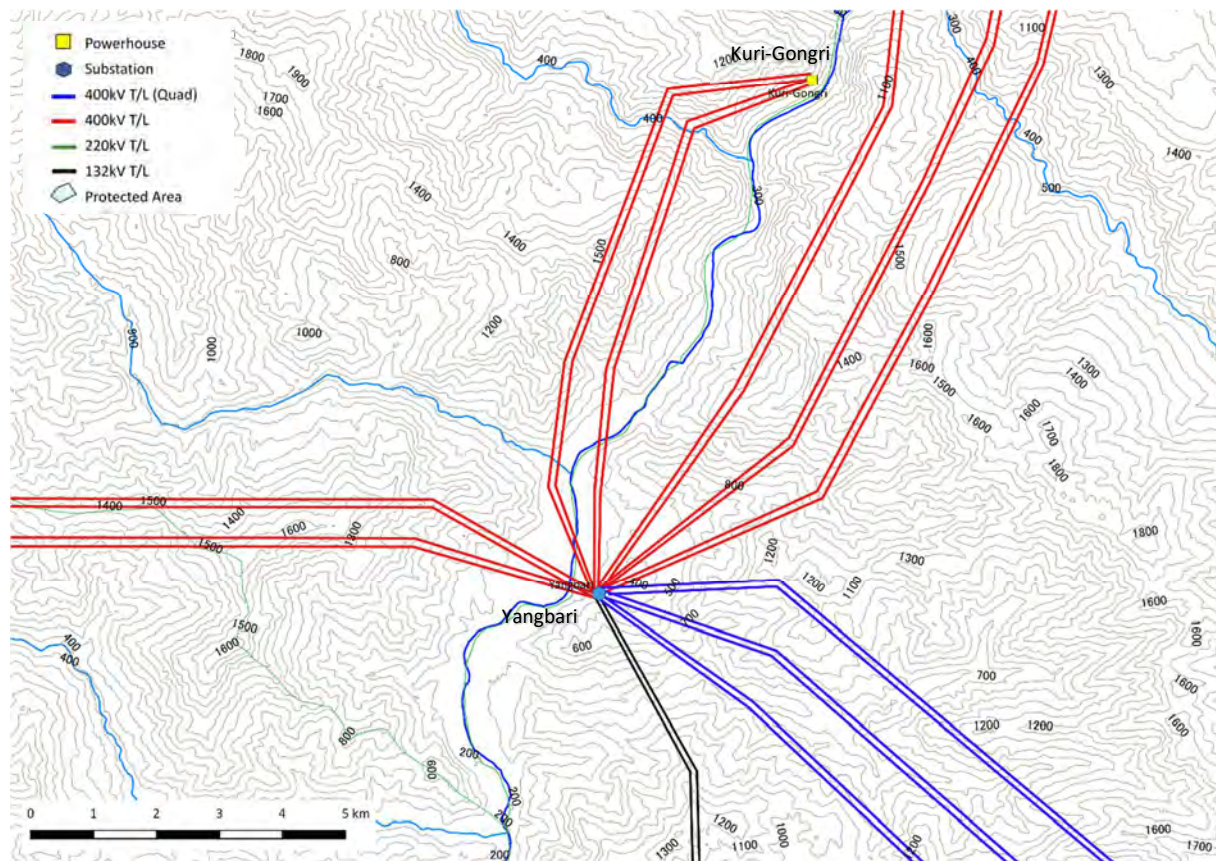
<sup>22</sup> 2012 年にインドの CEA が策定した NTGMP において Pooling Station という言い方をしており、ブータンの水力発電所の電力をインドに送る際に、ある程度束ねることを目的としている。

### (13) 400kV Yangbari Pooling Station

Yangbari Pooling Station は、当初、河川に隣接した右岸側の平地に建設する予定であったが、当該地点が私有地であり用地の取得が困難な見通しであるため、左岸側の丘陵地に変更する案が浮上してきている。

当 PS には、最終的には以下の 400kV 送電線を 20 回線接続する計画である。（短絡電流の増加対策は 9.4.2 (4) 参照）

- Kuri-Gongri: 4 回線
- Goling: 4 回線
- Dorjilung: 4 回線
- Kholongchhu: 2 回線
- Rangia/Rowta: 6 回線



(出典：JICA 調査団)

図 9-49 Yangbari PS 周辺図



## 9.4 将来構想

第 8 章で述べた電源開発計画を踏まえて、将来構想（2050 年）の検討を行った。その後、将来構想に向けて 2035 年、2040 年における系統の必要要件の検討を行った。NTGMP 2018 における 2035 年の計画を基本に、本調査で抽出した 18 地点の電源送電線を追加した系統構成を基に検討を実施し、必要に応じて送電線、変圧器などの設備を追加して、将来構想として必要となる系統構成を策定した。

### 9.4.1 将来構想策定の条件

基本的な考え方は妥当性確認の条件（9.2.1 参照）と同様である。ただし、以下の点を変更している。

#### (1) 送電線の送電容量

妥当性確認時においては、送電線の送電容量は周辺温度 40°C、最大電線温度 75°C、力率 0.9 として算定していたが、新規に建設する送電線については、最大電線温度 85°C まで可能とした。この結果、送電容量は以下のように変化する。

表 9-40 送電線の送電容量の変化

	75°C operation		85°C operation	
	Ampacity (A)	Thermal loading (MW)	Ampacity (A)	Thermal loading (MW)
400kV, Moose, Twin	700	873	850	1,060
220kV, Zebra, Single	620	212	750	257
132kV, Panther, Single	415	86	490	101
66kV, Dog, Single	345	35	410	42

#### (2) 事故電流の許容値

将来は電源や送変電設備の増強により事故電流が増大することから、将来は大きい容量のしゃ断器を導入することとし、以下の許容値とした。

表 9-41 事故電流の許容値

Voltage Level (kV)	妥当性確認時の条件 (kA)	将来構想策定時の条件 (kA)
132	25	31.5
220	31.5	40
400	50	63

## 9.4.2 将来構想 (2050 年度断面)

将来構想については、電源開発の最終断面に合わせ系統を構成する必要がある。本節では最終断面に合わせ必要な系統対策を明確にする。

### (1) 潮流解析

#### (a) 常時状態(N-0)での潮流

常時状態(N-0)での潮流解析を行った。以下にその結果を示す。

表 9-42 N-0 条件での潮流計算結果: 過負荷設備

TL (1) TF (0)	From			To			CCT No.	Loading (MVA)	Rating (MVA)	Percent (%)
	Bus No.	Bus name	(kV)	Bus No.	Bus name	(kV)				
1	202	Malbase	220	442025	Birpara-PG	220	1	330.5	236	140.0
1	203	Semtokha	220	204	Baso-LS	220	1	454.9	236	192.8
1	203	Semtokha	220	217	Chumdo	220	1	292.9	236	124.1
1	204	Baso-LS	220	210	Puna I	220	1	446.3	236	189.1
1	604	Chumdo	66	623	Khasadrapchu	66	1	79.6	39	204.1
1	609	Olakha	66	610	Semtokha	66	2	53.4	39	136.8
1	610	Semtokha	66	611	Dechencholing	66	1	50.2	39	128.6
1	612	Lobeysa	66	613	Gaywathang	66	1	56.2	39	144.2
1	613	Gaywathang	66	614	Baso-LS	66	1	56.6	39	145.1
0	202	Malbase	220	402	Malbase	400	1	236.9	200	118.5
0	202	Malbase	220	402	Malbase	400	2	76.1	67	113.5
0	202	Malbase	220	402	Malbase	400	3	76.1	67	113.5
0	202	Malbase	220	402	Malbase	400	4	76.1	67	113.5
0	203	Semtokha	220	610	Semtokha	66	1	78.3	63	124.2
0	203	Semtokha	220	610	Semtokha	66	2	78.3	63	124.2
0	204	Baso-LS	220	614	Baso-LS	66	1	32.0	30	106.5
0	205	Tsirang	220	616	Tsirang	66	1	15.9	10	159.4
0	205	Tsirang	220	616	Tsirang	66	2	15.9	10	159.4
0	208	Singhigaon	220	621	Singhigaon	66	1	57.1	50	114.3
0	208	Singhigaon	220	621	Singhigaon	66	2	36.1	35	103.2
0	217	Chumdo	220	604	Chumdo	66	1	70.7	63	112.2
0	217	Chumdo	220	604	Chumdo	66	2	70.7	63	112.2
0	108	Gelephu	132	622	Gelephu	66	1	39.2	25	156.7
0	108	Gelephu	132	622	Gelephu	66	2	39.2	25	156.7

(出典：JICA 調査団)

上記潮流の過負荷を解消するための対策を表 9-43 に示す。基本的には送電線の 2 回線化や変圧器増設で対応することが必要であるが、費用対効果の面から一部送電線 (Bunakha～Chhukha、Punatsangchhu-I～Tsirang) を開放運用としている。

表 9-43 N-0 条件での過負荷解消のための系統対策

<送電線の対策>

送電線	電圧(kV)	対策
Malbase - Birpara-PG	220	Zebra 1cct→2cct
Semtokha - Baso-LS	220	Zebra 1cct→2cct
Semtokha - Chumdo	220	Zebra 1cct→2cct
Baso-LS - Punatsangchhu-I	220	Zebra 1cct→2cct Bunakha～Chhukha 開放運用 Punatsangchhu-I～Tsirang を開放運用
Chumdo - Khasadrapchu	66	Dog 1cct→2cct
Olakha - Semtokha	66	Dog 1cct→2cct
Semtokha - Dechencholing	66	Dog 1cct→2cct
Lobeysa - Gaywathang	66	Dog→Zebra
Gaywathang - Baso-LS	66	Dog→Zebra

<変電所での対策>

変電所	電圧(kV)	対策
Malbase	400 / 220	5B:200MVA 増設
Semtokha	220 / 66	3B:50/63MVA 増設
Baso-LS	220 / 66	2B:50/63MVA 増設
Tsirang	200 / 66	3B:50/63MVA 増設
Singhigaon	220 / 66	3B:50/63MVA 増設
Chumdo	220 / 66	3B:50/63MVA 増設
Gelephu	132 / 66	3B:50MVA 増設
Dechencholing	66 / 33	3B:30MVA 増設
Changidapuchu	66 / 33	3B:30MVA 増設

(出典：JICA 調査団)

上記対策を行い、潮流状況を確認した結果を表 9-44 に示す。

表 9-44 N-0 条件での潮流計算結果: 対策実施後

TL (1) TF (0)	From			To			CCT No.	Loading (MVA)	Rating (MVA)	Percent (%)
	Bus No.	Bus Name	(kV)	Bus No.	Bus Name	(kV)				
1	202	Malbase	220	442025	Birpara-PG	220	1	291.6	286	102
1	202	Malbase	220	442025	Birpara-PG	220	2	291.6	286	102
1	211	Bunakha	220	217	Chumdo	220	1	243	236	103

(出典：JICA 調査団)

Malbase－Birpara-PG、Bunakha－Chumdo で過負荷が発生していたことから、表 9-45 に示す追加対策を行った。

表 9-45 N-0 条件での過負荷解消のための追加系統対策

送電線	電圧(kV)	対策
Malbase - Birpara-PG	220	Zebra 2cct→Zebra (Twin) 2cct
Bunakha - Chumdo	220	Zebra 1cct→2cct

(出典：JICA 調査団)

上記対策により、常時状態での過負荷は解消される。

(b) N-1 での潮流

N-1 での潮流計算結果を表 9-46 に示す。

表 9-46 N-1 条件での潮流計算結果: 過負荷設備

事故設備							過負荷設備						負荷率 (%)		
TL(1) TF(0)	From			To			CCT No.								
	No.	Bus name	(kV)	No.	Bus name	(kV)									
1	107	Motanga	132	115	Phuentshothang	132	1	107	Motanga	132	115	Phuentshothang	132	2	114.7
1	107	Motanga	132	115	Phuentshothang	132	2	107	Motanga	132	115	Phuentshothang	132	1	114.7
1	112	Mangdechhu	132	113	Nikachhu	132	1	112	Mangdechhu	132	113	Nikachhu	132	2	105.1
1	112	Mangdechhu	132	113	Nikachhu	132	2	112	Mangdechhu	132	113	Nikachhu	132	1	105.1
1	115	Phuentshothang	132	116	Nyera-I	132	1	115	Phuentshothang	132	116	Nyera-I	132	2	
1	115	Phuentshothang	132	116	Nyera-I	132	2	115	Phuentshothang	132	116	Nyera-I	132	1	
1	202	Malbase	220	211	Bunakha	220	1	202	Malbase	220	211	Bunakha	220	2	163.5
1	202	Malbase	220	211	Bunakha	220	2	202	Malbase	220	211	Bunakha	220	1	163.5
1	203	Semtokha	220	204	Baso-LS	220	1	203	Semtokha	220	204	Baso-LS	220	2	156.7
1	203	Semtokha	220	204	Baso-LS	220	2	203	Semtokha	220	204	Baso-LS	220	1	156.7
1	203	Semtokha	220	217	Chumdo	220	1	203	Semtokha	220	217	Chumdo	220	2	120.5
1	203	Semtokha	220	217	Chumdo	220	2	203	Semtokha	220	217	Chumdo	220	1	120.5
1	204	Baso-LS	220	210	Puna I	220	1	204	Baso-LS	220	210	Puna I	220	2	177.0





これら過負荷解消のための対策を表 9-47 に示す。

表 9-47 N-1 条件での過負荷解消のための系統対策

<送電線の対策>

送電線			電圧(kV)	対策
Motanga	-	Phuentshothang	132	Conductor Type: Panther→Zebra
Phuentshothang	-	Nyera-I	132	Conductor Type: Panther→Zebra
Malbase	-	Bunakha	220	Conductor Type: Zebra→Zebra (Twin)
Semtokha	-	Baso-LS	220	Conductor Type: Zebra→Zebra (Twin)
Semtokha	-	Chumdo	220	Conductor Type: Zebra→Zebra (Twin)
Baso-LS	-	Puna I	220	Conductor Type: Zebra→Zebra (Twin)
Yangbari	-	Rangia	400	Conductor No: Moose (Quad) 4→6cct

※132kV Mangdechhu～Nikachhu は建設中電源送電線のため Nikachhu 出力抑制にて対応

<変電所での対策>

変電所	電圧(kV)		対策
Gelephu	132	/ 66	4B:50MVA 増設
Goling	400	/ 132	1B,2B:67→100MVA 増容量
Malbase	400	/ 220	6B:200VA 増設
Malbase	220	/ 66	4B:50/63MVA 増設
Semtokha	220	/ 66	4B:50/63MVA 増設
Baso-LS	220	/ 66	3B:50/63MVA 増設
Tsirang	220	/ 66	4B:50/63MVA 増設
Singhigaon	220	/ 66	4B:50/63MVA 増設
Puna-I	400	/ 220	1～3B:105→150MVA 増容量
Chumdo	220	/ 66	4B:50/63MVA 増設
Puna-II	400	/ 220	1,2B:105→200MVA 増容量

(出典：JICA 調査団)

これらの対策により、常時状態 (N-0)、N-1 状態での過負荷は解消される。

なお単相変圧器の事故事象として、Mangdechhu 400/132kV 1～3B 停止時、Punatsangchhu-I 400/220kV 1～3B 停止時に、過負荷が発生する。事故単相器を予備器に取り替えるまでの運用対策として、Mangdechhu 事故に対しては、Nikachhu 発電所の出力抑制、Punatsangchhu-I 事故に対しては、Punatsangchhu-I～Tsirang の開放運用を併用運用に切り替えることにより過負荷は解消する。

表 9-48 単相変圧器事故での潮流計算結果: 過負荷設備

事故設備							過負荷設備					負荷率 (%)			
TL(1) TF(0)	From			To			CCT								
	No.	Bus name	(kV)	No.	Bus name	(kV)	No.								
0	112	Mangdechhu	132	404	Mangdechhu	400	1,2,3	109	Tingtibi	132	110	Yurmo	132	1	111.4
0	210	Puna I	220	405	Puna I	132	1,2,3	202	Malbase	220	402	Malbase	400	1	101.2
								202	Malbase	220	402	Malbase	400	5	101.2
								202	Malbase	220	402	Malbase	400	6	101.2

## (2) 電圧確認

上記の過負荷対策を実施後、定常状態（N-0）で基準電圧（0.95～1.05pu）を逸脱する母線を表 9-49 に示す。

表 9-49 基準電圧逸脱母線

Bus No.	Name	電圧 (p.u.)	電圧 (kV)
106	Deothang	0.935	123.4
107	Motanga	0.942	124.4
108	Gelephu	0.925	122.0
602	Watsa-Tap	0.948	62.5
603	Watsa	0.947	62.5
605	Paro	0.901	59.4
606	Haa	0.909	60.0
608	Jemina	0.931	61.4
612	Lobeysa	0.890	58.7
619	Gomtu	0.939	62.0
622	Gelephu	0.906	59.8
623	Khasadrapchu	0.943	62.2
627	Changidapuchu	0.910	60.0

(出典：JICA 調査団)

上記母線での適正電圧維持のため、本検討では以下の調相設備を設置することとする。

表 9-50 調相設備設置量

変電所	電圧(kV)	SC[MVA]
Deothang	132	50
Paro	66	25
Lobeysa	66	30
Gomtu	66	20
Gelephu	66	30
Changidapuchu	66	20

(出典：JICA 調査団)

上記対策により、常時状態で適正電圧を維持可能である。また、N-1 条件でも適正電圧（0.90～1.10pu）を維持可能である。

## (3) 発電機停止

発電機 1 台停止時も、過負荷設備はなく、適正電圧も維持可能である。

## (4) 事故電流解析

潮流解析で対策を施した系統において、各変電所の母線での事故電流計算を行った。その結果を以下に示す。

表 9-51 事故電流計算結果

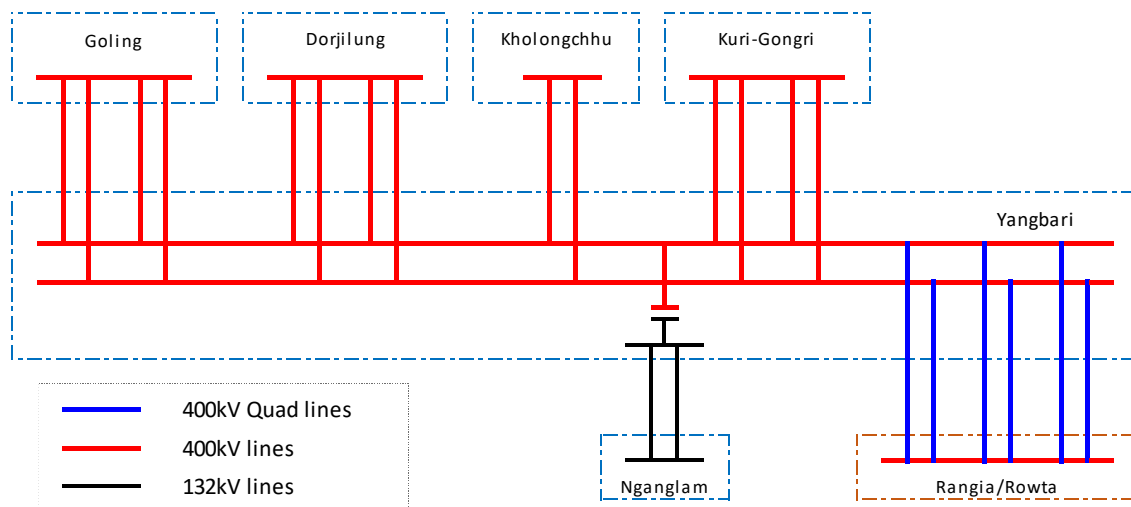
400kV			220kV			132kV		
Bus No.	Bus name	Fault Current (kA)	Bus No.	Bus name	Fault Current (kA)	Bus No.	Bus name	Fault Current (kA)
401	Tala	31.2	201	Chhukha	16.3	101	Kurichhu	6.9
402	Malbase	34.8	202	Malbase	28.1	102	Kilikhar	6.6
403	Kholongchhu	20.7	203	Semtokha	13.1	103	Kanglung	8.6
404	Mangdechhu	38.0	204	Baso-LS	15.0	104	Nangkor	8.5
405	Puna-I	41.6	205	Tsirang	10.1	105	Nganglam	12.9
406	Puna-II	45.7	206	Jigmeling	14.9	106	Deothang	9.5
407	Jigmeling	45.8	207	Dagachhu	12.2	107	Motanga	14.1
408	Goling	54.7	208	Singhigaon	22.9	108	Gelephu	3.9
409	Lhamoizingkha	45.5	209	Samtse	10.1	109	Tingtibi	9.8
410	Yangbari	70.8	210	Puna-I	15.5	110	Yurmo	10.6
411	Dorjilung	49.0	211	Bunakha	17.3	111	Jigmeling	7.0
412	Wangchhu	22.5	212	Sankosh RB	9.8	112	Mangdechhu	11.3
413	Nyera-II	19.9	213	Sankosh LB	7.2	113	Nikachhu	9.6
414	Phuentshothang	21.0	215	Sankosh (reg.)	8.4	114	Kholongchhu	10.8
415	Kuri-Gongri	48.0	216	Dagapela	13.0	115	Phuentshothang	21.9
416	Chamkharchhu-I	47.0	217	Chumdo	14.0	116	Nyera-I	17.8
418	Sankosh LB	43.6	218	Pinsa	9.9	117	Chamkharchhu-I	20.1
419	Sankosh RB	42.6	219	Puna-II	10.3	118	Yangbari	11.6
420	Dorokha	27.9	220	Tseykha	9.7	119	Kago	5.5
421	Chamkharchhu-II	23.9	221	Dagachhu-II	10.9	120	Buli	7.9
422	Amochhu res	46.7	222	Gamri-II	8.7	121	N.A. Kangpara	7.1
423	Tingma	22.4	223	Gamri-I	11.0	122	Puna-II	5.9
424	Chamkharchhu-IV	19.1	226	Phuentshothang	5.9	123	Goling	8.8
425	Uzorong	30.8	227	Darachhu	10.6	211150	Rangial	14.0
426	Thasa	38.5	228	Uzorong	13.8	211550	Salakati1	3.3
427	Jongthang	24.5	9920	Chhukha CB	9.5	611150	Rangial	14.6
428	Minjey	25.8	9921	Dagapela CB	12.2			
430	Wangdigang	39.5	9922	Tsirang CB	5.1			
214151	Rangia	61.0	212190	Bongaigaon	29.9			
214170	Bongaigaon	42.6	212203	Rangia	23.1			
444072	Siliguri-PG	52.4	212380	Rangia2	17.2			
444073	Alipurduar	61.8	442025	Birpara-PG	25.8			
614151	Rangia	56.2	442071	Siliguri-PG	31.7			
614170	Bongaigaon	41.3	442073	Alipurduar	27.0			
644072	Siliguri-PG	51.7	612190	Bongaigaon	29.5			
644073	Alipurduar	61.8	612203	Rangia	12.0			
			612380	Rangia2	13.7			
			642025	Birpara-PG	9.6			
			642071	Siliguri-PG	30.4			
			642073	Alipurduar	3.6			

(出典: JICA 調査団)

Yangbari 変電所の 400kV 母線事故で事故電流が 63kA を超えている。事故電流が 63kA までであれば、定格 63kA の遮断器を採用することで対応できるが、一般的には、定格 63kA 超の遮断器は特殊なものとなるため、事故電流が 63kA を超える場合は、送電線開放や変電所分割、母線分割等の対策が考えられるが、一般的には費用対効果の面で母線分割運用が最も効果的とされている。



そこで Yangbari 変電所 400kV 母線を図のように分割し、その効果を確認した。



(出典: JICA 調査団)

図 9-50 Yangbari 変電所 400kV 母線分割

Yangbari 変電所 400kV 母線分割の前後の事故電流計算結果を表 9-52 に示す。

表 9-52 Yangbari 変電所 400kV 母線分割の前後の事故電流計算結果

母線電圧 (kV)	Bus No	変電所名	事故電流(kA)		対策
			対策前	対策後	
400	410	Yangbari (a)	70.8	59.8	母線分割
-	-	Yangbari (b)	-	59.6	

(出典: JICA 調査団)

本結果により Yangbari 変電所 400kV 母線分割運用での効果が期待できることから、本検討では Yangbari 変電所 400kV 母線分割運用を採用することとする。

ただし、400kV 母線分割運用により送電線事故時の潮流がアンバランスとなるため、ブスタイ自動投入装置を設置し、送電線事故時には自動的に 400kV 母線を分割→併用運用に切替えて潮流のアンバランスを解消することを推奨する。

### (5) 安定度の確認

過渡安定度詳細解析を実施する必要があるかどうかを確認するため、N-1 条件で潮流計算を実施し、設備（送電線、変圧器）の両端の位相差を計算した。

位相差が最大となったのは、Wangchhu 発電所～Tala 発電所間の 400kV 送電線 1 回線停止時に、Wangchhu 発電所～Siliguri 変電所間の 400kV 送電線の両端の位相差で、10.0 度であった。

判定基準である位相差 20 度と比較して上記結果は十分に小さいため、安定度面では問題ないレベルである。

(6) 渇水期の検討

(a) 潮流解析

1) 常時状態(N-0)での潮流

常時状態(N-0)での潮流解析の結果、過負荷設備はなかった。

2) N-1 での潮流

N-1 での潮流解析の結果、過負荷設備はなかった。

なお単相変圧器の事故事象として、Kholongchhu 400/132kV 1～3B 停止時、Jigmeling 400/220kV 1～3B 停止時に、過負荷が発生する。事故単相器を予備器に取り替えるまでの運用対策として、Kholongchhu 事故に対しては、Motanga 他の需要抑制（計 5MW 程度）、Jigmeling 事故に対しては、Punatsangchhu-I～Tsirang の開放運用を併用運用に切り替えることにより過負荷は解消する。

表 9-53 単相変圧器事故での潮流計算結果: 過負荷設備

事故設備							CCT No.	過負荷設備					負荷 率 (%)		
TL(1) TF(0)	From			To											
	No.	Bus name	(kV)	No.	Bus name	(kV)									
0	114	Kholongchhu	132	403	Kholongchhu	400	1,2,3	115	Phuentshothang	132	414	Phuentshothang	400	2	101.6
								115	Phuentshothang	132	414	Phuentshothang	400	3	101.6
								115	Phuentshothang	132	414	Phuentshothang	400	4	101.6
0	206	Jigmeling	220	407	Jigmeling	400	1,2,3	109	Tingtibi	132	111	Jigmeling	132	1	109.3

(出典: JICA 調査団)

(b) 電圧確認

定常状態および N-1 状態において、基準電圧を逸脱する母線はなかった。

(c) 発電機 1 台停止

発電機 1 台停止時も、過負荷設備はなく、適正電圧も維持可能である。

(7) 発電機 110%出力時の検討

(a) 潮流解析

常時状態 (N-0) での潮流解析の結果、過負荷設備はなかった。

(b) 電圧確認

定常状態 (N-0) において、基準電圧を逸脱する母線はなかった。

ただし、Changidapuchu の変圧器 Tap 調整が必要な見通しである。

(8) 最終システムの提案

上記より、2050 年断面における系統については以下の対策が必要となる。

表 9-54 2050 年度断面における系統対策

<送電線の対策>

送電線	電圧(kV)	対策
Yangbari - Rangia	400	Moose (Quad) 4cct→6cct
Baso-LS - Punatsangchhu-I	220	Zebra 1cct→Zebra(Twin) 2cct Bunakha～Chhukha 開放運用 Punatsangchhu-I～Tsirang を開放運用
Semtokha - Baso-LS	220	Zebra 1cct→Zebra(Twin) 2cct
Semtokha - Chumdo	220	Zebra 1cct→Zebra(Twin) 2cct
Bunakha - Chumdo	220	Zebra 1cct→2cct
Malbase - Bunakha	220	Zebra 2cct→Zebra(Twin) 2cct
Malbase - Birpara-PG	220	Zebra 1cct→Zebra(Twin) 2cct
Motanga - Phuentshothang	132	Panther 2cct→Zebra 2cct
Phuentshothang - Nyera Amari-I	132	Panther 2cct→Zebra 2cct
Chumdo - Khasadrapchu	66	Dog 1cct→2cct
Olakha - Semtokha	66	Dog 1cct→2cct
Semtokha - Dechencholing	66	Dog 1cct→2cct
Lobeysa - Gaywathang	66	Dog 1cct→Zebra 1cct
Gaywathang - Baso-LS	66	Dog 1cct→Zebra 1cct

<変電所での対策>

変電所	電圧(kV)	対策
Punatsangchhu-I	400 / 220	1～3B:105→150MVA 増容量
Punatsangchhu-II	400 / 220	1, 2B:105→200MVA 増容量
Goling	400 / 132	1B, 2B:67→100MVA 増容量
Malbase	400 / 220	5B:200MVA 増設
	400 / 220	6B:200MVA 増設
	220 / 66	4B:50/63MVA 増設
Semtokha	220 / 66	3B:50/63MVA 増設
	220 / 66	4B:50/63MVA 増設
Baso-LS	220 / 66	2B:50/63MVA 増設
	220 / 66	3B:50/63MVA 増設
Tsirang	200 / 66	3B:50/63MVA 増設
	220 / 66	4B:50/63MVA 増設
Singhigaon	220 / 66	3B:50/63MVA 増設
	220 / 66	4B:50/63MVA 増設
Chumdo	220 / 66	3B:50/63MVA 増設
	220 / 66	4B:50/63MVA 増設
Gelephu	132 / 66	3B:50MVA 増設
Gelephu	132 / 66	4B:50MVA 増設
Dechencholing	66 / 33	3B:30MVA 増設
Changidapuchu	66 / 33	3B:30MVA 増設
Yangbari	400	母線分割

変電所	電圧(kV)	SC[MVA]
Deothang	132	50
Paro	66	25
Lobeysa	66	30
Gomtu	66	20
Gelephu	66	30
Changidapuchu	66	20

(出典: JICA 調査団)

これら対策を実施した結果、N-0、N-1 での過負荷設備もなく、適正電圧も維持可能である。また、事故電流も許容値以内となり、安定度も問題ない。

上記対策により 2050 年度断面の系統は図 9-51 となる。

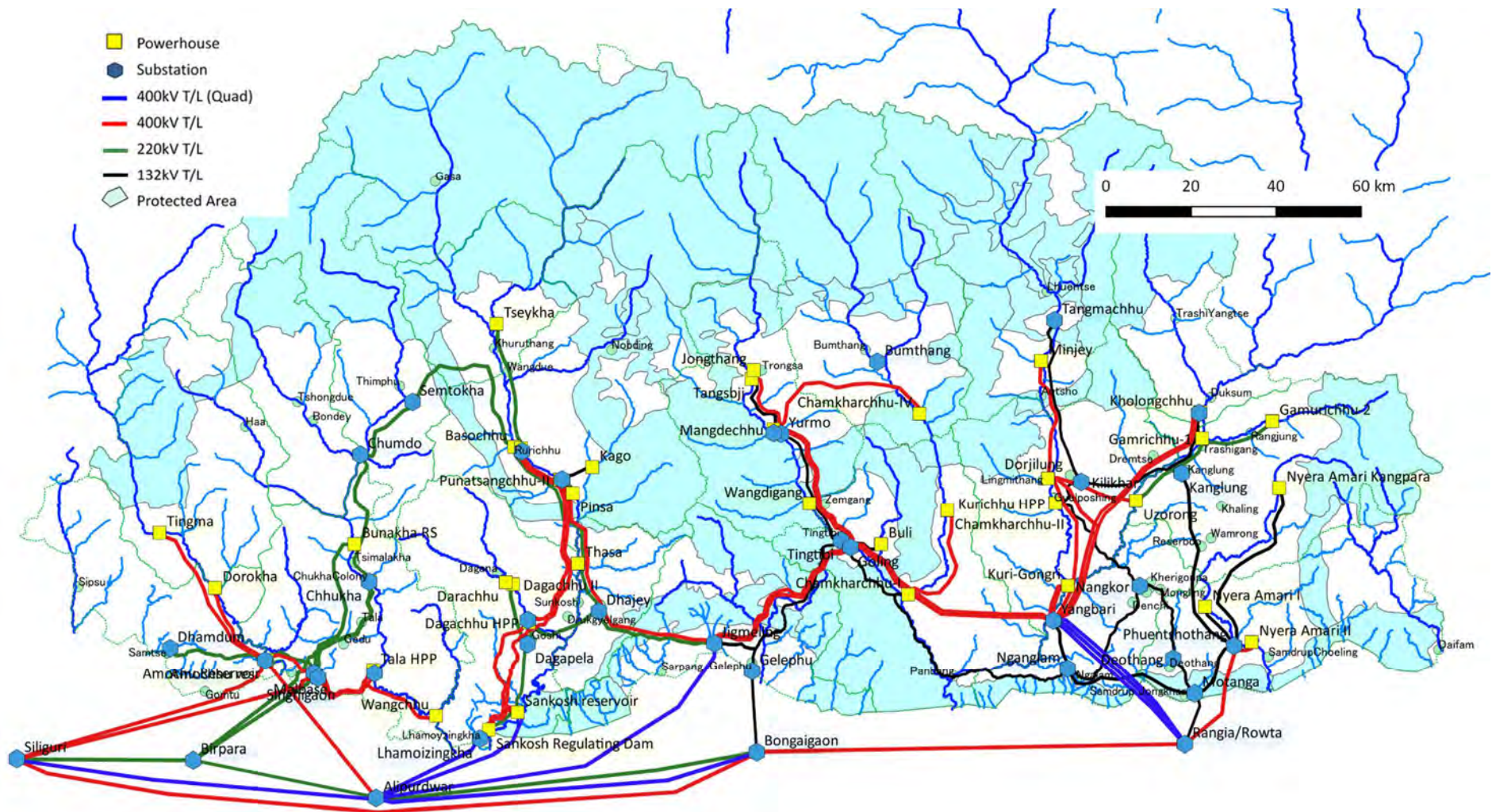


図 9-51 系統計画の将来構想 (2050 年)

### 9.4.3 2035 年度断面

#### (1) 2035 年断面までに開発される計画

2035 年断面までには、Kuri-Gongri (2,640MW)、Bunakha (180MW)、Chamkharchhu-I (770MW)、Wangchhu (570MW) の各水力発電所に加えて、本 MP で抽出した 3 か所の開発有望地点 (Dorokha (550MW)、Pinsa (153MW)、Chamkharchhu-II (414MW)) が運転開始している計画であり、これらの発電機および対応する送電設備が 2035 年断面検討用のモデルには含まれている。以下は、2030 年断面からの変更点を示す。

表 9-55 追加設備 (2035 年まで)

発電設備			
地点名	出力		
Kuri-Gongri	2,640MW	(330MW x 8 台)	
Bunakha	180MW	(60MW x 3 台)	
Chamkharchhu-I	770MW	(192.5MW x 4 台)	
Wangchhu	570MW	(142.5MW x 4 台)	
Dorokha	550MW		
Pinsa	153MW		
Chamkharchhu-II	414MW		

送電線			
電圧	From	To	主仕様
400kV	Kuri-Gongri	Yangbari	2 x 2 回線送電線、Moose (Twin)、40.0km
400kV	Yangbari	Rangia/Rowta	1 x 2 回線送電線、Moose (Quad)、40.0km
132kV	Yangbari	Nganglam	1 x 2 回線送電線、Panther、30.0km
220kV	Bunakha	Malbase	1 x 2 回線送電線、Zebra、30.0km
220kV	Bunakha	LILO	1 回線、Zebra、Chhukha-Semtokha
400kV	Yangbari	Goling	1 x 2 回線送電線、Moose (Twin)、60.0km
400kV	Chamkharchhu-I	LILO	2 回線、Moose(Twin)、Yangbari-Goling
132kV	Chamkharchhu-I	LILO	1 回線、Panther、Nganglam-Tingtibi
400kV	Wangchhu	LILO	1 回線、Moose(Twin)、Tala-Khogla/Pugli-Siliguri
400kV	Dorokha	Amochhu	1 x 2 回線送電線、Moose (Twin)、26.6km
220kV	Pinsa	Punatsangchhu-II	1 x 2 回線送電線、Zebra、5.2km
400kV	Chamkharchhu-II	Chamkharchhu-I	1 x 2 回線送電線、Moose (Twin)、35.9km

変電設備 (発電所の昇圧用変圧器は除く)		
電圧	地点	主仕様
400/132/33kV	Yangbari	変圧器 4 x 67 MVA (1 台は予備器)
400kV	Yangbari	ShR 2 x 80MVAr
400/220kV	Malbase	変圧器 4 x 67 MVA (1 台は予備器)
400/132/33kV	Chamkharchhu-I	変圧器 4 x 67 MVA (1 台は予備器)
400kV	Goling	ShR 2 x 80Mar
400kV	Wangchhu	ShR 1 x 63 MVAr
400/220kV	Punatsangchhu-II	変圧器 2 x 105 MVA (Pinsa 用)

(出典：NTGMP-2018 を基に JICA 調査団作成)

(2) 潮流解析

(a) 常時状態 (N-0) での潮流

常時状態 (N-0) での潮流解析を行った。以下にその結果を示す。

表 9-56 N-0 条件での潮流計算結果: 過負荷設備

TL (1) TF (0)	From			To			CCT No.	Loading (MVA)	Rating (MVA)	Percent (%)
	Bus No.	Bus name	(kV)	Bus No.	Bus name	(kV)				
1	604	Chumdo	66	623	Khasadrapchu	66	1	45.3	39.0	116.2

(出典: JICA 調査団)

上記潮流の過負荷を解消するため、表 9-57 の通り Chumdo-Khasadrapchu 66kV 送電線を 2 回線化する。

表 9-57 N-0 条件での過負荷解消のための系統対策

送電線	電圧(kV)	対策
Chumdo - Khasadrapchu	66	Dog 1cct→2cct

(出典: JICA 調査団)

(b) N-1 での潮流

1) 系統設備 (送電線、変圧器) における N-1

N-1 での潮流計算結果を表 9-58 に、過負荷解消の対策を表 9-59 にそれぞれ示す。

表 9-58 N-1 条件での潮流計算結果: 過負荷設備

事故設備								過負荷設備						負荷 率 (%)	
TL(1) TF(0)	From			To			CCT No.								
	No.	Bus name	(kV)	No.	Bus name	(kV)									
1	112	Mangdechhu	132	113	Nikachhu	132	1	112	Mangdechhu	132	113	Nikachhu	132	2	105.4
1	112	Mangdechhu	132	113	Nikachhu	132	2	112	Mangdechhu	132	113	Nikachhu	132	1	105.4
1	419	Sankosh RB	400	444073	Alipurduar	400	1	203	Semtokha	220	204	Baso-LS	220	1	100.1
0	108	Gelephu	132	622	Gelephu	66	1	108	Gelephu	132	622	Gelephu	66	2	167.2
0	108	Gelephu	132	622	Gelephu	66	2	108	Gelephu	132	622	Gelephu	66	1	167.2
0	202	Malbase	220	618	Malbase	66	1	202	Malbase	220	618	Malbase	66	2	106.9
0	202	Malbase	220	618	Malbase	66	1	202	Malbase	220	618	Malbase	66	3	106.9
0	202	Malbase	220	618	Malbase	66	2	202	Malbase	220	618	Malbase	66	1	106.9
0	202	Malbase	220	618	Malbase	66	2	202	Malbase	220	618	Malbase	66	3	106.9
0	202	Malbase	220	618	Malbase	66	3	202	Malbase	220	618	Malbase	66	1	106.9
0	202	Malbase	220	618	Malbase	66	3	202	Malbase	220	618	Malbase	66	2	106.9
0	203	Semtokha	220	610	Semtokha	66	1	203	Semtokha	220	610	Semtokha	66	2	210.4
0	203	Semtokha	220	610	Semtokha	66	2	203	Semtokha	220	610	Semtokha	66	1	210.4
0	614	Baso-LS	66	615	Baso-US	66	2	204	Baso-LS	220	614	Baso-LS	66	1	127.0
0	205	Tsirang	220	616	Tsirang	66	1	205	Tsirang	220	616	Tsirang	66	2	189.3
0	205	Tsirang	220	616	Tsirang	66	2	205	Tsirang	220	616	Tsirang	66	1	189.3
0	208	Singhigaon	220	621	Singhigaon	66	1	208	Singhigaon	220	621	Singhigaon	66	2	213.6
0	208	Singhigaon	220	621	Singhigaon	66	2	208	Singhigaon	220	621	Singhigaon	66	1	149.3
0	217	Chumdo	220	604	Chumdo	66	1	217	Chumdo	220	604	Chumdo	66	2	124.2
0	217	Chumdo	220	604	Chumdo	66	2	217	Chumdo	220	604	Chumdo	66	1	124.2
0	219	Puna II	220	406	Puna II	400	1	219	Puna II	220	406	Puna II	400	2	145.9
0	219	Puna II	220	406	Puna II	400	2	219	Puna II	220	406	Puna II	400	1	145.9

(出典: JICA 調査団)

表 9-59 N-1 条件での過負荷解消のための系統対策

<送電線の対策>

送電線	電圧(kV)	対策
Semtokha - Baso-LS	66	Zebra 1cct→Zebra(Twin) 2cct

※132kV Mangdechhu~Nikachhu は既設電源送電線のため Nikachhu 出力抑制にて対応

<変電所での対策>

変電所	電圧(kV)	対策
Gelephu	132 / 66	3B:50MVA 増設
Malbase	220 / 66	4B:50/63VA 増設
Semtokha	220 / 66	3B:50/63MVA 増設
Baso-LS	220 / 66	2B:50/63MVA 増設
Tsirang	220 / 66	3B:50/63MVA 増設
Singhigaon	220 / 66	3B:50/63MVA 増設
Chumdo	220 / 66	3B:50/63MVA 増設
Puna-II	400 / 220	1,2B:105→200MVA 増容量

(出典：JICA 調査団)

上記対策を行い、潮流状況を確認した結果を表 9-60 に、過負荷解消の対策を表 9-61 にそれぞれ示す。

表 9-60 N-1 条件での潮流計算結果: 対策実施後

事故設備							過負荷設備						負荷率 (%)		
TL(1) TF(0)	From			To			CCT								
No.	Bus name	(kV)	No.	Bus name	(kV)	No.									
1	112	Mangdechhu	132	113	Nikachhu	132	1	112	Mangdechhu	132	113	Nikachhu	132	2	105.4
1	112	Mangdechhu	132	113	Nikachhu	132	2	112	Mangdechhu	132	113	Nikachhu	132	1	105.4
0	202	Malbase	220	402	Malbase	400	1	204	Baso-LS	220	210	Puna I	220	1	100.2
0	407	Jigmeling	400	444073	Alipurduar	400	1	204	Baso-LS	220	210	Puna I	220	1	102.4
0	407	Jigmeling	400	444073	Alipurduar	400	2	204	Baso-LS	220	210	Puna I	220	1	102.4
0	409	Lhamoizingkha	400	444073	Alipurduar	400	1	204	Baso-LS	220	210	Puna I	220	1	104.1
0	409	Lhamoizingkha	400	444073	Alipurduar	400	2	204	Baso-LS	220	210	Puna I	220	1	104.1
0	418	Sankosh LB	400	444073	Alipurduar	400	1	204	Baso-LS	220	210	Puna I	220	1	105.3
0	419	Sankosh RB	400	444073	Alipurduar	400	1	204	Baso-LS	220	210	Puna I	220	1	105.5

(出典：JICA 調査団)

表 9-61 N-1 条件での過負荷解消のための系統対策

<送電線の対策>

送電線	電圧(kV)	対策
Baso-LS - Puna I	66	Zebra 1cct→Zebra(Twin) 2cct

※132kV Mangdechhu～Nikachhu は既設電源送電線のため Nikachhu 出力抑制にて対応

(出典：JICA 調査団)

これらの対策により、常時状態 (N-0)、N-1 状態での過負荷は解消される。

なお単相変圧器の事故事象として、Mangdechhu 400/132kV 1～3B 停止時に、過負荷が発生する。事故単相器を予備器に取り替えるまでの運用対策として、Mangdechhu 事故に対しては、Nikachhu 発電所の出力抑制により過負荷は解消する。

表 9-62 単相変圧器事故での潮流計算結果: 過負荷設備

事故設備							過負荷設備						負荷率 (%)		
TL(1) TF(0)	From			To			CCT								
No.	Bus name	(kV)	No.	Bus name	(kV)	No.									
0	112	Mangdechhu	132	404	Mangdechhu	400	1,2,3	109	Tingtibi	132	110	Yurno	132	1	115.0

(出典：JICA 調査団)



### (3) 電圧確認

N-0 条件および N-1 条件において、各変電所の母線電圧は適正電圧の維持可能であり、設備対策は不要である。ただし、運用対策（Olakha の SC40MVA 開放、Dechencholing の SC15MVA 開放、Changidapuchu の Tap 変更）が必要な見通し。

### (4) 発電機 1 台停止

発電機 1 台停止時も、過負荷設備はなく、適正電圧も維持可能である。

### (5) 事故電流解析

事故電流解析の結果、各変電所の母線での事故電流はしゃ断器の許容値以内であり、問題がない。

表 9-21 事故電流計算結果

400kV			220kV			132kV		
Bus No.	Bus name	Fault Current (kA)	Bus No.	Bus name	Fault Current (kA)	Bus No.	Bus name	Fault Current (kA)
401	Tala	29.4	201	Chhukha	18.7	101	Kurichhu	6.9
402	Malbase	30.4	202	Malbase	20.1	102	Kilikhar	6.6
403	Kholongchu	19.8	203	Semtokha	11.0	103	Kanglung	8.5
404	Mangdechhu	31.6	204	Baso-Ls	13.6	104	Nangkor	8.4
405	Puna I	38.9	205	Tsirang	13.0	105	Nganglam	12.7
406	Puna II	42.2	206	Jigmeling	15.6	106	Deothang	9.3
407	Jigmeling	40.8	207	Dagachu	12.2	107	Motanga	13.6
408	Goling	44.9	208	Singhigaon	17.3	108	Gelephu	3.9
409	Lhamoizingkha	42.9	209	Samtse	8.8	109	Tingtibi	9.8
410	Yangbari	59.0	210	Puna I	14.1	110	Yurmo	10.5
411	Dorjilung	38.4	211	Bunakha	18.2	111	Jigmeling	7.0
412	Wangchu	21.7	212	Sankosh RB	9.5	112	Mangdechhu	11.2
413	Nyera-II	18.8	213	Sankosh LB	7.1	113	Nikachhu	9.5
414	Phuentshothang	19.8	215	S.Regulating	8.2	114	Kholongchhu	10.7
415	Kurigongri	43.9	216	Dagapela	12.1	115	Phuentshothang	20.0
416	Chamkharchhu-I	41.7	217	Chumdo	11.6	116	Nyera-I	16.6
418	Sankosh LB	41.3	218	Pinsa	9.8	117	Chamkharchhu-I	19.8
419	Sankosh RB	40.4	219	Puna II	10.3	118	Yangbari	11.4
420	Dorokha	24.7	212190	Bongaigaon	29.6	9908		1.7
421	Chamkharchhu-II	26.4	212203	Rangia	22.6	9909		3.1
422	Amochhu Res	38.1	212380	Rangia2	17.0	211150	Rangia1	14.0
214151	Rangia	51.7	442025	Birpara-PG	22.6	211550	Salakati1	3.3
214170	Bongaigaon	40.9	442071	Siliguri-PG	31.2			
444072	Siliguri-PG	49.8	442073	Alipurduar	26.2			
444073	Alipurduar	55.4						

(出典：JICA 調査団)

### (6) 安定度の確認

過渡安定度詳細解析を実施する必要があるかどうかを確認するため、N-1 条件で潮流計算を実施し、設備（送電線、変圧器）の両端の位相差を計算した。

位相差が最大となったのは、Wangchhu 発電所～Tala 発電所間の 400kV 送電線 1 回線停止時に、Wangchhu 発電所～Siliguri 変電所間の 400kV 送電線の両端の位相差で、9.9 度であった。

判定基準である位相差 20 度と比較して上記結果は十分に小さいため、安定度面では問題ないレベルである。

(7) 渇水期の検討

(a) 潮流解析

1) 常時状態 (N-0) での潮流

常時状態 (N-0) での潮流解析の結果、過負荷設備はなかった。

2) N-1 での潮流

N-1 での潮流計算結果を表 9-63 に示す。

表 9-63 N-1 条件での潮流計算結果: 過負荷設備

事故設備							過負荷設備					負荷率 (%)			
TL(1) TF(0)	From			To			CCT No.								
0	No.	Bus name	(kV)	No.	Bus name	(kV)	2	204	Baso-LS	220	614	Baso-LS	66	1	100.5
	204	Baso-LS	220	614	Baso-LS	66									

(出典: JICA 調査団)

この Baso-LS の 220/66kV 変圧器の 1 台事故時は、220kV Sementokha~Lobeyisa を開放→併用運用して対応する。

(b) 電圧確認

定常状態および N-1 状態において、基準電圧を逸脱する母線はなかった。

(c) 発電機 1 台停止

発電機 1 台停止時も、過負荷設備はなく、適正電圧も維持可能である。

(8) 発電機 110%出力時の検討

(a) 潮流解析

常時状態(N-0)での潮流解析の結果、過負荷設備はなかった。

(b) 電圧確認

定常状態において、基準電圧を逸脱する母線はなかった。

ただし、Changidapuchu の変圧器 Tap 調整が必要な見通しである。

#### 9.4.4 2040 年度断面

##### (1) 2040 年断面までに開発される計画

2040 年断面までには、本 MP で抽出した 3 か所の開発有望地点（Tingma (783MW)、Jongthang (414MW)、Uzorong (840MW)）が運転開始している計画であり、これらの発電機および対応する送電設備が 2040 年断面検討用のモデルには含まれている。以下は、2035 年断面からの変更点を示す。

表 9-64 追加設備（2040 年まで）

発電設備			
地点名	出力		
Tingma	783MW		
Jongthang	227MW		
Uzorong	840MW		

送電線			
電圧	From	To	主仕様
400kV	Tingma	Amochhu	1 x 2 回線送電線、Moose (Twin)、48.7km
400kV	Jongthang	Mangdechhu	1 x 2 回線送電線、Moose (Twin)、23.6km
400kV	Uzorong	Dorjilung	1 x 2 回線送電線、Moose (Twin)、25.9km

(出典：JICA 調査団)

##### (2) 潮流解析

###### (a) 常時状態 (N-0) での潮流

常時状態 (N-0) での潮流解析を行った。以下にその結果を示す。

表 9-65 N-0 条件での潮流計算結果: 重負荷設備

TL (1)	From			To			CCT No.	Loading (MVA)	Rating (MVA)	Percent (%)
	Bus No.	Bus name	(kV)	Bus No.	Bus name	(kV)				
1	609	Olakha	66	610	Semtokha	66	1	43.8	39	112.3
1	610	Semtokha	66	611	Dechencholing	66	1	43.6	39	111.7
1	612	Lobeysa	66	613	Gaywathang	66	1	41.5	39	106.5
1	613	Gaywathang	66	614	Baso-LS	66	1	41.7	39	106.9

(出典：JICA 調査団)

上記潮流の過負荷を解消するため、表 9-66 の通り送電線を増強した。

表 9-66 N-0 条件での過負荷解消のための系統対策

送電線	電圧(kV)	対策
Olakha - Semtokha	66	Dog 1cct→2cct
Semtokha - Dechencholing	66	Dog 1cct→2cct
Lobeysa - Gaywathang	66	Dog 1cct→Zebra 1cct
Gaywathang - Baso-LS	66	Dog 1cct→Zebra 1cct

(出典：JICA 調査団)

(b) N-1 での潮流

N-1 での潮流計算結果を表 9-67 に、過負荷解消の対策を表 9-68 にそれぞれ示す。

表 9-67 N-1 条件での潮流計算結果: 過負荷設備

事故設備							過負荷設備							負荷率 (%)	
TL(1) TF(0)	From			To			CCT								
	No.	Bus name	(kV)	No.	Bus name	(kV)	No.								
1	112	Mangdechhu	132	113	Nikachhu	132	2	112	Mangdechhu	132	113	Nikachhu	132	1	105.3
1	112	Mangdechhu	132	113	Nikachhu	132	1	112	Mangdechhu	132	113	Nikachhu	132	2	105.3
0	203	Semtokha	220	610	Semtokha	66	2	203	Semtokha	220	610	Semtokha	66	1	100.2
0	203	Semtokha	220	610	Semtokha	66	3	203	Semtokha	220	610	Semtokha	66	1	100.2
0	203	Semtokha	220	610	Semtokha	66	1	203	Semtokha	220	610	Semtokha	66	2	100.2
0	203	Semtokha	220	610	Semtokha	66	3	203	Semtokha	220	610	Semtokha	66	2	100.2
0	203	Semtokha	220	610	Semtokha	66	1	203	Semtokha	220	610	Semtokha	66	3	100.2
0	203	Semtokha	220	610	Semtokha	66	2	203	Semtokha	220	610	Semtokha	66	3	100.2
0	205	Tsirang	220	616	Tsirang	66	1	205	Tsirang	220	616	Tsirang	66	3	123.3
0	205	Tsirang	220	616	Tsirang	66	2	205	Tsirang	220	616	Tsirang	66	3	123.3
0	108	Gelephu	132	622	Gelephu	66	1	108	Gelephu	132	622	Gelephu	66	3	116.9
0	108	Gelephu	132	622	Gelephu	66	2	108	Gelephu	132	622	Gelephu	66	3	116.9

(出典: JICA 調査団)

表 9-68 N-1 条件での過負荷解消のための系統対策

変電所	電圧(kV)	対策
Gelephu	132 / 66	4B:50MVA 増設
Semtokha	220 / 66	4B:50/63MVA 増設
Tsirang	220 / 66	4B:50/63MVA 増設

※132kV Mangdechhu～Nikachhu は既設電源送電線のため Nikachhu 出力抑制にて対応

(出典: JICA 調査団)

これらの対策により、常時状態 (N-0)、N-1 状態での過負荷は解消される。

なお単相変圧器の事故事象として、Mangdechhu 400/132kV 1～3B 停止時に、過負荷が発生する。事故単相器を予備器に取り替えるまでの運用対策として、Mangdechhu 事故に対しては、Nikachhu 発電所の出力抑制により過負荷は解消する。

表 9-69 単相変圧器事故での潮流計算結果: 過負荷設備

事故設備							過負荷設備							負荷率 (%)	
TL(1) TF(0)	From			To			CCT								
	No.	Bus name	(kV)	No.	Bus name	(kV)	No.								
0	112	Mangdechhu	132	404	Mangdechhu	400	1,2,3	109	Tingtibi	132	110	Yurmo	132	1	114.8

(出典: JICA 調査団)

(3) 電圧確認

上記の過負荷対策を実施後、定常状態 (N-0) で基準電圧 (0.95～1.05pu) を逸脱する母線を表 9-70 に示す。

表 9-70 基準電圧逸脱母線

Bus No.	Name	電圧 (p.u.)	電圧 (kV)
108	Gelephu	0.947	125.0
605	Paro	0.929	61.3
606	Haa	0.936	61.8
612	Lobeysa	0.927	61.2
622	Gelephu	0.936	61.7
627	Changidapuchu	0.939	62.0

(出典: JICA 調査団)

上記母線での適正電圧維持のため、本検討では以下の調相設備を設置することとする。

表 9-71 必要調相設備量

変電所	電圧(kV)	SC[MVA]
Gelephu	66	30
Changidapuchu	66	20
Paro	66	25
Lobeysa	66	30

(出典：JICA 調査団)

上記対策により、常時状態で適正電圧を維持可能である。また、N-1 条件での適正電圧 (0.90 ~1.10pu) も維持可能である。

#### (4) 発電機 1 台停止

発電機 1 台停止における潮流計算結果、過負荷設備はなく、適正電圧に維持可能である。

#### (5) 事故電流解析

潮流解析で対策を施した系統において、各変電所の母線での事故電流計算を行った。その結果を以下に示す。

表 9-72 事故電流計算結果

400kV			220kV			132kV		
Bus No.	Bus name	Fault Current (kA)	Bus No.	Bus name	Fault Current (kA)	Bus No.	Bus name	Fault Current (kA)
401	Tala	30.1	201	Chhukha	18.8	101	Kurichhu	6.9
402	Malbase	32.1	202	Malbase	20.2	102	Kilikhar	6.6
403	Kholongchu	20.1	203	Semtokha	11.0	103	Kanglung	8.5
404	Mangdechhu	33.3	204	Baso-Ls	13.6	104	Nangkor	8.4
405	Puna I	39.3	205	Tsirang	13.0	105	Nganglam	12.7
406	Puna II	42.8	206	Jigmeling	15.7	106	Deothang	9.3
407	Jigmeling	42.0	207	Dagachu	12.2	107	Motanga	13.6
408	Goling	47.1	208	Singhigaon	17.4	108	Gelephu	3.9
409	Lhamoizingkha	43.7	209	Samtse	8.8	109	Tingtibi	9.8
410	Yangbari	63.1	210	Puna I	14.2	110	Yurmo	10.5
411	Dorjilung	43.0	211	Bunakha	18.3	111	Jigmeling	7.0
412	Wangchu	22.1	212	Sankosh RB	9.5	112	Mangdechhu	11.3
413	Nyera-II	19.0	213	Sankosh LB	7.1	113	Nikachhu	9.5
414	Phuentshothang	20.0	215	S.Regulating	8.3	114	Kholongchu	10.7
415	Kurigongri	45.4	216	Dagapela	12.2	115	Phuentshothang	20.1
416	Chamkharchhu-I	43.3	217	Chumdo	11.7	116	Nyera-I	16.7
418	Sankosh LB	41.9	218	Pinsa	9.8	117	Chamkharchhu-I	19.9
419	Sankosh RB	41.1	219	Puna II	10.3	118	Yangbari	11.5
420	Dorokha	26.1	212190	Bongaigaon	29.7	9908		1.7
421	Chamkharchhu-II	26.9	212203	Rangia	22.7	9909		3.1
422	Amochhu Res	42.2	212380	Rangia2	17.1	211150	Rangia1	14.0
423	Tingma	22.2	442025	Birpara-PG	22.7	211550	Salakati1	3.3
425	Uzorong	27.8	442071	Siliguri-PG	31.3			
427	Jongthang	22.8	442073	Alipurduar	26.3			
214151	Rangia	53.7						
214170	Bongaigaon	41.4						
444072	Siliguri-PG	51.0						
444073	Alipurduar	58.1						

(出典：JICA 調査団)

Yangbari 変電所の 400kV 母線事故で事故電流が 63kA を超えている。このため、2050 年と同様に Yangbari 変電所 400kV 母線分割運用を採用することとする。

Yangbari 変電所 400kV 母線分割の前後の事故電流計算結果を表 9-73 に示す。

表 9-73 Yangbari 変電所 400kV 母線分割の前後の事故電流計算結果

母線電圧 (kV)	Bus No	変電所名	事故電流(kA)		対策
			対策前	対策後	
400	410	Yangbari (a)	63.1	53.2	母線分割
-	-	Yangbari (b)	-	53.0	

(出典: JICA 調査団)

## (6) 安定度の確認

過渡安定度詳細解析を実施する必要があるかどうかを確認するため、N-1 条件で潮流計算を実施し、設備（送電線、変圧器）の両端の位相差を計算した。

位相差が最大となったのは、Tala 発電所～Siliguri 変電所間の 400kV 送電線 1 回線停止時に、Tala 発電所～Siliguri 変電所間の 400kV 送電線の両端の位相差で、10.6 度であった。

判定基準である位相差 20 度と比較して上記結果は十分に小さいため、安定度面では問題ないレベルである。

## (7) 渇水期の検討

### (a) 潮流解析

#### 1) 常時状態 (N-0) での潮流

常時状態 (N-0) での潮流解析の結果、過負荷設備はなかった。

#### 2) N-1 での潮流

N-1 での潮流計算結果を表 9-74 に示す。

表 9-74 N-1 条件での潮流計算結果: 過負荷設備

事故設備							過負荷設備					負荷率 (%)			
TL(1) TF(0)	From			To			CCT No.								
0	No.	Bus name	(kV)	No.	Bus name	(kV)	No.								
0	204	Baso-LS	220	614	Baso-LS	66	2	204	Baso-LS	220	614	Baso-LS	66	1	120.7

(出典: JICA 調査団)

この Baso-LS の 220/66kV 変圧器の 1 台事故時は、220kV Semtokha～Lobeysa を開放→併用運用して対応する。

### (b) 電圧確認

定常状態および N-1 状態において、基準電圧を逸脱する母線はなかった。

ただし、Lobeysa 変電所で SC : 15MVA (10MVA+5MVA) の開放運用が必要な見通し。

### (c) 発電機 1 台停止

発電機 1 台停止時も、過負荷設備はなく、適正電圧も維持可能である。

## (8) 発電機 110%出力時の検討

### (a) 潮流解析

常時状態(N-0)での潮流解析の結果、過負荷設備はなかった。

(b) 電圧確認

定常状態において、基準電圧を逸脱する母線はなかった。

ただし、Changidapuchu の変圧器 Tap 調整が必要な見通しである。

## 9.5 系統マスタープラン

### 9.5.1 設備対策の年度展開

9.2 節と 9.4 節で検討した結果を踏まえ、2021 年から 2050 年までの系統計画に関する設備対策の年度展開を以下に示す。

表 9-75 系統設備対策の年度展開

<送電設備>

設備対策	2021	2026	2031	2036	2041
区間	-2025	-2030	-2035	-2040	-2050
PHEP-I – Lhamoizingkha	400	1 x 2 回線送電線新設、Moose (Twin)、92.9km			
PHEP-II – Lhamoizingkha	400	1 x 2 回線送電線新設、Moose (Twin)、80.5km			
Lhamoizingkha - Alipurduar	400	1 x 2 回線送電線新設、Moose (Quad)、64.0km			
PHEP-I – PHEP-II	400	1 x 2 回線送電線新設、Moose (Twin)、13.0km			
Kholongchhu – Yangbari	400	2 x 2 回線送電線新設、Moose (Twin)、68.3km, 69.7km			
Goling – Yangbari	400	1 x 2 回線送電線新設、Moose (Twin)、60.0km			
Goling – Jigmeling	400	2 x 2 回線送電線新設、Moose (Twin)、37.7km, 38.0km			
Mangdechhu – Goling	400	2 x 2 回線送電線新設、Moose (Twin)、47.4km, 46.7km			
Nikachhu – MHEP	132	1 x 2 回線送電線新設、Panther、10km			
Kholongchhu – Kilikhar	132	1 x 1 回線送電線新設、Panther、34.7km			
Kholongchhu – Kanglung	132	1 x 1 回線送電線新設、Panther、23.0km			
PHEP-I – Sankosh RB	400	1 x 2 回線送電線新設、Moose (Twin)、82.9km			
PHEP-II – Sankosh LB	400	1 x 2 回線送電線新設、Moose (Twin)、70.5km			
Sankosh RB – Lhamoizingkha	400	1 x 2 回線送電線新設、Moose (Twin)、20.0km			
Sankosh LB – Lhamoizingkha	400	1 x 2 回線送電線新設、Moose (Twin)、20.0km			
Sankosh RB, LB – Alipurduar	400	1 x 2 回線送電線新設、Moose (Quad)、79.0km			
Sankosh – Sankosh	220	1 x 2 回線送電線新設、Zebra、13.0km			
Dorjilung – Yangbari	400	2 x 2 回線送電線新設、Moose (Twin)、38.0km			
Yangbari – Rangia	400	1 x 2 回線送電線新設、Moose (Quad)、40.0km			
Nyera Amari-I – Phuentshothang	132	1 x 2 回線送電線新設、Panther、5.0km			
Nyera Amari-II – Phuentshothang	400	1 x 2 回線送電線新設、Moose (Twin)、5.0km			
Dorokha – Amochhu reservoir	400	1 x 2 回線送電線新設、Moose (Twin)、26.6km			
Chamkharchhu-II – Chamkharchhu-I	400	1 x 2 回線送電線新設、Moose (Twin)、35.9km			
Pinsa – Punatsangchhu-II	220	1 x 2 回線送電線新設、Zebra、5.2km			
Kuri-Gongri – Yangbari	400	2 x 2 回線送電線新設、Moose (Twin)、40.0km			
Yangbari – Rangia/Rowta	400	1 x 2 回線送電線新設、Moose (Quad)、40.0km			
Yangbari – Nganglam	132	1 x 2 回線送電線新設、Panther、30.0km			
Bunakha – Malbase	220	1 x 2 回線送電線新設、Zebra、30.0km			
Bunakha	220	220kV Chhukha-Semtokha LILO 1 回線、Zebra			
Yangbari – Goling	400	1 x 2 回線送電線新設、Moose (Twin)、60.0km			
Chamkharchhu-I	400	Yangbari-Goling LILO 2 回線、Moose (Twin)			
Chamkharchhu-I	132	Nganglam-Tingtibi LILO 1 回線、Panther			
Wangchhu	400	Tala-Khogla/Pugli-Siliguri LILO 1 回線、Moose(Twin)			
Chumdo – Khasadrapchu	66	Dog 1cct→2cct、4.8km			
Semtokha – Baso-LS	220	Zebra 1cct→Zebra(Twin) 2cct、44.9km			
Baso-LS – Punatsangchhu-I	220	Zebra 1cct→Zebra(Twin) 2cct、5.0km			
Tingma – Amochhu reservoir	400	1 x 2 回線送電線新設、Moose (Twin)、48.7km			
Jongthang – Mangdechhu	400	1 x 2 回線送電線新設、Moose (Twin)、23.6km			
Uzorong – Dorjilung	400	1 x 2 回線送電線新設、Moose (Twin)、25.9km			
Olakha – Semtokha	66	Dog 1cct→2cct、1.7km			
Semtokha – Dechencholing	66	Dog 1cct→2cct、11.5km			
Lobeyesa – Gaywathang	66	Dog 1cct→Zebra 1cct、21.8km			
Gaywathang – Baso-LS	66	Dog 1cct→Zebra 1cct、1.5km			
Tseykha – Punatsangchhu-I	220	1 x 2 回線送電線新設、Zebra、37.9km			
Kago – Punatsangchhu-II	132	1 x 2 回線送電線新設、Panther、9.3km			
Thasa	400	Punatsangchhu II-Jigmeling LILO 2 回線、Moose (Twin)			
Darachhu – Dagachhu-II	220	1 x 2 回線送電線新設、Zebra、2.3km			
Dagachhu-II- Dagapela	220	1 x 2 回線送電線新設、Zebra、18.0km			
Wangdigang	400	Mangdechhu-Goling LILO 2 回線、Moose (Twin)			
Buli – Goling	132	1 x 2 回線送電線新設、Panther、10.5km			
Chamkharchhu-IV – Mangdechhu	400	1 x 2 回線送電線新設、Moose (Twin)、53.9km			
Minjey – Dorjilung	400	1 x 2 回線送電線新設、Moose (Twin)、35.0km			
Gamrichhu-2 – Gamrichhu-1	220	1 x 2 回線送電線新設、Zebra、22.2km			
Gamrichhu-1 – Uzorong	220	1 x 2 回線送電線新設、Zebra、27.1km			
Nyera Amari Kangpara – Phuentshothang	132	1 x 2 回線送電線新設、Panther、55.6km			



設備対策			2021 -2025	2026 -2030	2031 -2035	2036 -2040	2041 -2050
区間	電圧	基本スペック					
Yangbari – Rangia	400	Moose (Quad) 4cct→6cct					
Baso-LS – Punatsangchhu-I	220	Bunakha～Chhukha 開放運用 Punatsangchhu- I ～Tsirang を開放運用					
Malbase – Birpara-PG	220	Zebra 1cct→Zebra(Twin) 2cct、40.8km					
Malbase – Bunakha	220	Zebra 2cct→Zebra(Twin) 2cct、30km					
Semtokha – Chumdo	220	Zebra 1cct→Zebra(Twin) 2cct、17.0km					
Bunakha – Chumdo	220	Zebra 1cct→2cct、22.0km					
Motanga – Phuentshothang	132	Panther 2cct→Zebra 2cct、22.0km					
Phuentshothang – Nyera Amari-I	132	Panther 2cct→Zebra 2cct、5.0km					

< 変電設備 >

設備対策		2021 -2025	2026 -2030	2031 -2035	2036 -2040	2041 -2050
変電所	-2025					
Jigmeling	400/220kV 1, 2, 3B: 4 x 167 MVA 400/220kV Tr 用 GIS 引出し口 x 4					
PHEP-I	400/220kV 1, 2, 3B: 3 x 105 MVA					
Kholongchhu	400/132kV 1, 2, 3B: 3 x 67 MVA					
Sankosh	400/220kV 1, 2B: 2 x 104 MVA 400/220kV 1, 2B: 2 x 104 MVA					
Phuentshothang	400kV/132kV 1, 2, 3B: 3 x 67 MVA					
Yangbari	400/220/33kV 1, 2, 3B: 4 x 67 MVA 400kV 母線分割					
Malbase	400/220kV 2, 3, 4B: 4 x 67 MVA 400/220kV 5B: 200 MVA 400/220kV 6B: 200 MVA 220/66kV 4B: 50/63 MVA					
Chamkharchhu-I	400/132/33kV 1, 2, 3B: 4 x 67 MVA					
Gelephu	132/66kV 3B: 50 MVA 132/66kV 4B: 50 MVA					
Semtokha	220/66kV 3B: 50/63 MVA 220/66kV 4B: 50/63 MVA					
Tsirang	220/66kV 3B: 50/63 MVA 220/66kV 4B: 50/63 MVA					
Singhigaon	220/66kV 3B: 50/63 MVA 220/66kV 4B: 50/63 MVA					
Chumdo	220/66kV 3B: 50/63 MVA 220/66kV 4B: 50/63 MVA					
Punatsangchhu-I	400/220kV 1, 2, 3B: 105→150 MVA 増容量					
Punatsangchhu-II	400/220kV 1, 2B: 105→200 MVA 増容量					
Goling	400/132kV 1B, 2B: 67→100 MVA 増容量					
Baso-LS	220/66kV 2B: 50/63 MVA 220/66kV 3B: 50/63 MVA					
Dechencholing	66/33kV 3B: 30 MVA					
Changidapuchu	66/33kV 3B: 30 MVA					

< 調相設備 >

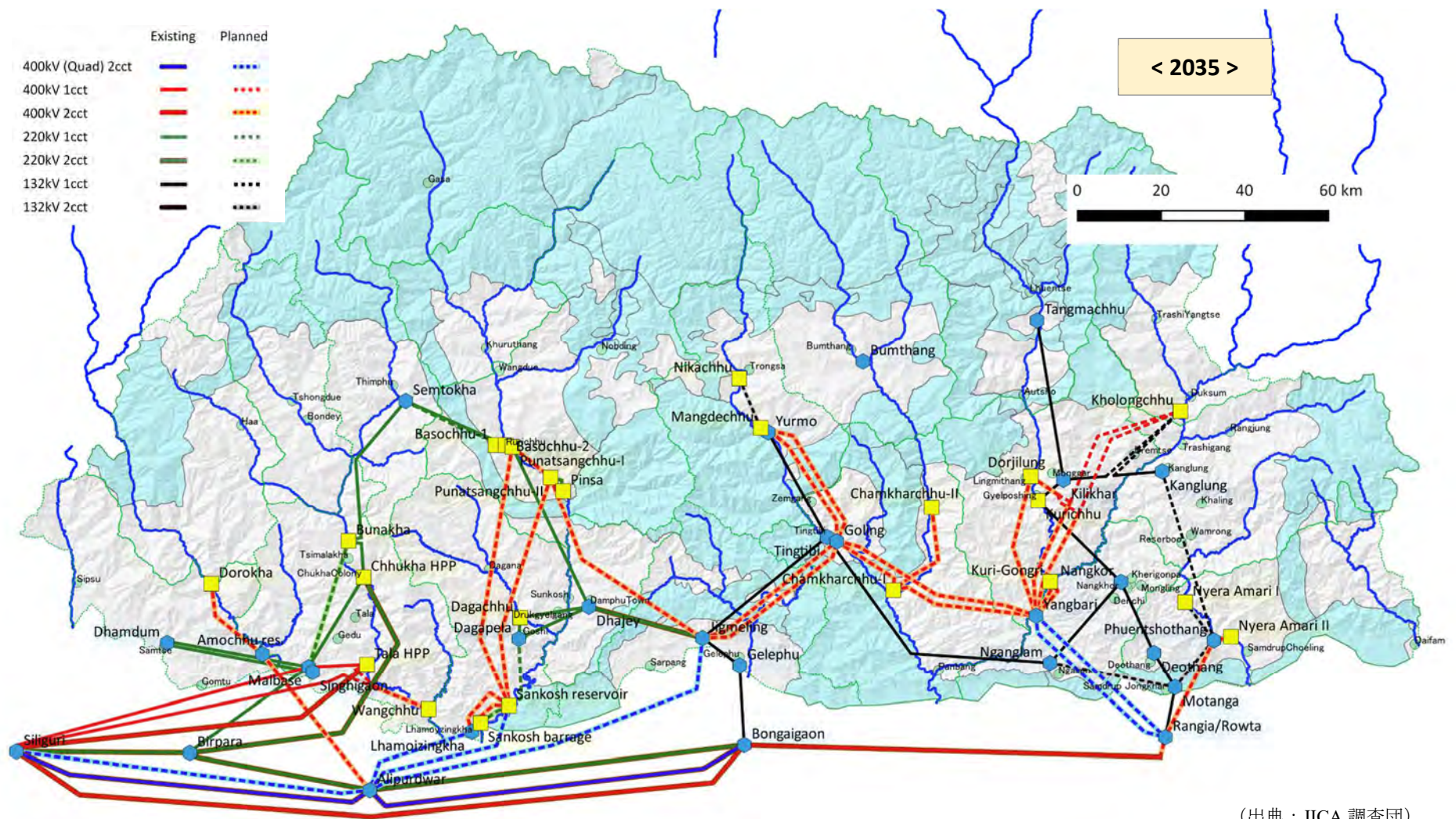
設備対策				2021 -2025	2026 -2030	2031 -2035	2036 -2040	2041 -2050
変電所	電圧	設備	設備量(MVA)					
Yangbari	400	ShR	2 x 80					
Goling	400	ShR	2 x 80					
Wangchhu	400	ShR	1 x 63					
Gelephu	66	ShC	1 x 30					
Changidapuchu	66	ShC	1 x 20					
Paro	66	ShC	1 x 25					
Lobeysa	66	ShC	1 x 30					
Deothang	132	ShC	1 x 50					
Gomtu	66	ShC	1 x 20					

ShR (Shunt Reactor) : 電圧を調整するための調相設備であり、軽負荷により受電端の電圧が上昇した際に、遅れ無効電力を与えることで電圧を低下させる。

ShC (Shunt Capacitor) : 電圧を調整するための調相設備であり、重負荷により受電端の電圧が低下した際に、進み無効電力を与えることで電圧を上昇させる。

9.5.2 各年度の系統図

上記の結果を踏まえて、各年度の系統図を以下に示す。



(出典：JICA 調査団)

図 9-52 系統図 (2035 年)

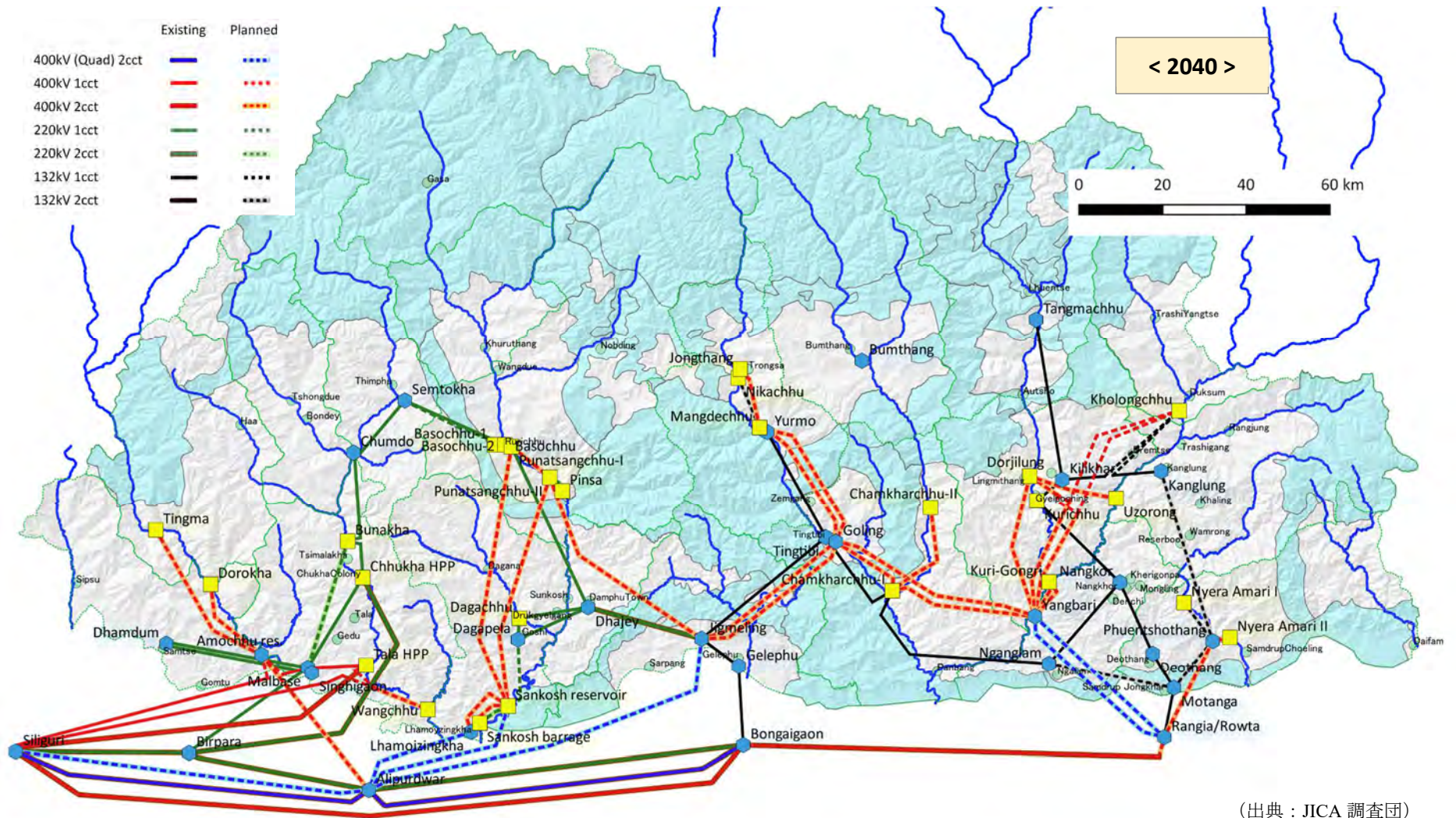
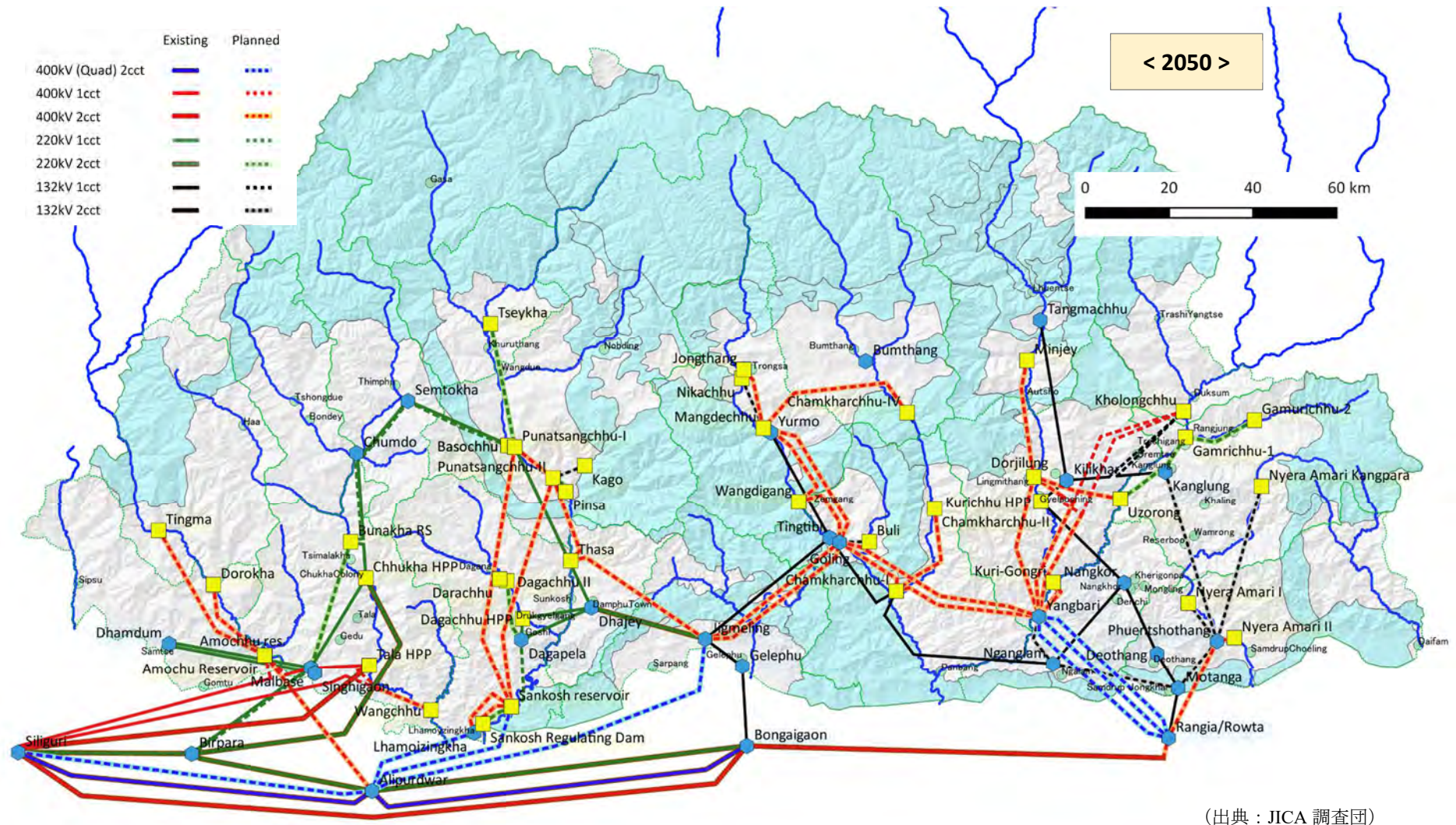


図 9-53 系統図 (2040 年)



(出典：JICA 調査団)

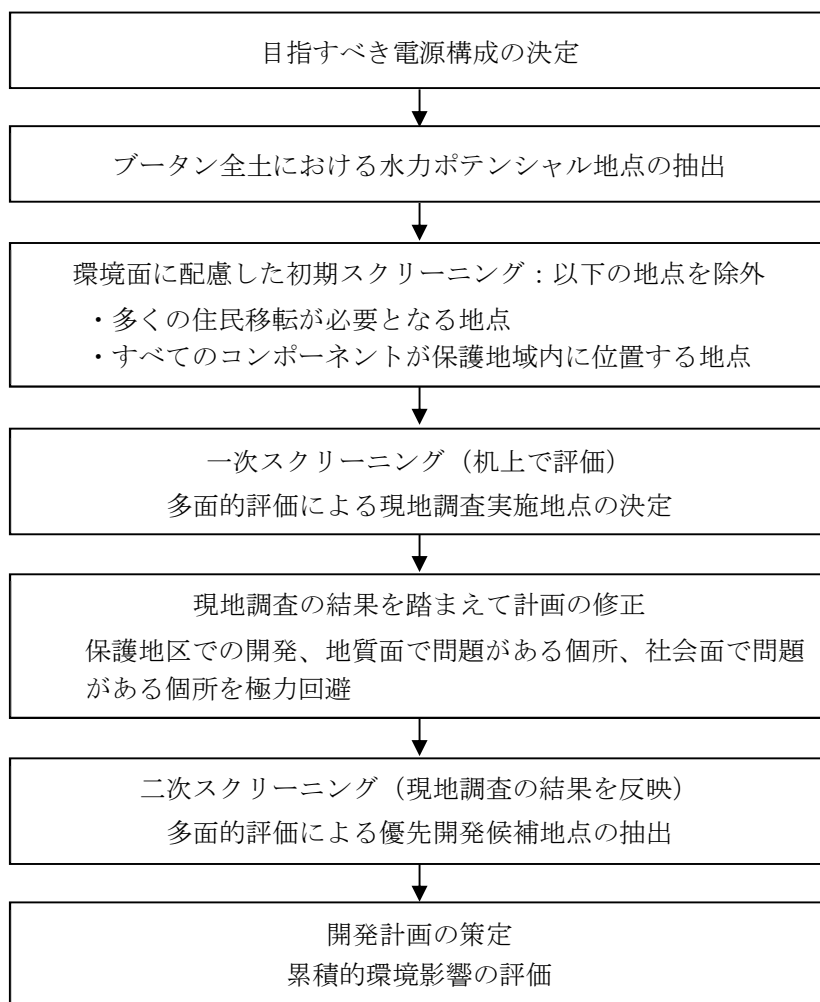
図 9-54 系統図 (2050 年)

## 第 10 章 戦略的環境アセスメント (SEA)

### 10.1 事業コンポーネントの概要

#### 10.1.1 事業の内容

本事業のタイトルは、「ブータン国電力マスタープラン 2040 策定プロジェクト」であり、ブータンにおける今後の電源開発計画、系統拡充計画の基となるマスタープラン (MP) を策定することを目的として実施する。具体的には、水力発電所 (25MW 以上の規模) の開発計画について技術面、環境面、経済面、資金面等を勘察し、2004 年に作成された PSMP で抽出された候補プロジェクトと、その後新規に抽出された地点 (80 プロジェクト程度) を対象に、開発優先順位を付した有望プロジェクト (20 プロジェクト程度) の選定を行う。業務の流れは以下の通りである。



(出典：JICA 調査団)

図 10-1 本業務の流れ

## 10.1.2 代替案の比較検討

### (1) 電源構成に関する代替案

第3章で述べたとおり、化石燃料による発電方式は、石炭以外の石油系燃料はすべて輸入に依存していることから、ブータン国では、他の発電方式に比較してコスト高である。再生可能エネルギーについては、太陽光、風力に関しては、化石燃料と同様にコストが高いことに加えて利用可能な土地面積が狭いため、開発に伴う自然環境への影響が大きい。また、バイオマスに関しては、主要な原材料と考えられる伐採樹木は、その大部分は、薪や家具等の材料として使用され、加工時のおがくずを除くとほとんど有効に活用されており、発電への供給源としての余剰は無い。更に、唯一発電の供給源と考えられる農業残渣物は、各家庭においてエネルギー資源として有効活用されており、これも、発電への供給源としての余剰は無い。

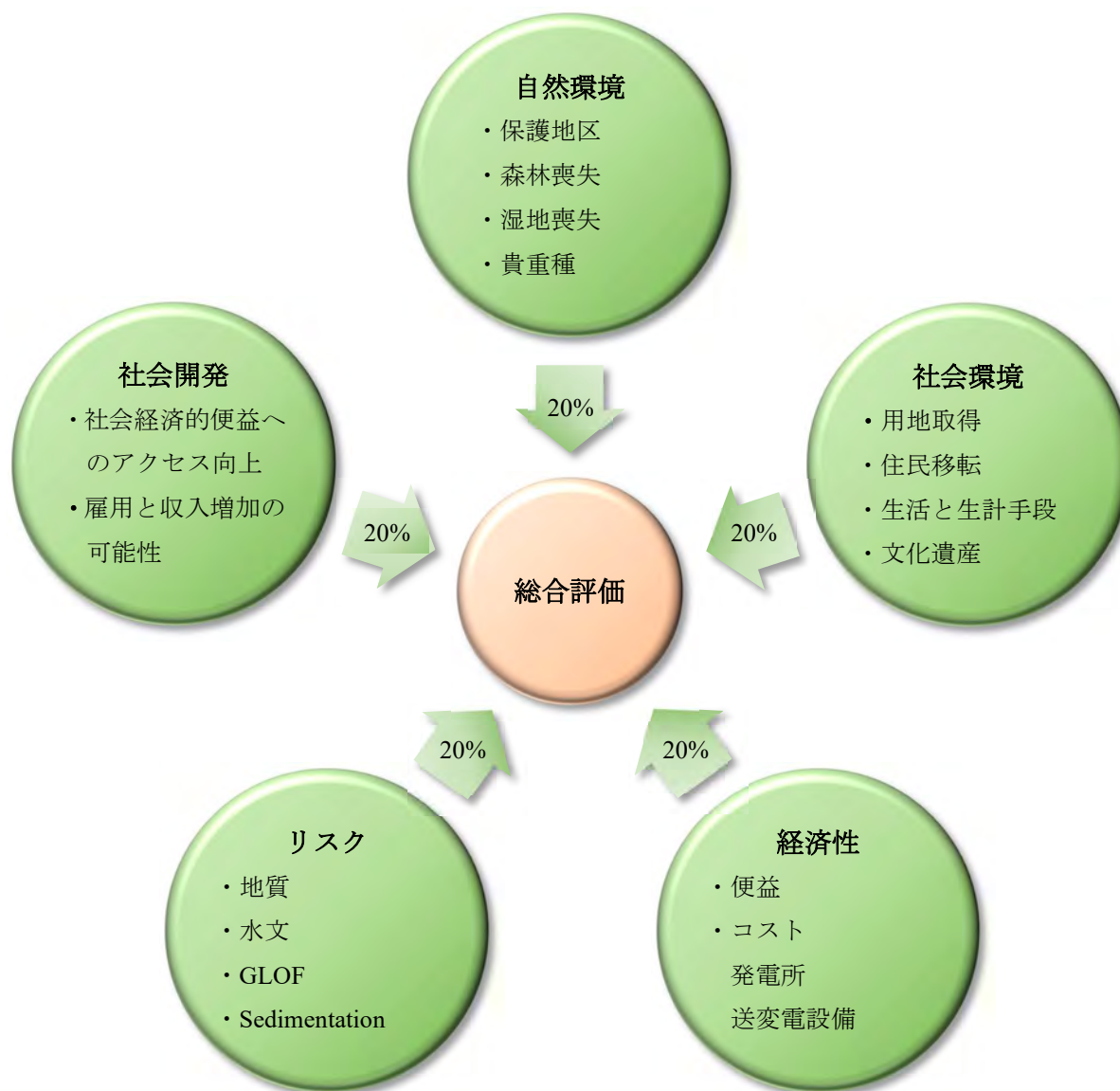
一方、ブータン国は、水力資源が豊富であり、包蔵水力は30GW以上ある（2018年8月現在での開発量は1.6GW）と想定されているとともに、開発コストが安いこと、他の電源と比較してコスト面で優位性がある。また、地形・地質の特質から、大規模な貯水式の発電施設の建設は困難であることから、その大半は、流れ込み式発電を採用するため、総じて環境への影響が少ない電源開発と考えられる。

このようなブータンの特殊性を考慮すると、将来の電源構成も現状と同様にほぼ100%を水力でまかなうことが、環境保全及び経済性の観点から、好ましいものと考えられる。

### (2) マスタープランにおける優先開発候補地選定に関する代替案

(1)で述べた通り、将来の電源構成も現状と同様にほぼ100%を水力でまかなうこととし、電力MPとしては、豊富な水力資源のポテンシャルサイトを発掘するとともに、開発優先順位を決定することを目指して検討を行う。

全てのポテンシャル地点の中から優先開発候補地点（Short list 地点）を選定していくにあたっては、SEAの趣旨にのっとり、経済性だけでなく環境面にも配慮して全地点の比較評価を実施する。具体的には、MCA（Multi Criteria Analysis：多基準分析）手法を使用して、各地点を多面的に評価して比較し、各地点の開発優先順位を決定する。評価の基準としては、以下に示すように、環境配慮面（自然・社会）はもとより、社会開発（正の影響）面、経済性面、地質・水文等のリスク面の5項目とする。（実際の評価方法、評価結果は第7章参照）



(出典：JICA 調査団)

図 10-2 各地点の総合評価方法

最終的に各地点の評価に使用した MCA の具体的な項目と Weight は表 7-63 に記載してある。

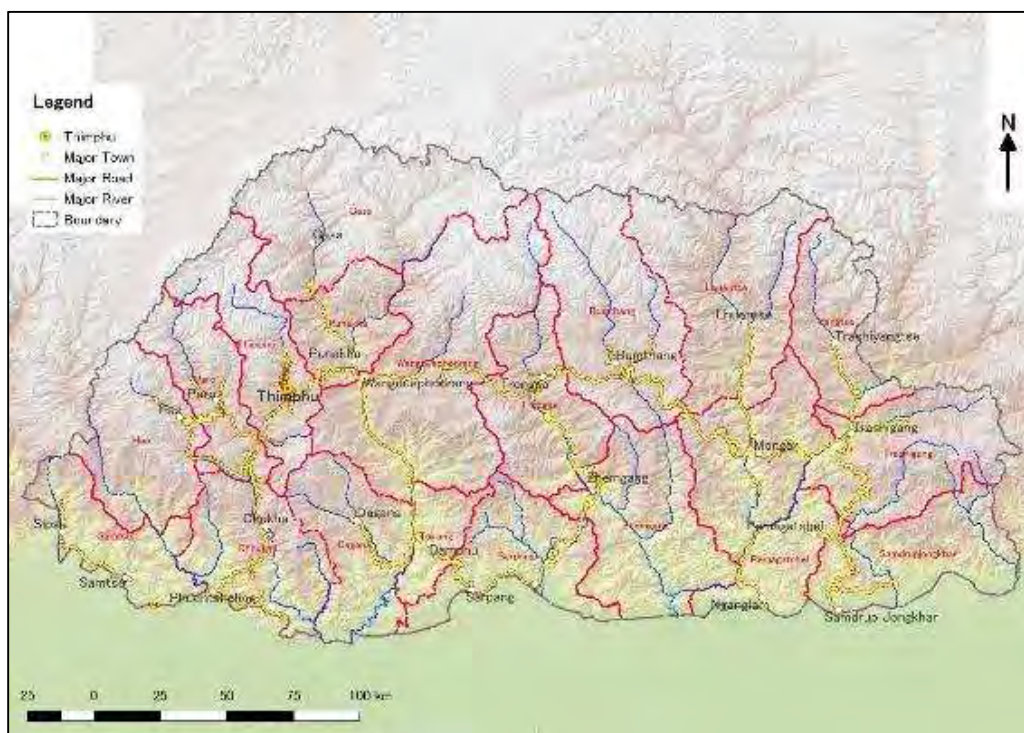
## 10.2 環境社会配慮の現状

### 10.2.1 自然・社会環境の概要

#### (1) 物理環境<sup>23</sup>

##### (a) 地形

ブータンは陸封国で、四方のうち北を中国（チベット）、東西と南をインドに接し、中国とは470km、インドとは605kmの国境線を持っている。国土面積は38,394km<sup>2</sup>で、東西に約500km、南北に約170kmとなっている（図10-3）。



(出典：JICA 調査団)

図 10-3 ブータンの地形

ブータンは山岳地形で海拔160mから7,000m超まであり、最高峰はGangkhar Puensum（標高7,570m）である。ブータン北部はヒマラヤ山脈に属し、高山地帯である。中部はヒマラヤ山脈から南に延びる山脚で、ブータン中央部にBlack Mountainsがあり、2つの主要河川であるPunatsangchhuとMangdechhuの水源となっている。南部のSiwalik丘陵はヒマラヤの山麓地帯で、落葉樹に覆われ、低地河川扇状地の谷が発達している。山々の頂は標高1,500mほどで、山麓には亜熱帯平原が広がっている。

ブータンの気候帯は高山帯（alpine）、温帯（temperate）と亜熱帯（subtropical）に分けられ、モンスーンの影響を受ける。3月から4月中旬までが雨の少ない春で、4月中旬から雨が降りだし、6月まで初期モンスーン気候となる。南西モンスーンによる本格的な雨期が6月下旬から9

<sup>23</sup> 特に記述のない限り、この章の情報は Styatistical Yearbook of Bhutan 2016 (National Statistics Bureau, Royal Government of Bhutan)による。

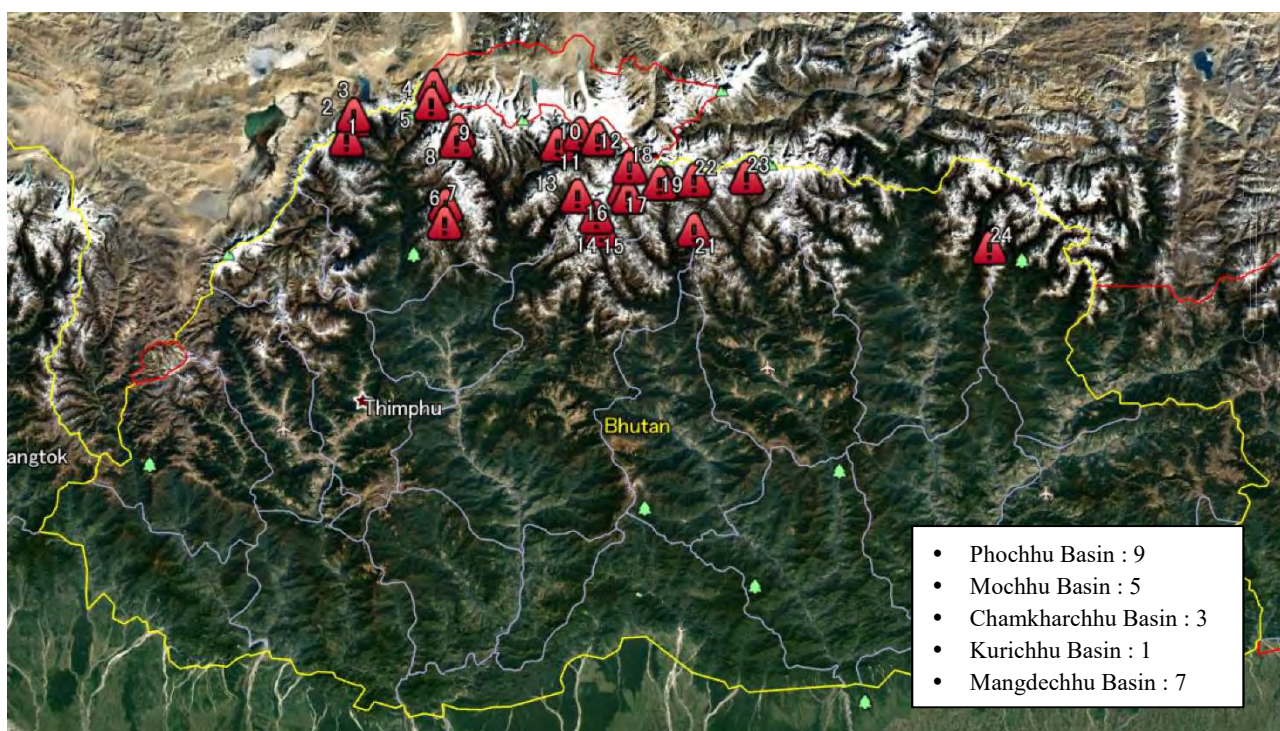


月遅くまで続く。9月遅くか10月初めから11月下旬までは天候が安定し、高山地帯では降雪がある。11月から3月まで冬となり、北東モンスーンによる強風がもたらされる。

## (b) 河川と氷河

ブータンには次の5つの主要な河川系—Drangmechhu, Mangdechhu, Punatsangchhu, Wangchhu, Amochhuがあり、インドのBrahmaputra川に合流する。

ブータン北部にある氷河は国土面積の約10%を占め、ブータンの河川の重要な水源となっている。



(出典： <http://www.saarc-sadkn.org/>による氷河湖の位置に基づき調査団作成)

図 10-4 ブータンの氷河と決壊の危険のある氷河湖分布図

1994年10月に発生したLuggye Tsho湖の決壊の際には被害は下流200km以上に及んでいる<sup>24</sup>。氷河湖決壊時には、下流のダムにおいて非常に多くの土石流が堆積し、安定的な運転継続のためには、排砂の実施が必要となり、運転維持費が大幅に増加するリスクがある。

## (2) 自然災害の現状

アジア防災センターでは、ブータンの災害の動向を以下のようにまとめている。「ブータンは、地質年代が新しいヒマラヤ山脈に位置し、世界でもっとも地震活動の活発な地域に位置していると考えられている。また過去の地震活動から分かる通り、地震はもっとも差し迫った問題となっている。地球温暖化により、氷河湖決壊洪水（Glacial Lake Outburst Flood：GLOF）は

<sup>24</sup> Geoenvironmental Disasters (Deo Raj Gurung et. al., 2017)

ブータンにとってもう一つの脅威となっている。気候変動が原因の季節性の強風はブータンにおける自然災害の一つで、地方の家屋に深刻な被害を与えている。2011年と2013年には暴風が発生し、地方の家屋に被害がでた。他の災害では、地すべり、鉄砲水、暴風、森林及び建造物火災が発生し、財産や人命に深刻な被害を与えている」（詳細調査団仮訳）。さらに表 10-1 のような自然災害が近年記録されている。

表 10-1 ブータンでの自然災害

年月日	種類	内容
2011年9月	地震	2011年9月18日、マグニチュード6.9の地震が発生し、地震により引き起こされた地すべりにより1人が死亡し、14人が負傷、約2,450万米ドルにもものぼる構造物への被害があった。
2013年6月	鉄砲水	2013年6月4日、断続的な大雨により鉄砲水が発生し、Punakha 県の6つの村が被災した。数エーカーもの土地が土砂で埋まったり、流されたりした。排水渠一つも流された。
2013年12月	暴風	暴風により13の県、53の村、1つの特別市が被災した。979の住宅、12の学校50の寺院・修道院、3つの村役場と8つの診療所が被害を受けた。

(出典：アジア防災センター)

### (3) 生物環境<sup>25</sup>

#### (a) 植生

憲法で森林被覆率を60%以上に維持することをうたい、その趣旨に従い現在の森林被覆率は70.46%となっている。ブータンは南北の水平距離約170kmの国土に海拔150mから7,000mを超える高山までが存在し、それに伴いさまざまな植生が確認されている。

表 10-2 ブータンの気候帯と主な植生

気候帯	植生
高山帯：海拔4,000m以上	高山草地・低木地：草原とツツジ、ビャクシンの低木など
温帯：海拔2,000から4,000m	モミ林：海拔3,000m以上 針葉樹林：海拔2,500から3,500m ヒマラヤゴヨウ林：海拔1,500から3,200m 広葉・針葉樹林：海拔2,000から2,500m
亜熱帯：海拔150から2,000m	広葉樹林：海拔1,000から2,000m 熱帯低地林：海拔700m以下

(出典：The Fifth National Report to the Convention of Biological Diversity Secretariat (National Environment Commission, Royal Government of Bhutan, 2016))

注：温帯を「冷温帯」と「暖温帯」、亜熱帯を「乾亜熱帯」と「湿潤亜熱帯」、「湿亜熱帯」として、全体で6つの気候帯に分ける場合もある。

#### (b) 保護区

ブータンの生態系保全の特長は、国土の51.44%を占める保護区ネットワークが挙げられる。保護区は、主に国立公園(National Park)、野生生物保護区(Wildlife Sanctuary)、厳正自然保護区(Strict Nature Reserve)、生物的回廊(Biological Corridor)の主に4つのカテゴリーに分け

<sup>25</sup> 特に記述のない限り、この章の情報は The Fifth National Report to the Convention of Biological Diversity Secretariat (National Environment Commission, Royal Government of Bhutan, 2016)による。

られる。さらに、小規模なリクリエーション公園として植物園 (47km<sup>2</sup>) が 1 カ所ある。保護区の規制について、保護区の中にはコア・ゾーン (Core Zone)、バッファー・ゾーン (Buffer Zone)、多目的使用ゾーン (Multiple-use Zone) の 3 つがある。多目的使用ゾーンには住民が居住している。

表 10-3 に保護区のカテゴリー、表 10-4 にゾーニングについて、表 10-5 に保護区をまとめ、図 10-5 に保護区の地図をそれぞれ示した。

表 10-3 保護区のカテゴリーと定義・目的など

名称	定義・目的など
国立公園	法的及びその他の手段をとおして管理し、生態系サービスと文化価値を伴った自然を保護する地域 (A)。
野生生物保護区	保護区としての目的等は国立公園と同じだが、面積が国立公園と比べて小さい。
厳正自然保護区	保護区としての目的等は国立公園と同じ。厳正自然保護区は 1 カ所のみで、保護区内に永久居住地はなく、調査研究以外のすべての活動が禁じられている。
生物的回廊	動物および鳥類の移動のための保護区域を結ぶために設けられた区域 (B)。

(出典：(A)：Guidelines for Zonation in National Parks and Wildlife Sanctuaries in Bhutan (2012)で IUCN の保護区に関する定義を使っている、(B)：Forest and Nature Conservation Rules of Bhutan (2006)の仮訳、その他は、Department of Forests and Park Services とのインタビューによる。)

表 10-4 各ゾーンの定義・目的など

名称	定義・目的など
コア・ゾーン	規制された研究及びモニタリングプログラムを除き、人間関連の活動が許可されていない、技術規則に従って指定された保護区内の完全に保護された区域 (B)。
多目的使用ゾーン	周辺地域住民の生計を考慮して、自然保護と自然資源の持続可能な管理との間の相互に有益な関係に基づいて、保護区内に設置された区域 (A)。
バッファー・ゾーン	保護区内に、人間活動と自然保護の「緩衝材」として設置された区域 (B)。

(出典：表 10-3 と同)

表 10-5 ブータンの保護区

名称	設立年	面積 (平方キロ)
国立公園		
Wangchuck Centennial Park	2008	4,914.00
Jigme Dorji National Park	1993	4,316.00
Jigme Singye Wangchuck National Park	1993	1,730.00
Royal Manas National Park	1993	1,057.00
Phrumsengla National Park	1993	905.05
野生生物保護区		
Bumdeling Wildlife Sanctuary	1993	1,520.61
Sakten Wildlife Sanctuary	1993	740.60
Phibsoo Wildlife Sanctuary	1993	268.93
Khaling Wildlife Sanctuary	1993	334.73
厳正自然保護区		
Jigme Kheser Strict Nature Reserve	1993	609.51
生物的回廊		
Biological Corridor	1999	2,685.61
リクリエーション公園		
Royal Botanical Park	2004	47.00
合計面積		19,129.04

(出典：Department of Forest & Park Service (DOFPS), MOFA (2018 年時点))



(出典 : Regulatory Framework for Biological Corridors in Bhutan)

図 10-5 ブータンの保護区と生物コリドー

(c) 国際自然保護団体による保護奨励地域

国際 NGO のバードライフ・インターナショナル (BirdLife International) は、国際的に重要な鳥類生息地を重要鳥類生物多様性地域 (Important Bird and Biodiversity Area) として指定し、その保護をブータン政府や国内 NGO とともに進めている。同国には 23 カ所の生物多様性地域があり、うち 8 カ所のみが保護区内にあり<sup>26</sup>、そのうち 1 か所 (K-13 : Minjey、生物的回廊) がプロジェクト候補地内に位置している。

(d) 野生生物の現状

表 10-6 にブータンに生息する野生生物の種数を示す。

表 10-6 ブータンで確認されている主な野生生物種

分類群	種数
種子植物	5,600 種以上
淡水魚類	91 種
両生類	61 種
爬虫類	124 種
鳥類	約 700 種
哺乳類	約 200 種

<sup>26</sup> Important Bird Areas in Asia: Key sites for conservation (BirdLife International, 2004)

(出典：The Fifth National Report to the Convention of Biological Diversity Secretariat (National Environment Commission, Royal Government of Bhutan, 2016))

生物多様性への直接的な脅威としては、土地利用変化、森林火災、過剰伐採・薪採取、過放牧、違法森林利用、密猟、非持続的農業、公害、外来種、人と野生生物の摩擦などが挙げられる。間接的な脅威としては、気候変動、人口増加、貧困がある。このような状況を反映して、ブータンでも種の絶滅が懸念されている<sup>27</sup>。表 10-7 にブータンの絶滅危惧種数 (Critically Endangered、Endangered、Vulnerable のカテゴリーのみ) を示す。<sup>(28個別種名は Appendix 参照)</sup>

表 10-7 ブータンの絶滅危惧種数

分類群	哺乳類	鳥類	爬虫類	両生類	魚類	軟体類	他の無脊椎動物	植物	真菌及び原生生物	総計
種数	25	19	3	1	3	0	1	43	0	95

(出典：[http://cmsdocs.s3.amazonaws.com/summarystats/2017-3\\_Summary\\_Stats\\_Page\\_Documents/2017\\_3\\_RL\\_Stats\\_Table\\_5.pdf](http://cmsdocs.s3.amazonaws.com/summarystats/2017-3_Summary_Stats_Page_Documents/2017_3_RL_Stats_Table_5.pdf) (2018年3月アクセス))

(e) 本プロジェクトで影響を受ける可能性のある動物種

1) 鳥類

シロハラサギ *Ardea insignis* は、IUCN/RedList では Critically Endangered に分類されている。Royal Society for the Protection of Nature (RSPN) によると、同種が Puna Tsnag Chhu で送電線に衝突し死亡するなどの問題が発生している (その他の河川では衝突等は報告されていない)。さらに RSPN が将来は他の河川 (流域) に新たな生息地を確保して個体の繁殖活動を実施し、同種の個体群を再導入する計画を立てている<sup>29</sup>。

2) 魚類

1978年に出版された文献ではブータンで49種の魚類が確認されていたが、最新の調査では91種の淡水魚類が報告されている<sup>30</sup>。表 10-8 に魚類の絶滅危惧種 (Critically Endangered、Endangered と Vulnerable のカテゴリーのみ) を示す。

表 10-8 魚類の絶滅危惧種

学名	英名	カテゴリー
<i>Tor putitora</i>	Putitor Mahseer (Golden Mahseer)	Endangered
<i>Cyprinion semiplotum</i>	Assamese Kingfish	Vulnerable
<i>Schizothorax richardsonii</i>	該当なし	Vulnerable

(出典：<http://www.iucnredlist.org> (2018年3月アクセス))

注：Tor putitora は Forest and Nature Conservation Act (1995) で保護対象として挙げられている。

3種以外に2014年に *Parachiloglanis bhutanensis* が新種として発見されている (ブータンの固有種)。近年に発見されたため、IUCN/RedList ではまだ評価されていない。本種は Drangmechhu

<sup>27</sup> <https://www.cbd.int/countries/profile/default.shtml?country=bt#facts>

<sup>28</sup> 出典：<https://www.iucnredlist.org/> Advanced→Bhutan、2018年3月アクセス。

<sup>29</sup> 2017年12月15日、RSPNでの聞き取りによる。

<sup>30</sup> The Fifth National Report to the Convention of Biological Diversity Secretariat (National Environment Commission, Royal Government of Bhutan, 2016)

の上流にある *Khalingchhu* とその近くの沢などの急流域に分布が限られているようなので注意が必要である<sup>31</sup>。

#### (4) 社会環境

##### 【一般情報】

##### (a) 行政区

ブータンでは 1980 年以降、住民参加を基本理念とした地方分権化を進め、地方行政体制を構築してきた。地方の公的行政組織として、図 10-6 に示すとおり 20 県 (*Dzongkhag* ゾンカク、英語 : District) があり、県の下には 205 地区 (*Gewog* ゲオッグ、英語 : Block) の行政区分がある。それぞれ県知事 (*Dzongdag* ゾンダ)、地区長 (*Gup* ガップ) をトップとした体制が敷かれている。地区は複数の村落 (*Chiwog* チオッグ) や県の中心地となる都市部 (*Thromde*) から構成される。なお、20 県のうち 9 県においては 16 郡 (*Dungkhag* ドゥンカク英語 : Sub-district) の区分があり、郡長 (*Dungpa* ドゥンパ) も配置されている。



(出典 : DHPS, MOEA (2018 年 3 月) 作成)

図 10-6 ブータン行政区分図

各県の開発計画策定は、人民から選ばれた代表者と県政府職員からなる県開発委員会 (*Dzongkhag Yargay Tshogdu* : DYT) が行う。同様に地区レベルの開発計画の策定のために地区開発委員会 (*Gewog Yargay Tshogchung* : GYT) があり、構成員は地区長、副地区長 (*Mangmi* マグミ)、地区内の村落代表 (*Tshogpas* ツォツパ)、そして GYT の秘書としての役割を担う地区行政官 (*Gewog Administrative Officer* : GAO) である。

<sup>31</sup> *Parachiloglanis bhutanensis*, a new species of torrent catfish (Siluriformes: Sisoridae) from Bhutan. Thoni, R.J. & Gurung, D.B. *Zootaxa* 3869 (3): 306–312.

(b) 人口

国家統計局（National Statistics Bureau : NSB）の 2017 年の国勢調査（Population and Housing Census of Bhutan、以下、「PHCB2017」）によると、ブータン国籍の総人口は 727,145 人である。全国の人口のうち、62.2%が農村部の人口で、人口密度は 19 人/km<sup>2</sup>となっている。県別の人口は表 10-9 に示すとおりである。

表 10-9 ブータン県別人口（2017 年）

Dzongkhag	人口 (人)	Dzongkhag	人口 (人)
Bumthang	17,820	Samdrup Jongkhar	35,079
Chhukha	68,966	Samtse	62,590
Dagana	24,965	Sarpang	46,004
Gasa	3,952	Thimphu	138,736
Haa	13,655	Trashigang	45,518
Lhuntse	14,437	Trashiyangste	17,300
Mongar	37,150	Trongsa	19,960
Paro	46,316	Tsirang	22,376
Pemagatshel	23,632	Wangdue Phodrang	42,186
Punakha	28,740	Zhemgang	17,763

(出典：NSB “2017 Population and Housing Census of Bhutan”)

(c) 宗教

ブータンは仏教国で、8 世紀にインドのタントラ教の教祖が仏教（ヴァジュラ・ヤーナ仏教）を持ち込み、その後、チベットからパドマンサバヴァがニンマ派仏教を布教し、1222 年にはチベットからきたパジョ・ドゥゴム・シクポがドゥクパ・カギユ派仏教を広めた。1616 年にチベットからきたシャブドゥン・ンガワン・ナムゲルは、ブータン全土をまとめ、これまでと違ったアイデンティティをもたらした。ブータンはヴァジュラ・ヤーナ仏教を信仰する最後の国だが、いまだにアニミズムの伝統や信仰が営まれている。

人口に占める割合については、仏教徒が 73.9%、ヒンズー教徒が 21.9%、キリスト教やイスラム教を含むその他の宗教が残りの 4.7%としている資料がある<sup>32</sup>。

(d) 言語・民族

ブータンにおける民族は、Ngalops（チベット系）、Tshanglas（あるいは Sharchops と呼ばれるブータン東部原住民）および Lhotshampas（ネパール系）の大きく 3 つにわけられ、19 言語が使用されている。地方においては、ヤクや羊を飼い遊牧民の慣習がある北西部の Layapas や東部の Merak・Sakteng 村に居住する Brokpas と呼ばれる民族など、伝統的慣習を維持している少数グループも存在する。しかし、これらの伝統的民族に関する現在の活動範囲や生活様式に関する既存資料は限られているため、ベースラインとなる情報は、各地で最新情報を確認する必要がある。

<sup>32</sup> Pew Reserch Center “The Future of World Religions: Population Growth Projections, 2010-2050”より 2010 年の推定データ。

【住民の生活環境の指標】

(e) 土地所有・利用状況

NLC “Land information at a glance” によると、私有地の所有／利用の証書（ゾンカ語で「Thram」）の数は 178,179 で全面積は 468,993 エーカー（=約 1,898km<sup>2</sup>）、ブータン全土の約 5%に相当する。全証書の 86.6%が世帯所有、7.8%が個人所有、3.4%が共同所有、2.2%がその他となっている。全証書の 2.2%に相当する「その他」は 33,685 エーカーあり、公的機関・団体（政府、宗教団体、会社、コミュニティ）による所有で、ブータン全土の約 0.4%程度である。1 証書（1 所有者あるいは利用者）あたりの平均面積は、2.6 エーカーとなっている。

登録された土地利用別の割合をみると、雨水による耕作地（ゾンカ語で「Kamzhing」）は 71.7%を占め、灌漑による耕作地（Chhuzhing）は 15.9%とほとんどが天水農業である。果樹園（Orchard）は全面積の 4.8%である。

各県別土地登記証書あたりの平均面積は（表 10-10）、1.3～4.7 エーカーと差があり、Bumthang と Pemagatshel が 4 エーカー以上、Chhukha、Lhuntse、Samdrup Jongkhar、Zhemgang が 3 エーカー以上である。各県の一人あたりの所有地規模（エーカー／人）を図 10-7 でみても、ほとんどの県の平均が 1 エーカー未満／人であるところ、Bumthang と Pemagatshel の 2 県のみが、1～1.5 エーカー／人である。

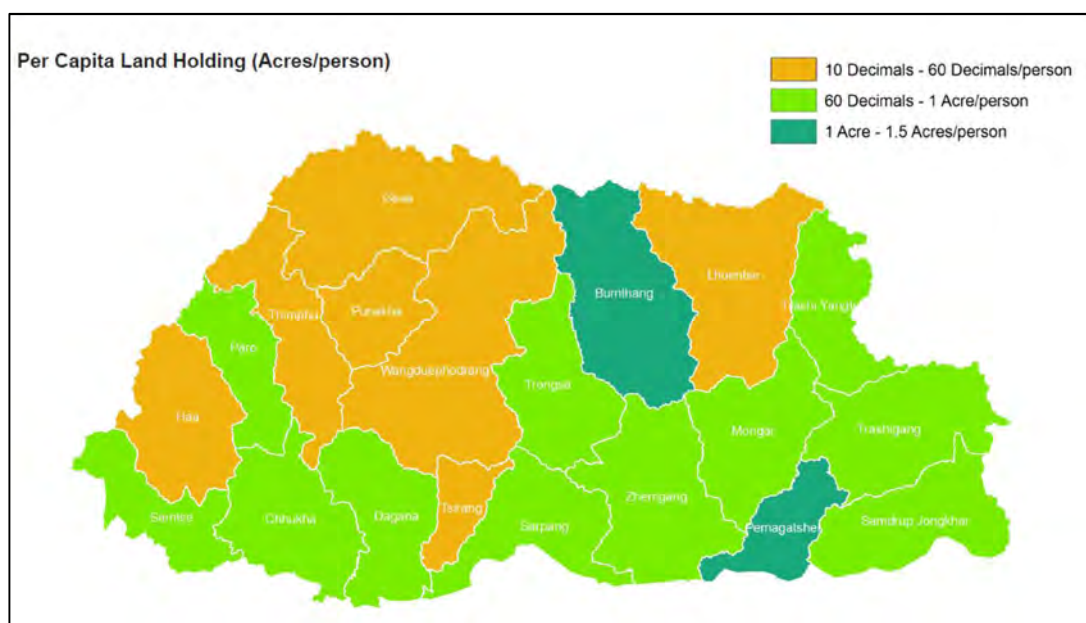
表 10-10 ブータン県別土地登記証書あたりの平均面積

Dzongkhag	土地登記証書あたりの平均面積（エーカー）	Dzongkhag	土地登記証書あたりの平均面積（エーカー）
Bumthang	4.7	Samdrup Jongkhar	3.2
Chhukha	3.2	Samtse	2.3
Dagana	2.8	Sarpang	1.8
Gasa	1.3	Thimphu	1.8
Haa	2.8	Trashigang	2.5
Lhuntse	3.5	Trashiyangste	2.5
Mongar	2.9	Trongsa	3.1
Paro	1.6	Tsirang	2.1
Pemagatshel	4.2	Wangdue Phodrang	1.9
Punakha	2.0	Zhemgang	3.9

(出典：NLC “Land information at a glance”

<http://www.nlcs.gov.bt/wp-content/uploads/publications/landinfo.pdf> (2018 年 3 月時点))





1 decimal=約. 1/100 acre (40.46 m<sup>2</sup>) (出典 : NLC “Land information at a glance” (May, 2018))

図 10-7 一人あたりの土地所有規模

(f) 教育・保健

ブータンでは無料で 11 年間の基礎教育が行われているが、農村部では寺院での学習やノンフォーマル教育などを通じた識字教育が伝統的に盛んである。教育改革の一環として、無料で寮施設・制服・食事・文房具などが提供されるセントラルスクールが 2014 年頃から導入され、子どもを持つ離村や遠隔地の住民らを中心に入学が増えている。従来の学校もセントラルスクールに移行するなどの動きが見られ、特に農村部で広がりを見せている。

しかし、2017 年 PHCB によると、全国識字率は 71.4% で、地域別でみると都市部 84.1% に対し、農村部 63.6% と農村部が低く、ジェンダー別では男性 78.1% に対し、女性 63.9% と女性の識字率が低い。また、年齢別でみると 10-14 歳の識字率は 98.4% と最も高く、年齢が上がると識字率が低くなる傾向にあり、65 歳以上の識字率は 22.9% と非常に低い。

保健医療については、近代的な医療ケア・サービス改善への長年の取り組みにより、医療施設網が大幅に拡充されてきた。地域拠点レフェラル病院(首都と県病院数カ所が該当)、県病院、医師と医療アシスタントが配置されているベーシックヘルスユニット (BHU) によって第一次から第三次までのレフェラル体制が整備されている。BHU へのアクセスが遠い場所では、医師が定期訪問するアウトリーチクリニック (ORC) が設けられた。これにより、全人口の 95% が徒歩 3 時間内で医療施設へアクセスできるようになり、特に農村人口がその恩恵を受けることとなった<sup>33</sup>。

しかし、2017 年 PHCB の乳幼児死亡率をみると全国で 1,000 人あたり 15.1 人であるが、都市部 12 人に対し、農村部では 17 人と全国平均よりも多い。また、5 歳未満児死亡率になると都

<sup>33</sup> Statistical Yearbook of Bhutan 2018 (National Statistical Bureau)

市部 25.3 人、農村部 40.8 人と差が更に大きい。都市と農村部においては保健施設とサービスの質及びアクセスの違いがまだ大きいことが背景にあるとみられる。

絶対数は少ないものの、HIV 感染件数の増加が近年顕著である。2000 年に 38 件、2013 年に 321 件、2017 年に 548 件確認され<sup>34</sup>、感染者の 5 割弱が Thimphu と Phuentsholing に集中し、全体の 52% が男性で、15 歳未満の子どもの感染も 34 件確認された。感染件数増加の背景として、拡大する経済活動や国内移動・旅行の増加、外国人労働者の流入、ブータン人のおおらかな姿勢が挙げられている<sup>35</sup>。結核 (tuberculosis: TB) については、2013 年から 2017 年までの 5 年間に毎年 1,000 人前後の感染が確認され、2017 年は 929 人であった<sup>36</sup>。感染は、Thimphu の JDWNRH (国家レフェラル病院) や Phuentsholing、Gelephu の県病院で確認されたケースが多かった<sup>37</sup>。

(g) 道路ネットワーク

2016 年時点のブータンにおける道路総延長は、約 12,000km である。そのうち、国道は、2,850km、県道 2,600km、農道は約 5,000km となっている。主要な道路ネットワークは図 10-8 のとおりである。



(出典：DHPs 作成 (2018 年 3 月時点))

図 10-8 ブータン主要道路ネットワーク

<sup>34</sup> ELEVENTH FIVE YEAL PLAN 2013-2018, UN System Common Country Analysis (Bhutan) 2018.

<sup>35</sup> UN Common Country Analysis (Bhutan) 2018.

<sup>36</sup> Annual Health Bulletin 2018 (Ministry of Health)

<sup>37</sup> Statistical Yearbook of Bhutan 2018 (National Statistical Bureau)

【住民の生活状況の統計】

(h) 貧困率とジニ係数

国家統計局公表の全国世帯貧困率は、2007年 23.2%から 2017年 5.7%と過去 10年で急激に減少した。都市及び農村部でそれぞれ減少しており、都市部世帯貧困率は 1.4%（2007年）から 0.48%（2017年）へ、農村部世帯貧困率は 31.1%（2007年）から 8.65%（2017年）となった。このような貧困率の急激な低下は、道路、電気、通信、水供給、衛生設備などのインフラの整備や、特定の貧困層（遠隔地に居住する極貧層など）を対象とし、無償の住宅供与や農業支援などを行っている Rural Economy Advanced Programme (REAP)、土地を無償で供与する National Rehabilitation Programme などの貧困対策プログラムの実施などが貢献していると考えられる。

ただし、2017年の県別世帯貧困率をみると地域別の差がまだある。Dagana はまだ 20%を超えており、東部の Mongar、Pemagatshel、Zhemgang も 10%以上となっており、全国平均よりも高い。県別の貧困者数の配分でみても Dagana と Mongar は全国貧困者数の 10%以上が集中している。また、所得分配の不平等を示すジニ係数を比較すると 0.33（2007年）から 0.38（2017年）へと若干増加しており、所得分配の不平等は進んだとみられる。

表 10-11 県別世帯貧困率 (2017)

県	貧困率 (%)	県	貧困率 (%)
Bumthang	1.7	Samdrup Jongkhar	4.5
Chhukha	2.2	Samtse	8.5
Dagana	23.7	Sarpang	8.4
Gasa	7.4	Thimphu	0.3
Haa	1.1	Trashigang	7.8
Lhuntse	5.2	Trashiyangste	8.7
Mongar	14.0	Trongsa	9.6
Paro	0.2	Tsirang	2.6
Pemagatshel	10.1	Wangdue Phodrang	3.0
Punakha	1.8	Zhemgang	16.3

(出典：NSB “Poverty Analysis Report 2017” p35)

(i) Gross National Happiness (GNH) 指数

ブータン研究・GNH 調査センター (Center for Bhutan Studies & GNH Research: CBS) による 2015年の GNH 調査結果によると、GNH 指数は<sup>38</sup>全国で 0.756 となっており、2010年の調査時の 0.743 よりも高くなった。県別 GNH 指数を比較すると (表 10-12)、世帯貧困率が低い Gasa、Bumthang、Thimphu、Paro で高く、世帯貧困率が高い Dagana や Mongar、比較的高い Trashiyangste、Trongsa が低くなっている。ただし、世帯貧困率が高い Pemagatshel の GNH 指数は比較的高く、同じく世帯貧困率の高い Zhemgang の GNH 指数は中程度となっており、世帯貧困率との関係は一概にはいえない。

<sup>38</sup> ①心理的健全 (Psychological Wellbeing)、②健康 (Health)、③教育 (Education)、④文化的多様性 (Cultural Diversity and Resilience)、⑤時間の使い方 (Time Use)、⑥良い統治 (Good Governance)、⑦コミュニティの活性 (Community Vitality and Resilience)、⑧環境多様性 (Ecological Diversity and Resilience)、⑨生活水準 (Living Standard) の 9つのドメインに関する 33 指標からなる複合指数。

表 10-12 県別 GNH 指数 (2015)

GNH 指数が高い県		GNH 指数が中間の県		GNH 指数が低い県	
Gasa	0.858	Punakha	0.758	Wangdue Phodrang	0.721
Bumthang	0.816	Sarpang	0.745	Trashigang	0.716
Thimphu	0.803	Zhemgang	0.745	Dagana	0.715
Paro	0.792	Samtse	0.743	Mongar	0.703
Haa	0.784	Samdrup Jongkhar	0.740	Trashiyangste	0.702
Pemagatshel	0.777			Trongsa	0.693
Tsirang	0.776				
Lhuntse	0.773				
Chhukha	0.772				

(出典 : Center for Bhutan Studies & GNH Research “A Compass Towards a Just and Harmonious Society-2015 GNH Survey Report” p.65)

(j) ジェンダー

2015 年の国際連合開発計画 (United Nations Development Programme : UNDP) ジェンダー不平等指数をみると、ブータンは 188 カ国中 110 位と下位の方である。World Economic Forum の 144 カ国中のジェンダー指標ランキングでも<sup>39</sup>、144 位中 124 位と下位の方である。特に保健・生存率や政治のエンパワメントの指数が低くなっている。

男女別 GNH 指数では、男性の GNH 指数は 0.793、女性は 0.730 であり、男性の幸福度が高い。ただし、2010 年の女性の GNH 指数は 0.695 と比較すると、この 5 年間で改善していることがわかる。

<sup>39</sup> World Economic Forum “Global Gender Gap Report 2017”

## 10.2.2 環境関連組織

ブータン国における、環境社会配慮に関する施策を所掌する主な機関とその所掌事項は下表の通りである。

表 10-13 環境社会配慮に関係する主な政府機関、NGO

No.	分野	政府機関・NGO 名	役割
1	環境影響評価	National Environment Commission	環境保全に関する計画策定、活動。EIA と SEA の所轄官庁。気候変動に関する計画策定と活動も、この Commission が所轄。
2	生物多様性保全・森林保全	Department of Forest and Park Services (Ministry of Agriculture and Forests)	保護区の管理等に関する計画策定と活動
3	景観・伝統文化保全	Department of Culture (Ministry of Home and Cultural Affairs)	文化遺産の保全に関する計画策定と活動
4	用地取得・補償等	National Land Commission	土地登記管理、リース、用地取得等に関する計画策定と活動
5	自然環境保全全般	Trust Fund for Environmental Conservation	自然保全活動への資金支援
		NGO : WWF	生態系保全、野生生物保護のための計画策定と活動
		NGO : Royal Society for Protection of Nature	生態系保全、野生生物（特に鳥類）保護のための計画策定と活動
6	社会開発支援	NGO : Tarayana Foundation	農村貧困地域への社会開発支援

(出典：JICA 調査団)

また、以下に関連する政府機関及び NGO の概要を述べる。

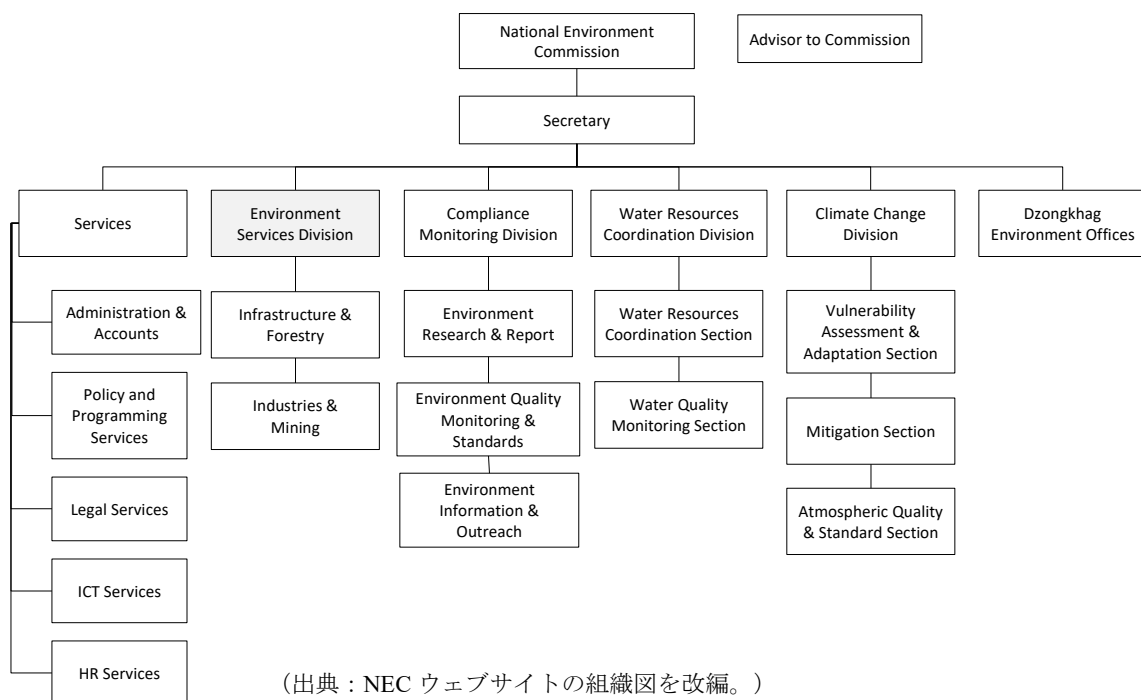
### (1) 環境影響評価に係る組織

National Environment Commission (NEC) が環境影響評価 (EIA と SEA) の実施を管轄している。NEC の権限と役割については、国家環境保護法 (2000) に環境管理に関する国家最高決定機関であると規定され、その概要は以下のようになっている<sup>40</sup>。

- 環境に関する政策、計画、プログラムの策定
- 環境啓発
- 計画策定時での環境配慮の主流化
- 環境基準のモニタリングと基準順守
- 調査とデータ収集
- 環境政策の実施に関する調整と促進

NEC の組織図を下図に示す。環境影響評価については、Environment Services Division が担当している (下図の網掛けした部署)。

<sup>40</sup> Review and Compendium of Environmental Policies and Laws in Bhutan - Input to the Asian Judges Network on Environment (Asian Development Bank, 2014)



(出典：NEC ウェブサイトの組織図を改編。)  
 (<http://www.nec.gov.bt/nec1/index.php/about-nec/organogram/>、2018年8月13日アクセス)

図 10-9 NEC の組織図

(2) 生物多様性保全・森林保全に係る組織

生物多様性保全・森林保全に係る所掌を管轄する機関は、農業林業省 (Ministry of Agriculture and Forest) の Department of Forests and Park Services である。

(3) 景観・伝統文化保全に係る組織

景観・伝統文化保全に係る所掌を管轄する機関は、内務文化省 (Ministry of Home and Cultural Affairs) の Department of Culture である。DOC は国内の有形文化財のデータベースを作成中であり、同データベースは NLC が地図化を行っている。しかし、DOC 側が把握しているものに加え、地域社会のみで認識されている文化財も数多く存在しているため、地元政府を通してその全容の確認を行っているが、2019年3月現在完成していない。

(4) 土地取得・補償等に係る組織

ブータンにおける用地取得や土地のリース、補償支払いについては、National Land Commission (NLC) が管轄している。用地取得に係る手続きは、都市以外の県内の土地については県土地取得補償土地割当委員会 (Dzongkhag Acquisition and Substitute Land Allotment Committee) が、都市の土地については都市土地取得割当委員会 (Thromde/Throm Land Acquisition and Allotment Committee) が、それぞれ行い、その報告書の作成を行っている。土地所有者への通知は、都市以外の土地については県委員会 (Dzongkhag Committee) が、都市内では都市委員会の事務総長 (Executive Secretary) がそれぞれ行い、取得用地の価値査定は、財務省下の Property Assessment

and Valuation Agency が行う。事業実施に関して住民からの意見聴取を義務付けるなど協議の場が設けられている。

#### (5) 自然環境保全全般

ブータンでは財団や市民社会組織による活動が盛んであり、Trust Fund for Environmental Conservation が自然保全活動資金を支援する他、WWF や王族関係者が支援している Royal Society for Protection of Nature が生態系保全や野生生物保護のための計画策定及び活動を実施している。

#### (6) 社会開発支援

自然環境保全活動支援と同様に財団や市民社会組織による活動が行われている。中でも、Tarayana Foundation は王族関係者が 2003 年に設立し、2010 年に公益組織として市民社会組織庁 (Civil Society Organization Authority of Bhutan) に登録している。同財団は自助グループを通じた活動によるコミュニティの意識向上や能力開発、ベーシックニーズへのアクセスや住居改善、マイクロクレジットなどの提供を通じて支援を行っている。

#### (7) 水力発電開発に関連する組織での環境社会配慮部門の概要

- DHPS 内の組織  
DHPS の環境部署 (Survey, Socio-Environment & Investigation Section) が、水力発電に係る環境クリアランス等の取得業務を行っている。
- DGPC 内の組織  
Project Department の下に Druk Green Consultancy があり、その中に Environmental and Social Unit があり、人員は 6 人である。主な業務は、運用中の発電所で環境モニタリング、計画中の発電所などのための環境評価調査や CDM 調査、及び政府等の環境関連ワーキング・グループへの参加、の 3 つである。
- BPC 内の組織  
Environment & GIS Division があり、人員は 13 人で、10 人が環境、3 人が GIS 担当である。主な業務は以下の 2 つである—①環境社会影響調査、②環境管理計画に沿った運用中の送電線の環境モニタリングの実施。

### 10.2.3 環境関連法規制

#### (1) 憲法、Gross National Happiness、第 11 次 5 カ年計画

2008 年に公布された憲法では、第 3 章で仏教を精神的遺産とすること、第 4 章で伝統文化保護を推進することをうたっている。第 5 章では自然環境保護を推進すること、その第 3 項で国土の 60%以上を森林として保全すること、第 5 項で自然保護区の設置を定めている。第 8 章「ブータン国民の基本的義務」の第 2 項で「国家の自然環境、文化及び遺産を保全し、保護し、尊重すること」としている。

環境社会配慮に関して、特に Gross National Happiness (GNH) の 4 つの柱である社会経済活動のバランスを取ること、自然環境を保護すること、伝統文化を保護すること、適正なガバナンスを行うことを開発哲学として、自然・社会環境への影響に配慮することが重要である。さらに、第 11 次 5 年計画 (2013-2018 年) では、GNH の 4 つの柱とともに、環境社会配慮に対応した考えや、自然保護、気候変動対策、貧困対策、ジェンダーなどに対処するプログラムが挙げられている。

## (2) 国家環境戦略と国家環境保護法

1998 年に策定された国家環境戦略 (National Environment Strategy) に従い、2007 年に環境基本法である国家環境保護法 (National Environment Protection Act) が制定されている。

国家環境保護法の概要は以下のとおりである。

- 環境保護の原則
- NEC の権限と役割
- 有害物質、公害、廃棄物等の管理による環境の保全
- 森林、生物多様性、生態系の統合的保全
- 環境に係る情報の公開と住民参加
- 環境検査、検証、執行及び刑罰についての枠組み

## (3) 環境評価法

国家環境保護法よりも先に、環境評価法 (Environment Assessment Act) が 2000 年に制定され、さまざまな事業に関する環境評価 (Environmental Assessment) の実施と事業認可の手続きが規定されている。ただし、法的には国家環境保護法が上位法である。さらに以下のような規定、ガイドラインがあり、ブータンの環境影響評価 (Environment Impact Assessment : EIA) と戦略的環境アセスメント (Strategic Environmental Assessment : SEA) について整備が進んでいる。

- プロジェクトの環境認可に係る細則 (Regulation on Environmental Clearance of Projects, 2016)
- 戦略的環境アセスメントに係る細則 (Regulation on Strategic Environmental Assessment, 2002)
- 環境評価の一般的ガイドライン (Environmental Assessment General Guidelines, 2012) : このガイドラインの他に、2012 年に林業、高速道路・道路事業、水力発電事業、産業、鉱業、観光事業、送電線事業の 7 つのセクターそれぞれのガイドラインも策定済み。
- 戦略的環境アセスメントに係る国家ガイドライン (National Guidelines for Strategic Environmental Assessment in Bhutan) : 策定中。

## (4) 環境クリアランスの手続き

NEC の環境クリアランスの申請 : 水力発電事業のガイドライン (Application for Environmental Clearance: Guideline for Hydropower, 2004) によると、水力発電事業にかかる環境クリアランスを取得するためには表 10-14 に示した賛成証明書 (または認可、No Objection Certificate) を取得する (場合によっては必要のないものもある)。

---



表 10-14 環境クリアランスに必要な賛成証明書（認可）

入手先（注）	内容
県・市 (City Corporation)	県行政許可 (Administrative Approval)
森林局 (Department of Forest)	牧草地 (Tsamdo) を損傷または取得する場合
森林局	堆肥用枝葉収集林 (Sokshing) を損傷または取得する場合
文化局	文化・宗教施設から 50m 以内に事業地がある場合
自然保護課 (Nature Conservation Division)	事業地が保護区内にある場合
市 (Municipal Authority)	公園から 50m 以内に事業地がある場合
私有地の所有者	居住地から 50m 以内に事業地がある場合
私有物の所有者	私有物の取得が必要な場合
保健局 (Department of Health)	病院から 50m 以内に事業地がある場合
教育局 (Department of Education)	学校から 50m 以内に事業地がある場合
エネルギー局 (Department of Energy)	送電線の移動が必要な場合
ブータン・テレコム委員会 (Bhutan Telecom Authority)	電話線の移動が必要な場合
道路局 (Department of Roads)	主要道路と支線からアクセス道路を建設する必要がある場合

注：所轄官庁は 2004 年における名称なので、現在は違っている可能性があることに注意する。

## (5) 電力法

2001 年に制定された電力法 (Electricity Act of Bhutan) では、7 つの目的の内以下の 2 つを環境社会配慮に関する目的としている。

- iii) 国民の社会経済的福祉を発展させる。
- vi) 電力供給産業を開発する場合、環境配慮を考慮する。

同電力法は、2017 年末に改定予定で現在作業中である。

なお、ブータン国のエネルギー政策（電源開発計画、系統整備計画等）については、第 2 章に記載（2.2 エネルギー政策を参照）。

## (6) 環境基準

2010 年に水質基準、産業排水基準、下水排水基準、大気質基準、産業排気基準、作業場排気基準、車両排気基準と騒音基準を、2016 年に飲料水用水質基準を NEC が定めている。（Appendix 参照）

## (7) 景観・伝統文化保全に係る法令

憲法は伝統文化の保護推進をうたい、「国家の自然環境、文化及び遺産を保全し、保護し、尊重すること」を国民の基本的義務としている。GNH の 4 つの柱の 1 つにも「伝統文化を保護すること」を挙げている。

法令としては、The Movable Cultural Property Act 2005 が施行されている。これは、国や地域が所有する有形文化財の登録、国外展示、保存修理等について規定を設けるものである。

一方、2019年3月現在 Cultural Heritage Bill 案の審議が継続中である。同法案は、有形・無形文化財の登録及びデータベース化に加えて、文化景観に係るインパクト評価、文化財サイト管理計画やバッファー・ゾーンの設定、リスク緩和計画、文化財サイトでの活動の制限や承認なども盛り込んでおり、The Movable Cultural Property Act 2005 を包括する内容となっている。しかし、DOCによると法案可決時期の見通しは依然として不明である。なお、同法案には、DOCに加えて文化財委員会（Cultural Heritage Committee）、文化財基金（Cultural Heritage Fund）などの文化財保護に関連する組織についての規定や、各県・地区政府の役割と義務も記載されている。

#### (8) 生物多様性保全に係る法令

憲法は、第5章では自然環境保護を推進することをうたい、その第3項で国土の60%以上を森林として保全すること、第4項で自然保護区の設置を定め、第8章で「国家の自然環境、文化及び遺産を保全し、保護し、尊重すること」を国民の基本的義務としている。自然環境で重要な点は、保護区のみが保全対象ではなく、保護区外の自然環境も保全対象にしていることである。

生物多様性保全に係る戦略と法令には以下のものがある。

- 国家生物多様性戦略と行動計画（National Biodiversity Strategies and Action Plan, 2014）：20項目の国家目標を掲げて、ブータンの生物多様性保全を進める。本プロジェクトに関係のあるターゲット（Targets）としては「国家目標7：農業、林業、放牧地を持続可能な管理手法により管理し、生態系保全を確保する」や「国家目標11：管理の効率性、財政的持続性を促進しつつ現在の保護区を維持する」などがある。
- 生物多様性法（Biodiversity Act of Bhutan, 2003）：生物多様性全体の保全について規定している。
- 国家森林政策（National Forest Policy, 2010）：森林保全、保護区管理の政策。
- 森林・自然保護法（Forest and Nature Conservation Act of Bhutan, 1995）：森林、野生生物と関係する自然資源の保全について規定している（自然保護区の規定もこの法令）。2006年に改正。
- 森林・自然保護に関する細則（Forest and Nature Conservation Rules of Bhutan, 2006）：森林・自然保護法（2006）の規則。

#### (9) その他の環境関連国内法

その他の環境関連国内法として下表に示す法律等が整備されている。

表 10-15 その他の環境関連国内法

No.	法令名	関係機関
1	Forest and Nature Conservation Rules and Regulations of Bhutan, 2017	Ministry of Agriculture and Forests
2	Rules on Biological Corridor, 2006	Ministry of Agriculture and Forests
3	Water Act of Bhutan, 2011	National Environment Commission
4	Water Regulation 2014	National Environment Commission
5	Waste Prevention and Management Act, 2009	Ministry of Works and Human Settlement
6	Waste Prevention and Management Regulation, 2012	Ministry of Works and Human Settlement
7	Disaster Management Act, 2013	Ministry of Home and Cultural Affairs

（出典：JICA 調査団）

## (10) ダム・堰の維持流量

維持流量 (Minimum Environmental Flow) については、Water Regulations 2014 で以下のよう

The minimum environmental flow to be maintained in a watercourse to sustain its water ecology and environment will be based on the Environmental Impact Assessment (EIA) report. Where scientific study reports are unable to determine the minimum environmental flow to be maintained in a watercourse, at least 30 % of lean season flow shall be maintained.

ただし維持流量については議論があり、オーストリア政府の援助を受けて NEC が維持流量ガイドラインを作成中である<sup>41</sup>。

## (11) 土地取得等に関する関係法

用地取得・補償に係る法令は次のとおりである。

### (a) 土地法 (Land Act 2007)

土地登記、土地所有権利書 (「Thram」) の交付、土地に係る紛争解決、土地利用目的の変更、土地の売買などについて記載され、第 7 章に政府が公共の利益のために登録済み私有地を取得してよいこと、代替地及び (または) 現金による補償の提供が公平に行われること、宗教的建造物を擁する土地の取得は回避すべきこと、補償支払い手順などが書かれている。

### (b) 土地に係る細則 (Land Rules and Regulations, 2007)

土地法に記載された事項の手続きや、関係各機関の役割と義務について記載されている。

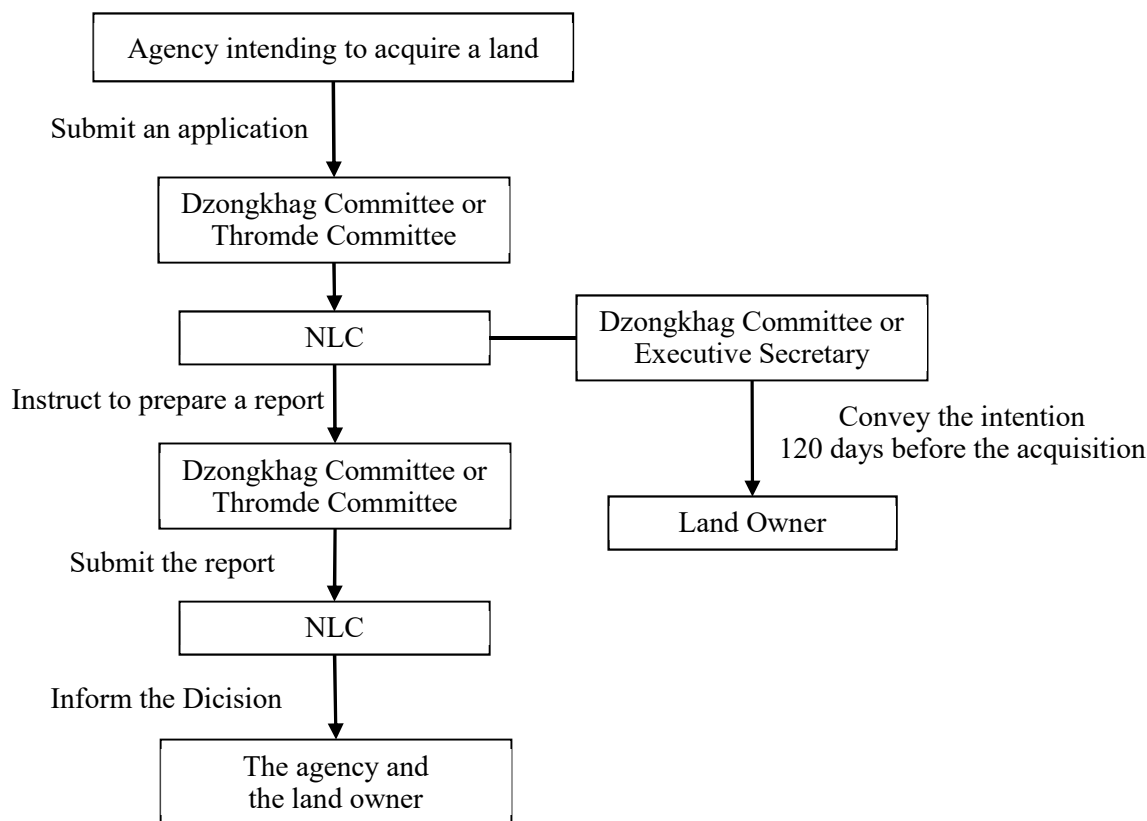
用地取得に係る手続きについて、第 7 章「土地取得、補償および割当」 (Land Acquisition, Compensation and Allotment) に詳細な説明がある。都市以外の県内の土地については県土地取得補償土地割当委員会 (Dzongkhag Acquisition and Substitute Land Allotment Committee) が、都市の土地については都市土地取得割当委員会 (Thromde/Throm Land Acquisition and Allotment Committee) が、土地取得に係る報告書の作成にあたる。また土地所有者への通知は、都市以外の土地については県委員会 (Dzongkhag Committee) が、都市内では都市委員会の事務総長 (Executive Secretary) が行う。土地取得は、土地法 (2007 年) の第 158 条に基づき、土地所有者への補償が完了した後に行われる。用地取得手続きの概要を図 10-10 に示す。

用地取得手続きに際し、住民から苦情がある場合は、上記の県あるいは都市の委員会で対処する。また、NLC に土地登記がされていない場所に住民が居住している場合もこれらの委員会で住民が土地所有/利用の権限があるかを再度調査して検討する。対象者が貧困ライン以下の社会的脆弱者である場合、Kidu というブータン特有の制度により、国王から土地を授与されることもある。

補償については、取得予定地が 0.1 acre 未満の場合、買い取り費で取得し代替地による補償はない。0.1 acre 以上の場合、代替地の提供または買い取り費で取得する。代替地での補償の場合、通常は同じ地区 (Gewog) 内で探し、同じ地区内に適当な土地がない場合は、違う地区 (同

<sup>41</sup> 2017 年 12 月 18 日、NEC との面談より。また以下のサイトも参照。 <http://www.entwicklung.at/en/projects/detail-en/project/show/study-on-minimum-on-environmental-flow-for-hydro-power-projects-in-bhutan/>

じ県内) で代替地を探す。また、買い取り費は資産評価査定庁 (Property Assessment and Valuation Agency) が定めた公定価格に従う。土地補償率 (Land Compensation Rates 2017) を使用し、市場取引価格は使用しない。



(出典：土地に係る細則 (2007 年) を参考に作成)

図 10-10 土地取得に係る手続きの概要

(c) 用地補償レート (Land Compensation Rates 2017)

都市部・農村部における乾地・湿地、換金作物及び耕作地の補償支払いレート、査定の際に考慮すべき事項、建物への補償に係るガイドラインなどが記載されている。

(d) 土地リース規則に係る細則 (Land Lease Rules and Regulations 2018)

一時的・短期的・長期的な土地のリースに関し、査定に係る組織構成や、貸出目的別の要件について規定され、State Reserve Forest Land のリースも代替地として認識されている。このうち、水力発電施設・再生エネルギー事業及びこれに付帯する送電システムに係る用地貸出は、県レベルの土地貸出委員会を通して用地 (私有地を含む) の取得を行うことになっており、当該県は用地貸出にかかる取り決めを事業主 (建設期間・供用期間別) と結ぶこととされている。

なお、住民移転に関する法令はない。上記の土地関連法規や環境評価法 (2000 年) などで、事業実施に伴い私有地の取得や住民移転等が発生する際は、住民からの意見聴取を義務付けるなど、協議の場が設けられ、移転が回避できない場合は話し合いによる実施となっている。

上記土地関連法規に基づき、土地所有形態は下表のとおり整理される。

表 10-16 ブータンの土地所有形態

所有地	名称	要件
個人所有地	Freehold (thram)	Land Act 2007 に“Private registered land”と記載されている個人所有地のこと。いったん登記されれば永久的に所有可能。ただし、Land Act 2007 の第 7 章に記載のとおり、公共事業のために用地取得の対象になる可能性がある。
政府所有地	Leasehold	政府所有地を個人・会社等に貸している形態。30 年の期限付きだが、更新可能。発電所の敷地はこの「Leasehold」に分類される。
	Use-right	地上権を貸している形態。政府機関の敷地などもこの土地所有形態になっている。期限は決まっていないが、地上権を取得したにもかかわらず使用していない場合などは、他の機関等への地上権の移譲などを行う。
	State Forest Land	上記の個人所有地、「Leasehold」、「Use-right」以外の土地はすべて State Forest Land である。(Land Act 2007 に“Government Reserved Forest”と記載されている林地を指す。)

(出典：Land Act 2007、NLC ヒアリング (2017 年 4 月 7 日))

#### (12) その他の社会配慮関連国内法

その他の社会配慮に関連する法令として、児童への配慮と保護法 (Child Care and Protect Act, 2011) (関係機関: National Commission on Women and Children)、労働雇用法 (Labour and Employment Act, 2007) (関係機関: Ministry of Labour and Human Resources) がある。

#### (13) 環境保全等に関する国際条約

ブータンが加盟している主な環境関連の国際条約は表 10-17 の通りである。

表 10-17 環境関連の国際条約

No.	条約名	批准/発効年
1	ラムサール条約 (Convention on Wetlands of International Importance especially as Waterfowl Habitat)	2012 年
2	世界遺産条約 (Convention Concerning the Protection of the World Cultural and Natural Heritage)	2001 年
3	ワシントン条約 (Convention on International Trade in Endangered Species of Wild Fauna and Flora)	2002 年
4	生物多様性条約 (Convention on Biological Diversity)	1995 年
5	国連気候変動枠組み条約 (United Nations Framework Convention on Climate Change)	1995 年
6	女子に対するあらゆる形態の差別の撤廃に関する条約 (Convention on the Elimination of All Forms of Discrimination against Women)	1981 年
7	児童の権利に関する条約 (United Nations Convention on the Rights of the Child)	1990 年
8	有害廃棄物の国境を越える移動及びその処分の規制に関する条約 (Basel Convention on the Control of Transboundary Movements of Hazardous Wastes and their Disposal)	2002 年

(出典：各条約のウェブサイト)

- ・ ラムサール条約登録湿地としては、3 カ所が登録されている<sup>42</sup>。

<sup>42</sup> 「List of Wetlands of International Importance: Published 6 August 2018」を使用。

- ◇ Bumdeling
- ◇ Gangtey-Phobji
- ◇ Khotokha
- ブータンは世界遺産条約に加盟しているが、登録された世界自然遺産はまだない。同国が UNESCO に提出した暫定リストには、次の 8 カ所が掲載されている<sup>43</sup>。
  - <文化遺産>
    - ◇ Ancient Ruin of Drukgyel Dzong (2012)
    - ◇ Dzongs: the centre of temporal and religious authorities (Punakha Dzong, Wangdue Phodrang Dzong, Paro Dzong, Trongsa Dzong and Dagana Dzong) (2012)
    - ◇ Sacred Sites associated with Phajo Drugom Zhigpo and his descendants (2012)
    - ◇ Tamzhing Monastery (2012)
  - <自然遺産>
    - ◇ Royal Manas National Park
    - ◇ Jigme Dorji National Park
    - ◇ Bumdeling Wildlife Sanctuary
    - ◇ Sakteng Wildlife Sanctuary
- 国連気候変動枠組み条約関連では、2015 年に国連に提出した約束草案（INDC: Intended Nationally Determined Contribution）で、ブータンはカーボンポジティブ施策を堅持し、国家の約 70% を被覆する森林面積を維持するため、森林資源の管理、森林保護に関する法律の強化、土地劣化の防止、土壌改良、有機農業の普及に努めることを約束している。

---

<sup>43</sup> <http://whc.unesco.org/en/statesparties/bt>、2018 年 8 月 13 日にアクセス。

---

## 10.3 SEA の実施

### 10.3.1 環境影響評価（SEA, IEE および EIA）制度

#### (1) 戦略的環境影響評価（SEA）に係る承認手続き

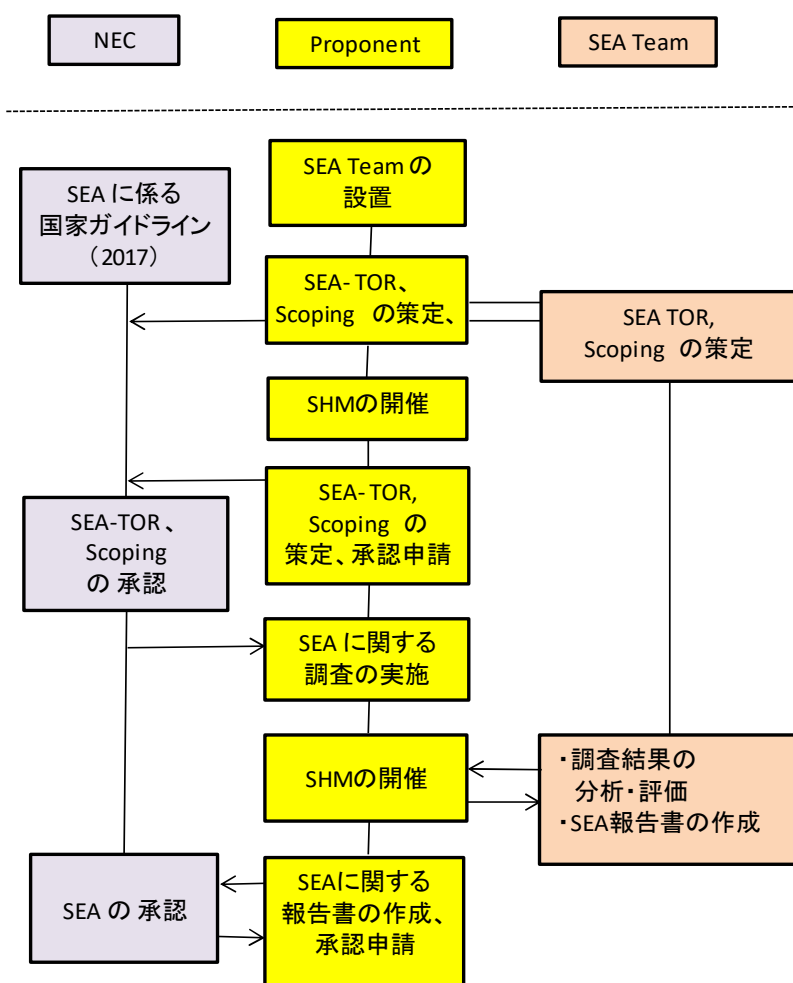
環境評価法（2000）と戦略的環境アセスメントに係る細則（2001）では、政策、計画、プログラムに関する戦略的環境アセスメント（SEA）の実施と事業認可の手続きが規定されている。ただし、戦略的環境アセスメントに係る細則には EIA のような詳細な手続きはまだ記載されていない。

現在、詳細な手続きなどを記載した SEA に係る国家ガイドライン案（2017）が策定され、早急な公布に向けて準備中である。しかし、公布前にあっても、国家的な大規模なプロジェクトに関する施策に関しては、政府の承認前に SEA を実施することを政府間で合意している<sup>44</sup>。これに基づき、マスタープラン作成段階で、戦略的環境アセスメントを実施し、NEC より承認を受ける必要がある。

SEA に係る国家ガイドライン案(2017)では、NEC から SEA の承認を受ける過程に関する記述が示されている。NEC から SEA の承認を受ける具体的な手続として、①SEA について NEC の承認を受ける機関は、環境社会配慮に関連する関係機関等より構成される“SEA team”を立上げ、“Terms of Reference”、“Scoping”（以下 SEA-TOR とする）を策定する。②策定した SEA-TOR に関し、住民等の利害関係者が参加する Stakeholder-Meeting からの意見等を聴取し、その意見等を本 SEA-TOR に反映させて NEC へ承認申請を行う。③SEA-TOR に関する NEC の承認後、事業者は、必要な自然・社会環境調査を実施する。④調査結果、影響予測、評価結果を取りまとめ Stakeholder-Meeting からの意見等を聴取し、その意見等を反映した SEA 報告書を作成し、NEC に対し、SEA 報告書の承認申請を行う（図 10-11 参照）。

---

<sup>44</sup> National Guidelines for Strategic Environmental Assessment in Bhutan (2017), 2.2.4 Regulation on Strategic Environmental Assessment, 2002



(出典：ブータン国 SEA ガイドライン (2017) に基づき調査団作成)

図 10-11 SEA 作成手続きフロー

(2) 環境影響評価 (EIA) に係る承認手続き

(a) 法令等

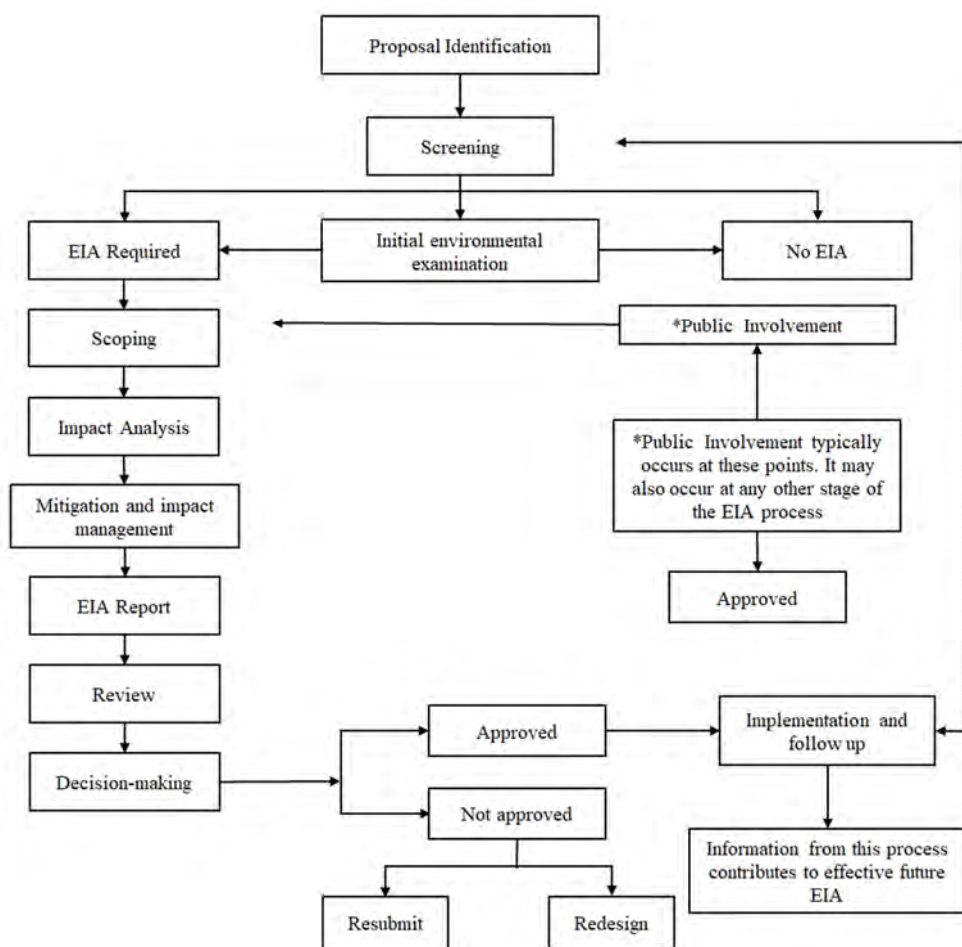
環境評価法 (2000) とプロジェクトの環境認可に係る細則 (2002) で、さまざまな事業に係る環境評価または EIA の実施と事業認可の手続きが規定されている<sup>45</sup>。

(b) EIA 実施の手続等

環境影響評価に関する承認手続きは、「環境評価の一般的ガイドライン」に基づき、下図に示す流れで実施される。

<sup>45</sup> Environment Assessment Act (2002) ではすべてを Environment Assessment (EA) と規定していて、Environmental Impact Assessment (EIA) または Initial Environmental Examination (IEE) という区別はしていない。Environmental Assessment General Guidelines (2012) では EIA と IEE が規定されている。本項では EIA で統一した。





(出典：環境評価の一般的ガイドライン(2012))

図 10-12 EIA 作成手続きフロー

なお、承認までの所要日数は下表の通りである。

表 10-18 EIA の各種手続きに要する日数

手続き	日数
NEC 事務局と管轄省庁による申請の登録と承認	申請書の受領から 2 日以内
管轄省庁はリスト外プロジェクトの申請書を NEC 事務局に送付	申請の適切性評価の終了から 7 日以内
必要とされる環境評価のレベルを決定	1 カ月以内
意思決定 <ul style="list-style-type: none"> <li>• EIA が必要かどうか</li> <li>• 追加情報が必要かどうか</li> <li>• EIA が不要な場合、環境認可の発行または拒否</li> </ul>	スクリーニングが終了してから 2 カ月以内
スクリーニングによって EIA が必要とされた場合、EIA のレベルと時間枠は、関連当事者間の交渉を通じて事務局の承認を得て決定	時間枠については交渉で決定
EIA が必要なプロジェクトに求められる追加情報の提出	追加情報が求められた日から 1 年以内

手続き	日数
EIA が必要でないプロジェクトに求められる追加情報の提出	追加情報が求められた日から 3 カ月以内
認可の承認後、環境評価法（2000）に基づいた、事業者と法的手続き	決定日から 7 日以内
環境認可決定への対応	決定日から 7 日以内
NEC 事務局または管轄省庁による一般住民への決定通知	決定日から 1 カ月間
決定への抗告	一般住民への決定通知日から 10 日以内
NEC 事務局と管轄省庁によるモニタリング計画の準備	各四半期
事業者によるモニタリング計画（詳細な実施計画を含む）の準備	環境認可発行から 3 カ月以内
環境認可更新の申請	失効日の 3 カ月前
環境認可の更新	環境認可失効前
環境評価法（2000）と細則の実施に関する NEC への事務局からの報告、及び環境評価法と細則の実施に関する事務局への管轄省庁からの報告	毎年

（出典：プロジェクトの環境認可に係る細則（2016））

### 10.3.2 ブータン国内法と JICA ガイドラインとの相違

環境及び用地取得・移転にかかるブータン国内法と JICA ガイドラインとの相違及び本 SEA の実施方針案は下 2 表のとおりである。

表 10-19 用地取得について JICA ガイドラインとブータン国内法の相違

No.	JICA ガイドライン	ブータン国内法との相違	本 SEA での対応方針
1	Involuntary resettlement and loss of means of livelihood are to be avoided when feasible by exploring all viable alternatives. (JICA GL)	National Land Commission は、個人所有地の取得はできるだけ避けることを最優先にしている。	本プロジェクトはマスタープラン策定を目的としているので、その過程で用地取得は生じない。
2	When population displacement is unavoidable, effective measures to minimize impact and to compensate for losses should be taken. (JICA GL)	環境評価法（2000）等に従って、非自発的移転の影響を最小限に抑える方針である。	マスタープランの成果として提示する電源開発プロジェクト候補としてリストアップされる個別開発候補地点では、将来個人所有地の土地取得が必要になる可能性がある（詳細は現時点では不明。個別開発地点の EIA で対処）。
3	People who must be resettled involuntarily and people whose means of livelihood will be hindered or lost must be sufficiently compensated and supported, so that they can improve or at least restore their standard of living, income opportunities and production levels to pre-project levels. (JICA GL)	補償対象物は、土地所有権、建物、果樹／樹木などである。	左記の最上段の欄に記述した通り、ブータン政府（National Land Commission）は個々の開発プロジェクトにおいて「個人所有地の取得はできるだけ避ける」との方針を示している。
4	Compensation must be based on the full replacement cost as much as possible. (JICA GL)	ブータンでは補償額は Property Asset and Valuation Agency が決めた Land Compensation Rates（2017）を使用する。	
5	Compensation and other kinds of assistance must be provided prior to displacement. (JICA GL)	補償費・代替地が土地所有者にわたった後で、土地取得が完了する。	

No.	JICA ガイドライン	ブータン国内法との相違	本 SEA での対応方針
6	For projects that entail large-scale involuntary resettlement, resettlement action plans must be prepared and made available to the public. (JICA GL)	住民移転を規定する法律はない。  生活再建についても適切なフォローが行われていないのが現状である。そのため、今後は公正な補償が重要な課題であると NLC は認識している。	以上から、土地取得に関する本プロジェクトの方針を以下に示す。
7	In preparing a resettlement action plan, consultations must be held with the affected people and their communities based on sufficient information made available to them in advance. (JICA GL)	環境評価の一般的ガイドライン (2012) は社会経済的影響に関する緩和策・環境管理計画の策定の一環として、住民移転が想定される場合の住民移転・リハビリテーション計画の策定を提案している。	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 個別開発地点を評価するときに、住民移転の回避・最小化と、国有地内での開発を考慮する。</li> <li>➤ 個別開発候補地点での現場調査 (2018 年 10 月～2019 年 3 月) 中に、関係地方行政機関や地元住民にインタビューを行い、可能な限りコメントを計画に反映させる。</li> </ul>
8	When consultations are held, explanations must be given in a form, manner, and language that are understandable to the affected people. (JICA GL)		
9	Appropriate participation of affected people must be promoted in planning, implementation, and monitoring of resettlement action plans.		<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 個別開発地点を評価するときに、用地取得・非自発的住民移転が想定される場合、JICA ガイドラインに基づき、非正規住民も含め補償対象とすることを提言する。</li> </ul>
10	Appropriate and accessible grievance mechanisms must be established for the affected people and their communities. (JICA GL)	通常、政府は十分な説明機会を設け、土地取得の必要性和補償について説明する。しかし、所有者からの抗議は認められている。  環境評価の一般的ガイドライン (2012) では、苦情メカニズムを含む住民移転・リハビリテーション計画の策定を提案している。	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 個別開発地点を評価するときに、用地取得・非自発的住民移転が想定される際、非正規住民も含み、補償費を確保することを提言する。</li> </ul>
11	Affected people are to be identified and recorded as early as possible in order to establish their eligibility through an initial baseline survey (including population census that serves as an eligibility cut-off date, asset inventory, and socioeconomic survey), preferably at the project identification stage, to prevent a subsequent influx of encroachers of others who wish to take advance of such benefits. (WB OP4.12 Para.6)	ブータン国内法には cut-off date についての規定はないが、住民との協議を重視している。	
12	Eligibility of benefits includes, the PAPs who have formal legal rights to land (including customary and traditional land rights recognized under law), the PAPs who don't have formal legal rights to land at the time of census but have a claim to such land or assets and the PAPs who have no recognizable legal right to the land they are occupying. (WB OP4.12 Para.15)	ブータン国内法には非正規居住者に対する補償についての規定はないが、住民との協議を重視している。	
13	Preference should be given to land-based resettlement strategies for displaced persons whose livelihoods are land-based. (WB OP4.12 Para.11)	補償については、取得予定地が 0.1 acre 未満の場合、買い取り費で取得し代替地による補償はない。0.1 acre 以上の場合は、代替地の提供または	

No.	JICA ガイドライン	ブータン国内法との相違	本 SEA での対応方針
14	Provide support for the transition period (between displacement and livelihood restoration). (WB OP4.12 Para.6)	買い取り費で取得する。代替地での補償の場合、通常は同じ Gewog 内で代替地を探し、同じ Gewog 内に適当な代替地がない場合は、違う Gewog (同じ Dzongkha g 内) で代替地を探す。	
15	Particular attention must be paid to the needs of the vulnerable groups among those displaced, especially those below the poverty line, landless, elderly, women and children, ethnic minorities etc. (WB OP4.12 Para.8)	社会的弱者への規定はないが、GNH 理念に基づき配慮される。	
16	For projects that entail land acquisition or involuntary resettlement of fewer than 200 people, abbreviated resettlement plan is to be prepared. (WB OP4.12 Para.25)	住民移転計画作成が規定されていないので、住民移転数に従って簡易住民移転計画が作成されることはない。しかし、環境評価の一般的ガイドライン (2012) は社会経済的影響に関する緩和策・環境管理計画の策定の一環として、住民移転が想定される場合の住民移転・リハビリテーション計画の策定を提案している。	

(出典：JICA 調査団)

表 10-20 JICA ガイドラインと SEA にかかるブータン国法制度との相違

JICA ガイドライン		ブータン国の法制度	本 SEA での対応方針
基本要件	項目の主要な内容		
1. 基本的事項	プロジェクトを実施するに当たっては、その計画段階で、プロジェクトがもたらす環境や社会への影響について、できる限り早期から、調査・検討を行う。	ブータン環境法 (2000) を根拠とした SEA に関する戦略的環境アセスメントにかかる細則 (2001) 「以下 SEA 法とする」が公示されている。また、戦略的環境アセスメントに係る国家ガイドライン (2018) を策定中である。	戦略的環境アセスメントに係る策定中の国家ガイドライン (2018) を参考に、環境省 (NEC) の許可を得て実施する。
	環境社会影響を回避・最小化するような代替案・緩和案を検討し、その結果をプロジェクト計画に映させる。	環境法 は、環境影響は科学的な調査に基づき、予測・評価した上でその負の影響を回避し、技術的な代替案・緩和策を検討すると明記している。	現地調査確認、関係者へのインタビュー、およびステークホルダー協議を通じて、環境社会影響を回避・最小化するような代替案・緩和案を検討する。
2. 対策の検討	1) 環境社会配慮上よりよい案を選択するため、複数の代替案が検討されていないといけない。	環境法は、事業が実施されない場合もふくめた技術的な代替案の検討が明記されている。	既存資料のレビュー、現地調査確認、関係者へのインタビュー、および現地ステークホルダー協議を通じて、環境社会配慮上からも最適案を選択するための複数の代替案を検討する。
	2) 環境管理計画、モニタリング計画など適切なフォローアップの計画や体制、そのための費用及びその調	環境法、負の影響への緩和策または補償等を見直す目的的環境管理計画の作成をしなければならない事が明	本事業の EIA を実施する段階で、環境管理計画、モニタリング計画など適切なフォローアップの計画や体制、そのた

JICA ガイドライン		ブータン国の法制度	本 SEA での対応方針
基本要件	項目の主要な内容		
	達方法が計画されていない。 なければならない。	記されている。	めの費用及びその調達方法を 検討するよう提案する。
3. 検討する影響 のスコープ	1) 環境社会配慮に関して 調査・検討すべき影響の範 囲には、大気、水、土壌、 廃棄物、事故、水利用、気 候変動、生態系及び生物相 等を通じた、人間の健康と 安全への影響及び自然環境 への影響 (越境の又は地球規模の環 境影響を含む)並びに以下 に列挙するような事項への 社会配慮を含む。	環境法、物理的・生物学 的・社会経済・文化的な影 響を定性的および定量的に 検討し、特に流域への影響 (累積的環境影響評価)も 考慮することが明記されて いる。	本調査の実施は、大気質、水 質、騒音・振動等に関する環 境基準等の、遵守の可能性を 念頭に行う。
	2) 調査・検討すべき影響 は、プロジェクトの直接 的、即時的な影響のみなら ず、合理的と考えられる範 囲内で、派生的・二次的な 影響、累積的影響、不可分 一体の事業の影響も含む。	環境法は、調査・検討すべ き影響は、プロジェクトの 直接的、即時的な影響のみ ならず、合理的と考えられ る範囲内で、派生的・二次 的な影響、累積的影響、不 可分一体の事業の影響も含 むと明記されている。	調査・検討すべき影響は、プ ロジェクトの直接的、即時的 な影響とともに、合理的と考 えられる範囲内で、派生的・ 二次的な影響、累積的影響、 不可分一体の事業の影響も含 むように可能な限り検討して いく。
4. 法令、基準、 計 画等との整合	1) プロジェクトは、プロ ジェクトの実施地における 政府（中央政府及び地方政 府を含む）が定めている環 境社会配慮に関する法令、 基準を遵守しなければならない。 また、実施地における政府 が定めた環境社会配慮の政 策、計画等に沿ったもので なければならない。	国レベルで水質、騒音・振 動等に関する環境基準、測 定方法等については詳細な 規定が法令・決議書のレベ ルで施行されており、これ らの基準の遵守義務があ る。	法令、環境基準値等を遵守す る。
	2) プロジェクトは、原則 として、政府が法令等によ り自然保護や文化遺産保護 のために特に指定した地域 の外で実施されねばならな い	森林・自然保護法（1995） は、保護区のコア・ゾーン における開発を禁止してい るが、その他のゾーン (バッファ、多目的使用 ゾーン)では、環境の負荷 の程度に基づき、開発を認 めている。	保護区のコア・ゾーンは原則 として、プロジェクト対象地 から除く。
5. 社会的合意・ 情報公開	プロジェクトは、それが計 画されている国、地域にお いて社会的に適切な方法で 合意が得られるよう十分な 調整が図られていなければ ならない。特に、環境に与 える影響が大きいと考えら れるプロジェクトについて は、プロジェクト計画の代 替案を検討するような早期 の段階から、情報が公開さ れた上で、地域住民等のス テークホルダーとの十分な 協議を経て、その結果がブ	環境法は、公聴会を開催す る必要があると明記してい る。	ステークホルダー協議、多様 なステークホルダーへのイン タビューを通じて、社会的に 適切な方法で合意が得られ るよう十分な調整をする。

JICA ガイドライン		ブータン国の法制度	本 SEA での対応方針
基本要件	項目の主要な内容		
	プロジェクト内容に反映されていることが必要である。		
6. 生態系及び生物相	プロジェクトは、重要な自然生息地または重要な森林の著しい転換または著しい劣化を伴うものであってはならない。	保護区として、国立公園、野生生物保護区、厳正自然保護区、生物回廊が指定され、区域内を3つのゾーン（コア、バッファー、多目的使用）に区分して、保護・管理を行う地域性公園として管理されている。コア・ゾーンに関しては、開発を厳しく規制している。なお、国土の生態系及び生物相を保護する観点から、国内法（脚注で下段に明示）で、国内に生育・生息する貴重な動植物を保護動植物種として指定し（動物23種、植物7種を指定、2018年現在）、保護区域の指定の有無にかかわらず、これらの種の保護が図られている。これらの指定保護動植物に関しては、事業実施に伴うEIAで、それらの種の生育・生息が確認された場合は、事業に伴う影響を予測・評価し、必要に応じて適切な環境保全策を講じることとなっている。	保護区のコア・ゾーンは、プロジェクトの対象区域から原則的に除外する。
7. モニタリング	プロジェクトの実施期間中において、予測が困難であった事態の有無や、事前に計画された緩和策の実施状況及び効果等を把握し、その結果に基づき適切な対策をとらなければならない。	環境法は、事前に計画された緩和策の実施状況及び効果等を把握し、その結果に基づき適切な対策を検討するための環境管理計画の作成をしなければならない事が明記されている。	EIAを実施する段階で、モニタリング計画など適切なフォローアップの計画や体制、そのための費用及びその調達方法を検討するよう提案する。

(出典：JICA 調査団)

### 10.3.3 事業を実施しない案の検討

ブータンでは既に需要を十分上回る発電設備があり、本事業を実施しなくても国内の電力供給に支障を来すようなことはない。このため、別の発電設備の建設や他国から電力を購入するなどの代替策を考える必要はない。ただし、事業を実施しない場合には、以下の3点に影響を及ぼす。

#### (1) 国家財源への影響

ブータンは、水力発電設備を国が保有する有望な天然資源ととらえており、この天然資源を他国に販売して国家財源を得ることにより、国の経済成長の主たるけん引役になると考えている。

本 MP で抽出した水力発電プロジェクトは、2031 年以降の運転開始を考えており、運転開始当初は建設工事費の返済等により大きな財源の確保は難しいが、返済が終了してくる 2050 年頃には、年間で Nu. 30 billion 程度（2018 年実質価格ベース、2018 年度の国家予算規模の 55%に相当）の国家財源が得られる見込みである。この額は、国民一人当たり Nu. 40,000 程度に相当する。この分の収入が国家予算として見込めなくなると、その分、道路や橋の建設、公共の福祉、教育等の基幹事業予算が縮小され、住民の生活水準に影響が出てくる可能性が高い。

## (2) 地域開発への影響

水力発電所は、基本的には開発があまり進んでいない地域に建設される。一方、大規模な水力開発においては、数千人規模の建設従事者が数年間にわたり生活を営むため、周辺地域の道路の整備はもとより、医療機関の設置など様々な社会インフラの整備が促進される効果が期待されている。また、雇用機会の創出や農産物の販売量増加などによる地域経済の活性化の効果も期待されている。

ブータンでは、開発が遅れている地域の開発は大規模なインフラ開発に依存している部分があり、本事業を実施しない場合には、地域開発の遅れが懸念される。

## (3) 地球環境への影響

本事業の対象は水力発電所であり、発電時に CO<sub>2</sub> を全く排出しない発電方式である。本事業の実施により発電した電力の多くは、近隣国であるインドに送電されるため、インドにおいて火力の発電量抑制が可能となる。本事業を実施しない場合には、インドにおいて毎年約 2,000 万トン（2015 年排出量の約 1%に相当）の CO<sub>2</sub> 排出量が増加することになる。

### 10.3.4 スコーピング

#### (1) PSMP2003 における環境影響評価手法

DHPS は、PSMP2003 策定時から技術面、経済面、社会面、環境面、開発面で各々サブクライテリアとなる項目を設け、各項目を重み付けによって配点し、総合得点を比較する「多基準分析 Multi Criteria Analysis: MCA」による評価方法を用いて水力開発候補地点の評価を行っている。

本調査における SEA で用いる環境影響評価手法の採用にあたっては、ブータン側の本手法への親和性や、定量的な評価による客観性の確保の観点から、MCA による評価手法を用いることとした。

#### (2) MCA で採用した評価項目に対する基本方針

MCA で採用した評価項目に当たっては、カウンターパートらと協議の結果、以下の事項を反映させた。

- ① マスタープラン（SEA）検討段階における、適切かつ有効な評価項目の選択  
：マスタープラン（SEA）検討段階における、候補地点間の比較が可能かつ有効な評価項目が適切に選択されているか。特に、環境社会影響項目の分析にあたっては、JICA ガイドラインを始めとする国際機関のセーフガードポリシー等で検討されている項目に照らし、適切な評価項目が選択され、かつ、必要な配慮が行われるものとなっているか。
- ② ブータン国の現状を反映した評価項目の選択  
：ブータン国の社会経済状況や自然環境、技術面での現状を踏まえ、また、近年の環境意識の高まりなどの状況変化を踏まえた評価項目が選定されているか。

#### (3) 環境社会配慮にかかる評価項目の抽出

環境社会配慮にかかる評価項目の抽出に当たって、以下のプロセスを通して検討を行った。

##### (a) マスタープラン段階で検討すべき環境社会影響評価項目の確認

本プロジェクトはマスタープラン（SEA）であることから、同段階での候補地点間の比較が可能で、かつ、ブータンの状況に鑑み候補地点間の比較に有効と判断される評価項目を検証した。さらに、JICA ガイドラインに記載のある環境社会影響項目のレビューを表 10-21 のとおり行った。なお、汚染対策項目の「水質汚濁」と「廃棄物」に関しては、SEA Task Force Meeting で、「工事期間中・操業時において対策が必要となるが、取るべき対応策は全プロジェクトにわたって同様となるため、候補地点の比較に有効とはいえない。」との指摘があったことから、SHM の同意を得て、評価項目から除外した。また、対象外とした主な環境社会影響項目であっても、水力発電に関する環境影響評価（EIA レベル）では、調査・予測・評価を実施すべき項目である。



表 10-21 主な環境社会配慮評価項目及び本調査での取り扱い指針

分類	No.	主な環境社会影響項目	本スコーピングでの取り扱い（案）とその事由	
汚染対策	1	大気汚染	対象外	工事期間中において対策が必要となるが、取るべき対応策は全プロジェクトにわたって同様となるため、候補地点の比較に有効とはいえない。
	2	水質汚濁	対象外	工事期間中・操業時において対策が必要となるが、取るべき対応策は全プロジェクトにわたって同様となるため、候補地点の比較に有効とはいえない。
	3	廃棄物	対象外	工事期間中・操業時において対策が必要となるが、取るべき対応策は全プロジェクトにわたって同様となるため、候補地点の比較に有効とはいえない。
	4	土壌汚染	対象外	工事期間中・操業時において対策が必要となるが、取るべき対応策は全プロジェクトにわたって同様となるため、候補地点の比較に有効とはいえない。
	5	騒音・振動	対象外	工事期間中・操業時に対策を検討する必要があるが、取るべき対応策は全プロジェクトにわたって同様となるため、候補地点の比較に有効とはいえない。
	6	地盤沈下	対象外	地下構造物の建設によって発生する可能性があるが、候補地点の比較段階において詳細は不明であり、対策の検討も困難である。また、候補地点の比較に有効とはいえない。
	7	悪臭	対象外	工事期間中において対策が必要となるが、取るべき対応策は全プロジェクトにわたって同様となるため、候補地点の比較に有効とはいえない。
	8	底質	対象	事業の実施によって甚大な影響を受ける可能性があるため、地形・地質と合わせて自然環境項目で評価する。
自然環境	9	保護区	対象	事業の実施によって甚大な影響を及ぼす可能性があり、保護区の有無等を候補地点間で比較することは現時点で重要であるため、自然環境項目で評価する。
	10	生態系	対象	事業の実施によって甚大な影響を及ぼす可能性があるため、自然環境項目で評価する。
	11	水象	対象	事業の実施によって甚大な影響を及ぼす可能性があるため、自然環境項目で評価する。
	12	地形、地質	対象	事業の実施による地形改変等の影響が想定され、また、地質条件の違いによって候補地点間の優劣を比較することが可能であるため、自然環境項目で評価する。
社会環境	13	用地取得・住民移転	対象	用地取得とその規模、住民移転の可能性の有無によって候補地点間の比較検討を行うことが可能であるため、社会環境項目で評価する。
	14	貧困層	対象	事業の実施に伴い負のインパクトが発生する場合、地域住民の中でも貧困層に代表される経済的に脆弱な人々への影響が甚大となる可能性があるため、社会環境項目で評価する。
	15	少数民族・先住民	対象	事業の実施に伴い負のインパクトが発生する場合、地域住民の中でも伝統的な文化や価値に基づき生活する人々への影響が甚大となる可能性があるため、社会環境項目で評価する。
	16	雇用や生計手段等の地域経済	対象	既存の生計手段の喪失等の可能性がある一方、雇用機会や新たな生計手段の創出の可能性が高いため、社会環境への効果だけでなく、地域開発効果として評価する。
	17	土地利用や地域資源利用	対象	土地の用途変更や地域経済への影響が想定されるため、社会環境項目で評価する。
	18	水利用	対象	水利用や灌漑用水への影響の可能性があるので、社会環境項目で評価する。

分類	No.	主な環境社会影響項目	本スコーピングでの取り扱い（案）とその事由		
	19	既存の社会インフラや社会サービス	対象	事業実施に伴う当該地域の道路網の整備や他地域へのアクセスが改善されることが期待される。また、教育施設や保健医療施設の整備も期待されることから、地域開発効果として評価する。	
	20	社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織	対象外	工事期間中・操業時にわたって影響を及ぼす可能性はあるが、その内容は全プロジェクトにわたって同様であり、候補地点の比較に有効とはいえない。	
	21	被害と便益の偏在	対象外	工事期間中・操業時に影響を及ぼす可能性はあるが、候補地点の比較に有効とはいえない。	
	22	地域内の利害対立	対象外	同上	
	23	文化遺産	対象	登録文化史跡・遺産や文化的サイトへの影響が発生する可能性があるため、社会環境項目で評価する。	
	24	景観	対象	事業施設設備によって地域景観が損なわれる可能性がある、また、観光ルートにおける景観配慮に留意する必要がある。よって自然環境項目で評価	
	25	ジェンダー	対象外	工事期間中・操業時にわたって事業影響を受ける可能性があり、配慮が必要となるが、候補地点の比較に有効とはいえない。	
	26	子どもの権利	対象外	同上	
	27	感染症	対象外	工事期間中において対策が必要となるが、取るべき対応策は全プロジェクトにわたって同様となるため、候補地点の比較に有効とはいえない。	
	28	労働環境（労働安全を含む）	対象外	同上	
	その他	29	事故	対象外	同上
		30	越境の影響、及び気候変動	対象	最終的に抽出された水力優先プロジェクトを踏まえて、2040年までの開発計画を策定する際に、その効果を算定する。

(出典：JICA 調査団)

(b) ブータンの現状を踏まえて特に留意した事項

1) 保護区

ブータンにおいては、保護と利用の観点から、保護区は①コア②バッファー③多目的使用の3つのゾーンに区分して管理することとなっている。本プロジェクトでは、上記3つのゾーンをガイドライン上の保護区に該当するとしたうえで、コア・ゾーン内の候補地は、排除し、その他のゾーンについては、原則排除する方針で検討したが、排除が困難な場合は、環境への負荷の程度に応じて、MCAにおける評価点を下げ、候補地としての採否を検討した。検討の結果、保護区での事業を余儀なくされる場合は、JICAガイドライン上のガイドラインのよくある質問集(FAQ)であげられている5条件(環境社会配慮ガイドラインに関する良くある問答集、(2016年2月5日改訂))を満たすことを確認した。また、生物的回廊(コリドー)は、ゾーニングによる区分・管理が行われていないので、MCAでは一律に評価した。

2) 気候変動対策

ブータン国が国連に提出(2015年9月15日)したINDC(Intended Nationally Determined Contribution)では、ブータン国はカーボンポジティブ(排出される二酸化炭素が吸収される二酸化炭素を下回る)施策を堅持し、引き続き国家の約70%を被覆する森林面積を維持するため、

森林資源の管理、森林に関する法律の強化、土地劣化の防止、土壌改良、有機農業の普及に努めると約束している。

また、余剰電力をインドなどの周辺国に送電することにより、CO<sub>2</sub> 排出量の削減が期待できる。本調査においては、最終的に抽出された水力優先プロジェクトを踏まえて、これらの地点をすべて開発した場合の効果を算定した。（8.3 参照）

### 3) 貧困層及び先住民族

水力発電所建設候補地は、山間部や林地に位置する可能性が高く、こうした場所では、地元住民による日常的な湧き水の利用や、特用林産物の採取、山道 (footpath) の利用が想定される。事業の実施に伴い発生する負のインパクトとして、個人・世帯の生計手段や何らかの権利（林地内の居住等）の喪失や、コミュニティ・フォレストなどの地域社会単位の所有権・使用権の喪失が考えられ、中でも、貧困層など経済的に脆弱な人々への影響は甚大となる可能性がある。このため、用地取得・移転の可能性や、生計手段の喪失等の社会環境面の負のインパクトを評価する際に、貧困層及び先住民族の存在の有無には特に留意した。

### 4) Gross National Happiness

本 SEA では、2.1 (1) に記載した GNH の概念を引き続き重視し、整合性を図る。

#### (c) 本調査において採用する評価項目の検討

上記(a)(b)を踏まえ、現在 DHPS が採用している MCA の評価項目との比較・再整理を行い、評価項目と重み付けを行った。最終的に各地点の評価に使用した評価項目と重み付けは表 7-63 に記載のとおりである。下表には、スコーピングで取り扱った主な環境社会影響項目、本調査において最終的に使用した評価項目との比較を示した。

表 10-22 MCA 評価項目とスコーピング項目との比較

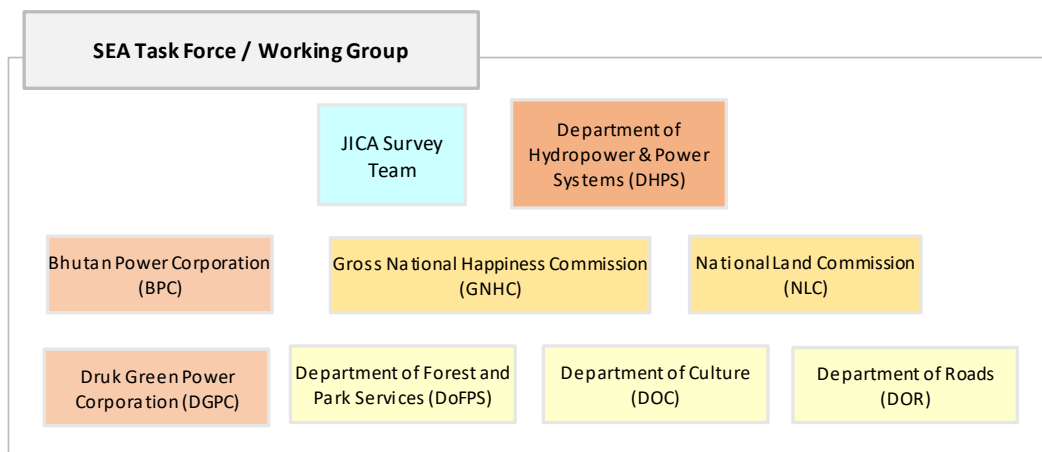
現在 DHPS が採用している MCA 評価項目		該当する表 10-21 の環境社会影響項目	本調査で最終的に使用した評価項目	
No.	クライテリア		サブクライテリア	備考・評価事項
3.1	Social	Improved access	19.既存の社会インフラや社会サービス	Improved access to socioeconomic benefits 正のインパクトであり、下段の「開発効果」(Development) 項目として扱うこととした。
3.2		Access to reliable power supply	N/A	N/A 近年の電化率の向上を踏まえ、本調査スコーピング項目の対象外とした。
3.3		Employment benefits	16.雇用や生計手段等の地域経済	Income opportunity for low-income area 正のインパクトであり、下段の「開発効果」(Development) 項目として扱うこととした。
3.4		Rehabilitation & Resettlement	13.用地取得・住民移転 14.貧困層 15.少数民族・先住民族 17.土地利用や地域資源利用 18.水利用	<ul style="list-style-type: none"> <li>Acquisition of private land</li> <li>Resettlement and asset loss</li> <li>Negative impact on living and livelihood means</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>Rehabilitation は具体的な対策 (countermeasure) のひとつであり、スコーピング項目及び本調査の評価項目から除外した。</li> <li>Resettlement に加え、私有地の取得や資産喪失、生計手段の喪失、生活環境の変化等が負のインパクトとして挙げられた。</li> </ul>

現在 DHPS が採用している MCA 評価項目			該当する表 10-21 の環境社 会影響項目	本調査で最終的に使用した評価項目	
No.	クライテリア	サブクライテリア		サブクライテリア	備考・評価事項
3.5			N/A	N/A	社会経済上の便益が開発効果として期待されるが、アクセス向上や雇用創出、生計向上等は観光振興に限らず期待されるため、他項目と統合した。
-		Tourism	23.文化遺産	Cultural heritage	候補地選定に当たっては、登録・未登録を問わず、文化史跡・遺産の有無に配慮する必要がある。
-			24.景観	Impact on Landscape	・ 観光ルートでの景観喪失 事業施設（架空送電線含む）による景観喪失、
4.1	Environmental	Intrusion into protected areas	9.保護区	Located in protected areas	コア・ゾーン、バッファー・ゾーン、多目的使用ゾーン、コリドーの別
4.2		Loss of primary forest	9.保護区	Loss of primary forest	森林面積、生物多様性への影響の度合い
4.3		Dewatering impacts	9.保護区	Loss of wetland	湿原の有無、重要度
			10.生態系 11.水象	Loss of endangered species	生息域、種数等
4.4		Access road erosion	12.地形、地質 8.底質	Access road / dam site erosion	道路長、地質状況等
4.5		Fish migration	10.生態系	Fish migration	魚種等
5.1	Development	Balanced regional development	N/A	<ul style="list-style-type: none"> <li>Improved access to socio-economic benefits</li> <li>Income opportunity for low-income area</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>「バランスの取れた地域開発」を、より具体的な項目に分類した。</li> <li>社会経済便益アクセスの改善は、道路網・ネットワーク等の改善、主要な教育・医療施設へのアクセスを考慮した。</li> <li>「低所得地域の収入機会」は、新規雇用者数や地元製品の販売、地元での売買促進などを想定している。</li> <li>「社会経済便益アクセス」「低所得地域の収入機会」は、それぞれダム及び発電所からの距離を踏まえている。</li> </ul>

(出典：JICA 調査団)

### 10.3.5 SEA Task Force/Working Group の設置と活動内容

MCA を用いた SEA 実施において、マスタープランに関係する機関と協議・検討を行うため、JICA 調査団が支援しつつ DHPS が主体となり、下図に示す機関から構成される SEA Task Force/Working Group (WG) を設置した。



(出典：JICA 調査団)

図 10-13 SEA Task Force/WG 構成メンバー

表 10-23 に示す日程、議題と内容で DHPS 会議室にて、SEA の TOR、Scoping、MCA 評価項目について合計 5 回の協議を行い、必要に応じて MCA 評価項目に反映した。

表 10-23 SEA Task Force/WG の活動内容

回	日時	出席者	議題と内容
第一回	2018年3月6日 14:30-17:00	DHPS: 4名 BPC: 2名 DGPC: 1名 NLCS: 1名 DOFPS: 1名 DOC: 1名 JICA 調査団: 6名	<ul style="list-style-type: none"> <li>SEA の概念</li> <li>SEA と EIA の相違点について、計画レベル及び事業レベルの観点から説明</li> <li>SEA に関する TOR 報告書の策定手法</li> <li>SEA の TOR 作成手法等について説明し、意見交換</li> </ul> <p>&lt;配布資料：SEA 概念と他国の経験等、SEA に関する TOR(案)&gt;</p> <p>【主な議論】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>SEA における技術的見解のインプットのタイミング</li> <li>SEA と各プロジェクトの MCA の関連性</li> <li>NEC をタスクフォース/WG メンバーに含めないこと</li> </ul>
第二回	2018年5月16日 9:30-13:00	DHPS: 3名 BPC: 1名 DGPC: 1名 NLCS: 1名 DOFPS: 1名	<ul style="list-style-type: none"> <li>Scoping 手法</li> <li>Scoping の作成手法として、調査項目の選定手法、調査手法、及び調査結果の分析・評価手法を説明し、意見交換</li> </ul> <p>&lt;配布資料：Scoping 案－調査項目、調査手法、調査時期、予測・評価手法を記載、現地調査用チェックリスト&gt;</p>

		DOC: 1 名 JICA 調査団: 5 名	<p><b>【主な議論】</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>水力開発プロジェクトによる社会経済効果</li> <li>自然環境および社会環境の MCA の項目 (より適切な表現へ修正、絶滅危惧種の指標の削除、遡上性魚類や生態コリドールの項目追加、森林カテゴリー項目の検討、等)</li> <li>各 MCA 項目のウェイトの見直し</li> <li>保護区の未確定の境界線、保護区内のゾーニングとプロジェクトサイトの関係</li> </ul>
第三回	2018年11月7日 10:00-13:00	DHPS: 8 名 BPC: 2 名 DGPC: 1 名 NLCS: 1 名 GNHC: 1 名 DOFPS: 1 名 DOC: 1 名 JICA 調査団: 5 名	<ul style="list-style-type: none"> <li>プロジェクト候補地選定手法</li> <li>MCA のスコアリング基準 (新たに追加する項目を対象)</li> <li>現地調査項目の選定と現地調査手法</li> </ul> <p>&lt;配布資料: Scoping 修正案—調査項目、調査手法、調査時期、予測・評価手法を記載&gt;</p> <p><b>【主な議論】</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>景観についての送電線電圧別スコア</li> <li>保護区・生態コリドー外の重要な生態システム</li> <li>湿地の定義</li> <li>文化的景観・聖地への影響の考慮</li> <li>地区レベルでの社会経済指標</li> </ul>
第四回	2019年1月15日 14:30-17:00	DHPS: 7 名 BPC: 1 名 DGPC: 1 名 NLCS: 1 名 DOFPS: 1 名 DOC: 1 名 JICA 調査団: 4 名	<ul style="list-style-type: none"> <li>現地調査結果を反映させた MCA 項目の見直し手法</li> <li>MCA のスコアリング基準 (新たに追加する項目を対象)</li> </ul> <p>第 1 次現地調査 (2018 年 11 月～12 月に実施) 結果を踏まえ、第 2 次現地調査で修正・追加すべき調査項目及びその評価手法について説明し、意見交換</p> <p>&lt;配布資料: Scoping 修正案—調査項目、予測・評価手法に関する追加・修正案を記載&gt;</p> <p><b>【主な議論】</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>絶滅危惧種の指標の再導入</li> <li>国家的重要性の文化財の判断</li> <li>影響を受ける農地の面積基準の設定</li> <li>社会開発指標におけるエコツーリズム、手工芸品生産活動等のスコアへの考慮</li> </ul>
第五回	2019年6月10日 10:00-12:00	DHPS: 4 名 BPC: 1 名 DGPC: 1 名 NLCS: 1 名 DOC: 1 名 JICA 調査団: 6 名	<ul style="list-style-type: none"> <li>プロジェクト候補地一次、二次ランキング、ショートリストサイト、今後の開発計画</li> <li>自然社会環境・社会開発の MCA</li> <li>代替案の検討、累積インパクト、気候変動</li> <li>EIA 実施時の環境社会配慮事項</li> </ul> <p>&lt;配布資料: プロジェクト候補地ランキング結果・開発計画、SEA Draft Report の内容抜粋&gt;</p> <p><b>【主な議論】</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>プロジェクト候補地およびランキングの決定の仕方</li> <li>MCA の情報源</li> </ul>

(出典: JICA 調査団)

### 10.3.6 SEA に関する TOR 及び Scoping 報告書の作成と NEC の承認について

上記の SEA Task Force 会議で検討した SEA に関する TOR 報告書に取り纏め、“戦略的環境アセスメントに係る細則”に基づき、NEC に承認申請し、2018 年 8 月 15 日付けで、NEC より承認（承認番号：NECS/EACD/SEA/2018/367）を得た（別添参照）。

NEC より承認を得た SEA に関する TOR 報告書の主要な項目と内容の概要は下記 BOX の通りである（全文は別添参照）。

<b>Terms of Reference (TOR) for Strategic Environmental Assessment (SEA) for Project on Power System Master Plan 2040 in Bhutan (Summary)</b>	<b>(BOX)</b>
<b>1. Introduction</b>	
<b>2. Outline of the Project</b>	
<b>3. Outline of the SEA for the Project</b>	
The objectives are:	
-to integrate the Four Pillars of Gross National Happiness into the PSMP 2040;	
-to facilitate sustainable harnessing of hydropower resources;	
-to avoid, mitigate and minimize adverse environmental impacts and/or cumulative environmental impacts, and to enhance positive impacts; and,	
-to strengthen and support implementation of environmental and social considerations at the planning stage.	
The benefits are:	
-to make the formulation process more effective in terms of better decision-making for evaluation of the PSMP;	
-to create an opportunity for the Project Proponent (DHPS) and other stakeholders to experience the SEA process and understand its effectiveness in decision making;	
-to consider Hydropower as a Priority Growth Area and to achieve country’s theme ‘Brand Bhutan’; and,	
-to enhance the capacity of DHPS and other related agencies for undertaking the SEA.	
<b>4. Methodology and steps for implementation of the SEA</b>	
<b>4.2 Scoping</b>	
<b>4.2.1.1 Natural environment</b>	
(1) Information on protected areas designated by the RGOB, important areas under international treaties, and important areas identified by international NGOs	
-National Parks	
-Wildlife Sanctuaries	
-Strict Nature Reserves	
-Biological Corridors	
-Ramsar Sites	
-World Natural Heritage Sites (including proposed sites)	
-Important Bird and Biodiversity Areas	
-Other sensitive sites to be protected	
(2) Information on Natural Environmental Features	
-Flora	
• General features of vegetation (e.g. primary forest)	
• Habitats of endangered species (designated by IUCN)	
• Habitats of endemic/rare species	
-Fauna	
• General features of fauna habitats (e.g. important habitats)	
• Habitats/breeding of endangered species (designated by IUCN)	
• Habitats/breeding of endemic/rare species (designated by the country’s laws)	
• Habitats/breeding of migratory fish species	
• Habitats/breeding of migratory bird species (including flying routes on maps)	
- <b>Accumulative impacts due to hydro power development</b> on Flora and Fauna for each river system	
(3) Collection of existing information/data/reports on Climate Change impact, and on potentiality dangerous glacial lakes will be undertaken.	

#### 4.2.1.2 Social Environment

- General features of social environment
- Land use types, types of landownership
- Necessity of resident resettlement
- Numbers and types of cultural and religious heritage sites/remains, graves to be possibly affected including World Cultural Heritage sites (and proposed sites)
- Water-use in downstream area and its type
- Other activities by residents in the project area which are possibly affected by the project

#### 4.3 Selection of project sites

Based on the survey items identified as a result of the scoping, social and environmental surveys will be conducted to collect more information. Project sites (i.e. potential hydropower development sites) will be evaluated and selected by applying Multi Criteria Analysis (MCA).

#### 4.3.2 Multi Criteria Analysis

MCA will be used as a tool for the SEA. The criteria used in the MCA exercise will be well examined based on the results of the scoping and the surveys, and, if necessary, the criteria and other aspects may be modified. Different alternative scenario analyses will be conducted by assigning varying weights to each of the criteria. A scenario evenly weighted between Technical (Technical & Economic) and Social Environmental criteria will be presented as a Base Case, and the priorities of potential sites will be determined. Alternative scenario analyses will be conducted to determine the priorities of potential sites by changing the weights of the Technical and Environmental criteria.

#### 4.3.3 Site Reconnaissance

Before the Secondary Ranking, approximately 30 sites identified by the Primary Ranking will be visited by DHPS and the JICA Survey Team. Two (2) teams of technical and environmental experts will visit the sites to investigate the conditions of each of them.

#### 4.4 Stakeholder Meetings

The tentative schedule and major agenda items for the SHMs are shown in the table below:

Implementation period	Content
1 <sup>st</sup> SHM (Dec.2017)	Explanation of the following issues and Q&A <ul style="list-style-type: none"> <li>• Outline of the Project</li> <li>• Perceptions of environmental and social considerations during the SEA phase</li> </ul>
2 <sup>nd</sup> SHM (May2018)	Explanation of the following issues in draft and Q&A <ul style="list-style-type: none"> <li>• Outline of the Project &amp; screening method for candidate sites</li> <li>• Scoping for SEA                             <ul style="list-style-type: none"> <li>- Survey items and methods</li> <li>- Evaluation method                                     <ul style="list-style-type: none"> <li>• - Criteria for Multi Criteria Analysis</li> </ul> </li> </ul> </li> </ul>
3 <sup>rd</sup> SHM (Oct.2018)	Explanation of the following issues and Q&A <ul style="list-style-type: none"> <li>• Outline of the Semi-long List</li> <li>• Results of Primary Ranking</li> <li>• Outline of the Site Reconnaissance</li> </ul>
4 <sup>th</sup> SHM (Jun.2019)	Explanation of Draft Final Report and Draft SEA report, and Q&A <ul style="list-style-type: none"> <li>• Results of the Secondary Ranking</li> <li>• Outline of the Short List</li> <li>• Explanation of mitigation measures/monitoring</li> </ul>

• • •

#### 6. Work Schedule

The work is expected to start from December 2017 and be completed within 20 months.

(ends)

SEAに関するNECへの承認申請(時期)は、第4回SHM(2019年6月11日開催)で説明・討議したSEA(Draft)に関し、事業者であるDHPSが、広く一般国民からの意見(パブリックコメント)を聴取し、その意見をSEA Taskforce/WG Meetingで精査し、その結果をSEA(Draft)に反映させた最終SEA(Draft)を以て、NECに承認申請を行う。



## 10.4 ステークホルダー協議 (SHM) の開催について

本プロジェクトのステークホルダーは、政府機関、地方行政機関、NGOs / CSOs (Civil Society Organizations、市民社会組織)、学識経験者、関係住民等である。ティンプーで SHM を下記の日程で、合計 4 回開催し、本プロジェクトの内容や SEA に関するスコーピング、開発優先順位決定時に使用する評価基準及び評価結果や想定される環境保全対策及び SEA 報告書 (案) について議論した。

なお、プロジェクトサイト候補地の対象地域の関係住民 (地方政府機関や影響を受ける可能性がある村落) については、現地調査時に可能な範囲で地方政府機関や村落代表者に意見をきいた。

第 1 回 SHM は主に関係政府機関とのインセプション・ワークショップを兼ねて開催し、第 2 回 SHM から、NGO 等のより広範な関係者を招集して調査概要を説明し、質問やコメントを聴取した。第 2 回 SHM 以降では、事前に DHPS の環境社会グループのカウンターパートとともに本プロジェクトのステークホルダーを(1)関係政府機関 (独立行政機関や公社含む)、(2)研究機関、(3)NGO / CSO、その他資金援助機関のグループに分けてリストアップして特定した。NGOs / CSOs については、ブータン政府の CSO Authority に登録されており、過去数年にわたって国内あるいは国際的な援助資金にてブータン国の自然保全分野や農村部貧困削減支援の実施実績があり、国内 CSO については CSO Authority にて公式登録されている主要機関を選定している。なお、この他に協議に招聘すべきステークホルダーが判明した場合には、その都度適宜追加した。各回の SHM のコメントで言及された重要事項は、可能な範囲でスコーピング案および MCA の項目や検討プロセスに反映した。

### (1) 第 1 回 SHM

第 1 回 SHM は、インセプション・ワークショップ開催時の 2017 年 12 月 20 日(水)に同時に実施された。全参加者は 60 名、政府関係機関と RSPN、WWF といった一部の NGO と協議し、本調査の内容に関する質疑応答、SHM の参加機関の選定について検討した。環境社会配慮面での主なコメントについては下表のとおりである。

表 10-24 第 1 回ステークホルダー協議 (インセプション・ワークショップ) の概要

日時	2017 年 12 月 20 日 (水) 10:30 - 13:00
場所	Namgay Heritage Hotel (ティンプー市)
議題	本調査内容および SHM 参加機関の選定
組織別出席者数	<b>DHPS:</b> 18 名、 <b>NPSD</b> 4 名、 <b>PCD</b> 6 名 <b>JICA:</b> ブータン事務所 3 名、調査団コンサルタント 11 名 <b>関係政府機関:</b> NLCS 2 名、NECS 1 名、GNHC 1 名、BEA (Bhutan Electricity Authority) 3 名、DRE 1 名、DoFPS 3 名、DOC 1 名、DOR 1 名、NCHM (National Center for Hydrology and Meteorology) 1 名、BPC 4 名、DGPC 1 名、 <b>NGO / CSO、資金援助機関:</b> WWF 1 名、RSPN 1 名

<p>主なコメント</p>	<p><b>本調査内容に関する事項</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>◆ 気候変動への影響を報告書に入れる (NEC)</li> <li>◆ DHPS が過去に適用した Multi Criteria Analysis (MCA)の見直しを行う (DHPS)</li> <li>◆ ラムサール条約サイトへの配慮、景観への影響を項目として入れること。環境および森林関連の政府機関との技術的議論と調整 (DoFPS) ⇒SEA の TOR を策定中 (JICA 調査団)。</li> <li>◆ JICA の別の調査 Comprehensive Development Plan</li> </ul> <p><b>SEA 実施の関係機関に関する事項</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>◆ <u>SEA のスタディにおいて、関係機関はどのように従事するのか、NLC の関与はどうか、Construction Development Corporation Limited (CDCL、建設開発公社) も含まれるのか。(NLC)</u> ⇒SEA の段階ではより包括的環境インパクトのスタディである。<u>PSMP の土地利用については既存のブータン政府の政策やガイドラインに沿ったものでなければならない。SEA 実施チームと JCC メンバーが主な代表関係機関となる。CDCL は主に水力発電建設を担う機関であり、計画段階の関係機関ではない (DHPS)</u></li> </ul>
---------------	--

(2) 第2回 SHM

第2回 SHM は、2018年5月15日(火)に開催し、下表の議題にて参加者からの質疑応答や議題に関する議論がなされた。全出席者数は51名であり(JICA関係者を除くと39名、うち男性29名、女性10名)、出席者の組織別参加人数と主要コメントは下記に示すとおりである。

表 10-25 第2回ステークホルダー協議の概要

<p>日時</p>	<p>2018年5月15日(火) 09:30 - 13:00</p>
<p>場所</p>	<p>City Hotel (ティンプー市)</p>
<p>議題</p>	<p>本プロジェクト概要、スコーピングリスト案、MCAの項目案</p>
<p>組織別出席者数</p>	<p><b>DHPS:</b> 11名  <b>JICA:</b> 本部1名、ブータン事務所2名、調査団コンサルタント4名、ローカルコンサルタント5名  <b>関係政府機関:</b> NLCS 1名、NECS 2名、DOA (Department of Agriculture) 1名、DoFPS 3名、DOC 1名、NCHM (National Center for Hydrology and Meteorology) 1名、BEA (Bhutan Electricity Authority) 1名、BPC 4名、DGPC 2名、NBC (National Biodiversity Center) 1名、DHPC (Dagachhu Hydro Power Corporation) 1名、ThyE (Tangsibji Hydro Energy Limited) 3名  <b>研究機関:</b> UWICER (Ugyen Wangchuck Institute for Conservation and Environmental Research) 1名  <b>NGO/CSO、資金援助機関:</b> WWF 1名、RSPN 1名、Tarayana Foundation 2名、Bhutan Trust Found for Environment 1名、BES 1名</p>
<p>主なコメント</p>	<p><b>スコーピング案に関する事項</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>◆ 下流における水利用の調査において、新 E-Flow(維持流量) ガイドライン案は考慮されているのか(DGPC) ⇒SEA ではなくプロジェクトレベルで詳細を評価し、検討することになる (DHPS、JICA 調査団)</li> <li>◆ 国境を超える影響と気候変動の影響が同じ項目となっているが、別々に議論すべきではないか (BTFE)</li> </ul>

	<p>⇒水発電開発と気候変動との関連性については、国内の水力発電事業全体のインパクトをみるため、個別の案件の異なるインパクトをみることは困難。SEA 報告書の一部として気候変動に関する過去のスタディも検証することはできる (DHPS)。国境を越えた CO<sub>2</sub> 排出効果の計算をすることになるので、気候変動問題と国境を越えた影響は一体化している (JICA 調査団)</p> <p><b>MCA に関する事項</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>◆ 森林と集水域における送電線建設インパクトを含める提案をする (DoFPS) ⇒電圧別の送電線建設の森林損失へのインパクトはみられる (DHPS) 用地取得におけるコミュニティ・フォレストへの配慮は含めるのは? (DGPC) ⇒コミュニティ・フォレスト内の林産物採取活動などのインパクトの項目は MCA に含まれている (DHPS)</li> <li>◆ 自然社会環境への「負の (negative) インパクト」のみの表現とせず、単に「インパクト」とする表現がよいのではないか (ローカルコンサルタント) ⇒開発効果は正のインパクトであるが、自然社会環境影響についてはほとんど負の影響をチェックしている (DHPS)</li> <li>◆ Cultural Heritage Bill (2016)のドラフトで指定された文化遺産があるので、SEA ではそれを考慮することを提案する (DOC)</li> <li>◆ 生物回廊へのインパクトへの配慮と遡上性魚類をクライテリアとして含めてはどうか。遡上性魚類の既存データはあまりないものの、Golden Mahseer や Snow Trout に関する WWF スタディの結果の暫定的所見があるので共有する。また、個別プロジェクトよりも、流域・水系システム全体への累積インパクトの検討が重要ではないか (WWF) ⇒ダム建設による遡上性魚類への影響は専門家の知見のインプットが求められる。流域ベースの累積インパクトは後で考慮する (DHPS) 保護区のゾーニングマップは年末までには利用できる (DoFPS)</li> </ul>
--	--

### (3) 第3回 SHM

第3回 SHM は、2018年11月12日(月)に開催し、参加者からの質疑応答や議題に関する議論がなされた。全出席者数は40名であり(JICA関係者を除くと27名、うち男性21名、女性6名)、出席者の組織別参加人数と主要コメントは下表に示すとおりである。

表 10-26 第3回ステークホルダー会議の概要

日時	2018年11月12日(月) 09:00 - 13:00
場所	Migmar Hotel (ティンプー市)
議題	プロジェクト候補地選定手法と選定結果、現地調査項目と調査手法案
組織別出席者数	<p>DHPS:4名</p> <p>JICA: ブータン事務所2名、調査団コンサルタント5名、ローカルコンサルタント6名</p> <p>関係政府機関: NECS 2名、DLG 1名、MoLHS 1名、DOR 1名、DRE 1名、PPD 1名、DoFPS 2名、DOA 1名、DOT 1名、DOI 1名、NBC 2名、NSB 1名、BPC 1名、DGPC 1名、ThyE 1名、DHPC 1名</p> <p>研究機関: UWICER 1名、CNRRUB 1名</p> <p>NGO/CSO、資金援助機関: WWF 1名、Tarayana Foundation 1名</p>

<p>主な質問／コメント</p>	<p><u>プロジェクト候補地選定手法と選定候補地に関する事項</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>◆ 25MW 以下の候補地に関する情報の共有をお願いしたい(Department of Renewable Energy -DRE-)。</li> <li>◆ 今までの DHPS の MCA 評価と今回採用する MCA との相違点は何か？ (DGPC)                  =&gt;以前の MCA では、技術・経済のスコアが 70%、環境社会配慮・開発は 30%となっていたが、今回の MCA では、経済・技術が 40%、環境社会配慮 40%、社会開発効果 20%と社会配慮に重点が置かれている (議長)</li> </ul> <p><u>MCA 評価判断に関する事項</u></p> <p>&lt;自然環境&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>◆ 森林の評価基準は何を根拠にしたのか？落葉性広葉樹林が針葉樹林より評価が高いのは何故か？(UWICER)                  =&gt;森林の有する生物多様性を評価基準としている。(JICA 調査団)</li> <li>◆ 景観は、送電線の亘長によって評価される根拠は？ (PPD)                  =&gt;亘長に加え、送電線、鉄塔の高さも評価に加えることを検討している。(JICA 調査団)</li> <li>◆ 土壌侵食に関する評価において、緩和策が可能な場合と不可能な場合に分けて評価する根拠は何か？(WWF)                  =&gt;地質の状況によって評価したが、現時点のスコアは暫定的なもので現地調査後に見直される(JICA 調査団、議長)</li> <li>◆ 魚道の設置は、困難と考えるが、可能な場合とは、どのような場合を想定しているのか？ (DGPC)                  =&gt;ダム高やダムサイトの自然条件、遡上性魚類の生息状況等を考慮して技術的に魚道等の設置が可能かを検討する。(JICA 調査団)</li> <li>◆ 送電線と環境保全、ROW についてどのように扱うのか？ (PPD)                  =&gt;保護区、私有地は可能な限り避ける。避けられない場合は、送電線の亘長を短くすることを考える、また、私有地の場合は補償を考える。具体的には、EIA レベルで検討される(JICA 調査団)</li> </ul> <p>&lt;社会環境&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>◆ 調査対象とする文化遺産の範囲、定義についてはどうするのか？ (PPD)                  =&gt;今回のスコアは基本的に国家的に重要な文化遺産について考慮することとしている。国家的に重要な文化遺産のリストは現在ないため、今後 Department of Culture と協議した上で決める。(議長、JICA 調査団)</li> <li>◆ 2017 年貧困調査をベースに、現在地区レベルの貧困率のスタディを行っており、その結果も参照されたい (NSB)</li> </ul>
------------------	--

#### (4) 第 4 回 SHM

第 4 回 SHM は、2019 年 6 月 11 日 (火) に開催し、参加者からの質疑応答や議題に関する議論がなされた。全出席者数は 52 名 (JICA 関係者を除くと 43 名、うち男性 32 名、女性 11 名)、出席者の組織別参加人数と主なコメントは下表に示すとおりである。

表 10-27 第 4 回ステークホルダー会議の概要

日時	2019 年 6 月 11 日 (火) 09:30 - 13:00
場所	Namgay Heritage Hotel (ティンプー市)
議題	<ul style="list-style-type: none"> <li>● プロジェクト候補地一次、二次ランキング、ショートリストサイト、今後の開発計画</li> <li>● 自然社会環境・社会開発の MCA</li> <li>● 代替案の検討、累積インパクト、気候変動</li> <li>● EIA 実施時の環境社会配慮事項</li> </ul>
組織別出席者数	<p><b>DHPS:</b>12 名</p> <p><b>JICA:</b> 本部 1 名、ブータン事務所 1 名、調査団コンサルタント 4 名、ローカルコンサルタント 3 名</p> <p><b>関係政府機関:</b>NECS 4 名、NLCS1 名、RMA 1 名、BEA 3 名、NCHM 1 名、DLG 1 名、DOR 1 名、DoFPS 1 名、DOA 1 名、DOL (Livestock) 1 名、DOL (Labour) 1 名、DMEA 1 名、Department of Immigration 1 名、NBC 1 名、BPC 1 名、DGPC 2 名、ThyE 1 名、DHPC 1 名</p> <p><b>研究機関:</b> UWICER 1 名、CNRRUB 1 名、CBS 1 名</p> <p><b>NGO/CSO、資金援助機関:</b> WWF 1 名、BT FEC 1 名、Tarayana Foundation 1 名、RSPN 1 名</p>
主な質問/コメント	<p><b>プロジェクト候補選定に関する事項</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Chamkharchhu および Amochhu のプロジェクトの地域については、政府の水力発電開発委員会から自然環境および地政学上の理由で開発を推進しないことを提言されたが、PSMP2040 においては検討対象として含めることとしていた (DHPS)。 ⇒そのような意見があることは認識していたが、本スタディの開始から実施中において、明確に決定されておらず、水力開発戦略報告書は内閣の承認がなかったために入手できなかった (JICA 調査団)。 ⇒水力発電開発委員会の提言に賛成。自然保護の観点からブータン国内で少なくとも 1 つの河川についてはダム建設しないことが望ましい。固有種の魚 Masheer は Mangdechhu でダム建設後 Chamkharchhu を遡上し、産卵しているとの報告がある(WWF)</li> <li>◆ 送電線の評価はどのように考慮されたか。Dorokha のサイトはアクセスがない場所だが (BEA) ⇒経済性、環境への負の影響、景観の 3 つの観点から評価した (JICA 調査団)。</li> <li>◆ 我々の財団では。プロジェクト候補地のコミュニティに対し、地方のマイクロ水力発電事業を支援しているが、系統と接続して余剰電力を売電することはできるのか(Tarayana Foundation) ⇒国内では 99.97%の電化を達成しており、そのほとんどが系統と接続している。売電料金は BEA が定めているが、現時点で固定買取価格料金の必要性は時期尚早。系統接続の技術的問題もある。小水力に関しては DRE が担当している (DHPS)</li> </ul> <p><b>SEA 案に関する事項</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>◆ 18 プロジェクト候補のうち、6 プロジェクトについて特に環境面のコメントがあったが、その他のプロジェクトについては、より低い環境影響であるということか (DHPS) ⇒18 プロジェクト候補に絞る前の 25 プロジェクトをスクリーニングした際も可能な限りデザインを変更し、環境への負荷を軽減する</li> </ul>

	<p>ようにしており、深刻な環境社会への影響が見込まれるプロジェクトはその段階で候補リストから除かれている (JICA 調査団)</p> <ul style="list-style-type: none"><li>◆ 上流の河川で絶滅危惧種の魚類の再調査などは必要でないか、例えば Uzorong のダムの場合では、どのような種の魚類を言及しているのか。200m の高さのダムにおいて成功した魚道の建設例はあるのか(DHPS) ⇒Uzorong の下流ダム建設後も遡上性魚類が生存していたとすれば、遡上するのに支流を利用して産卵することが考えられる。また魚が上流へ遡上するために安全な魚道建設を提案する (JICA 調査団)</li><li>◆ 維持流量の設定するためのガイドラインがあるのでSEA 報告書で参照されたい(NECS) ⇒基準となる維持流量を保持するようにする。各プロジェクトレベルでより詳細なスタディを実施し、その時に提案されることになる (JICA 調査団)</li><li>◆ 遡上性魚類については MCA でのウェイト 5%とは低いと思われる (WWF) ⇒どのくらいの高地で魚類が生存できるかはまだ不確かな情報しかなく、判断が困難。このウェイトについては、今まで関係者と協議を経て決定したものであるため、現時点で変更することが難しい。 (JICA 調査団) ⇒多様な評価項目がある中で、遡上性魚類についてはどのくらいのウェイトを設定するかは挑戦だった。以前の MCA 項目にはなかった項目であり、今次少ないウェイトでも項目として設定したことに意義がある (DHPS)</li><li>◆ 水力発電事業のダム建設後にどのような環境インパクトがあるという既存のスタディはあるのか。Dagachhu 水力発電の建設後に環境への負の影響の兆候は特にない。(Dagachhu Hydropower Corporation)</li><li>◆ 国境沿い中国側で建設されたダムは、西部の水力発電建設事業への懸念を惹き起こし、東部側でもインドとの国境沿いで同様の状況がある (RSPN) ⇒将来的な水力発電事業の候補サイトについては実施するか否か中立的である。今回初めて環境配慮の視点も含めた SEA を実施し、全流域の戦略的スコープを策定した。各プロジェクトの計画策定においてさらに詳細を検討しなければならない。PSMP2040 は政府へ提出する前に、全体をレビューし、DHPS 側でマスタープランの包括的な戦略報告書を作成し、内閣へ提出する (DHPS)</li></ul>
--	--

## 10.5 JICA 環境社会配慮助言委員会からの助言等について

第1回環境社会配慮助言委員会が開催（2018年4月16日）され、本案件で実施するSEA調査に関するスコーピング項目（10.3.4参照）について、審議がなされ、留意すべき事項として以下の7項目について助言を得た。

- 小規模水力の開発の検討について Draft Final Report (DFR) に記載すること（第3章参照）。
- 気候変動の影響（ヒマラヤの氷河、降雨パターン、洪水、森林被覆など）による包蔵水力への悪影響について調査し、その結果を記載すること（10.9参照）。
- プロジェクト候補地絞り込みにおいて用いられた多基準分析（MCA）の評価項目と重みづけについて、どのような理由とプロセスで決定したのか DFR に記載すること（第7章参照）。
- ブータン国の保護区（コア、バッファー、多目的使用）のうちコア・ゾーンは候補地の選定から除外すること。バッファーと多目的使用ゾーンについても、JICA ガイドラインに従って、除外することを原則とすること（10.6参照）。
- 同一の河川・水系内で複数の地点で候補地が選ばれる場合、水系単位での累積的な環境影響の評価をすること（10.8参照）。
- 経済的に脆弱な人々が居住する場所、山岳地帯や森林部で限られた伝統的な資源に依存して暮らしている地域等で、深刻な負の影響が見込まれる場合は、極力水力開発選定の対象地域から除外すること（10.6.3参照）。
- ステークホルダー協議の参加者には地方行政代表と専門政府機関代表だけでなく影響を受ける人たちの声を反映できるグループ（NGO など）も含めること（10.4参照）。

## 10.6 保護区内における開発プロジェクトの選定

### 10.6.1 保護区内における水力発電所の実施と環境保全への配慮

#### (1) 保護区内の水力発電プロジェクトの実施地点

- (a) 水力発電施設の全てが保護区内に位置するため水力発電所候補地から除外したプロジェクト  
ブータン国における水力ポテンシャル地点として抽出した 116 地点の中で、水力発電施設の全てのコンポーネント（ダム、発電所、導水路）が、保護区内に位置する地点は 44 地点で、最初にこれらの地点を水力発電開発候補地から除外した。除外した候補地は下表の通りである。

表 10-28 保護区内に位置するため水力発電所候補地から除外したプロジェクト

Project code	Name	
	Project	Protected area
A-2	Amochhu-2	Jigme Khesar S.N.R.
A-3	Timalumchhu	Jigme Khesar S.N.R.
W-2	Chhanda-gang	Jigme Dorji N.P.
P-1	Taksti Makhang	Jigme Dorji N.P.
P-2	Chhogley	Jigme Dorji N.P.
P-3	Chhuzarkha	Jigme Dorji N.P.
P-4	Rimi	Jigme Dorji N.P.
P-5	Daushing	Jigme Dorji N.P.
P-6	Sechednang	Jigme Dorji N.P.
P-8	Phochhu-2	Jigme Dorji N.P.
P-9	Uesana	Jigme Dorji N.P.
P-10	Wachey	Jigme Dorji N.P.
P-11	Threlga	Jigme Dorji N.P.
P-12	Phochhu-Tr-2	Jigme Dorji N.P.
P-13	Phochhu-1	Jigme Dorji N.P.
P-14	Phochhu-Tr-1	Jigme Dorji N.P.
P-16	Tshachuphu	Jigme Dorji N.P.
P-27	Kago-2	Jigme Singye Wangchuck N.P.
P-32	Rukha	Jigme Singye Wangchuck N.P.
M-1	Mangdechhu-2	Wangchuck C.N.P.
M-2	Duigang chhu	Wangchuck C.N.P.
M-3	Mangdechhu-1	Wangchuck C.N.P.
M-4	Thampochhu	Wangchuck C.N.P.
M-9	Wachichhu	Jigme Singye Wangchuck N.P.
M-12	Rimjigangchhu	Jigme Singye Wangchuck N.P.
M-13	Shergarchhu	Jigme Singye Wangchuck N.P.
C-1	Gumthangchhu	Wangchuck C.N.P.
C-2	Chamkharchhu-V	Wangchuck C.N.P.
C-9	Chamkharchhu-III	Phrumsengla N.P.
K-1	Kurichhu-2	Jigme Singye Wangchuck N.P.
K-2	Kurichhu-1	Wangchuck C.N.P.
K-3	Chagdzom	Wangchuck C.N.P.
K-4	Bazaguruchhu-2	Wangchuck C.N.P.
K-5	Bazaguruchhu-1	Wangchuck C.N.P.
K-6	Nangrigang-2	Wangchuck C.N.P.
K-7	Nangrigang-1	Wangchuck C.N.P.
K-8	Ugenphu	Wangchuck C.N.P.
K-9	Nimshong	Wangchuck C.N.P.
K-10	Khomachhu-1	Bumdeling W.S.
K-11	Khomagang	Bumdeling W.S.



K-12	Khomachhu	Bumdeling W.S.
G-2	Longkhar	Bumdeling W.S.
G-8	Gamrichhu-4	Sakteng W.S.
Mo-2	Aiechhu 1	Corridor
Total	44 sites	

注：S.N.R.：Strict Nature Reserve、N.P.：National Park、（出典：JICA 調査団）  
W.S.：Wildlife Sanctuary、C.N.P.：Centennial National Park

また、上記 44 地点の他に保護区外ではあるが、大規模な住民移転を伴うため水力ポテンシャル地点候補地から除外した下表の 3 地点を加えた合計 47 地点を水力発電開発候補地から除外した。

表 10-29 住民移転を伴うため水力発電所候補地から除外したプロジェクト

Project code	Name		Capacity (MW)	Energy (GWh)
	Project	Reservoir		
W-5	Wangchhu	Thimphu Reservoir	46	201
W-10	Parochhu	Paro Reservoir	54	237
C-6	Chamkharchhu	Bumthang	102	447
Total	3 sites		202	884

（出典：JICA 調査団）

(b) 水力発電施設の一部が保護区内に位置するプロジェクト候補地

開発を回避すべき地点として検討対象地点から上記の 47 地点を除外し、残りの 69 地点を候補地とした。候補地として残った 69 地点の中で、水力発電施設のコンポーネント（ダム、発電所、導水路）の一部が、保護区内に位置するプロジェクト候補地は 29 地点あり、保護区（ゾーニング区分）に係る水力発電施設との関係は下表の通りである。

表 10-30 発電所のコンポーネントの一部が、保護区に係るプロジェクト

Project code	Name		Component in Zoning sites		
	Project	Protected area	Dam	Waterway	Powerhouse
A-4	Kunzangling	Jigme Khesar S.N.R.	Multiple-Use	Multiple-Use	-
W-3	Dodennang	Jigme Dorji N.P.	Multiple-Use	Multiple-Use	-
W-7	Getsa	Jigme Dorji N.P.	Core	Buffer	-
W-8	Zangkhepa	Jigme Dorji N.P.	Multiple-Use	Multiple-Use	-
P-7	Puna Gom	Jigme Dorji N.P.	Multiple-Use	-	-
P-15	Tamigdamchu	Jigme Dorji N.P.	Multiple-Use	Multiple-Use	-
P-17	Tseykha	Jigme Dorji N.P.	Multiple-Use	-	-
P-18	Jarona	Corridor	Corridor	Corridor	-
P-19	Dangchhu	Corridor	Corridor	-	-
P-28	Kago-1	Jigme Singye N.P.	Multiple-Use	Multiple-Use	-
P-29	Kago	Jigme Singye N.P.	Multiple-Use	-	-
P-30	Pinsa	Jigme Singye N.P.	Multiple-Use	-	-
M-5	Bemji	Wangchuck C.P.	Multiple-Use	Multiple-Use	-
M-11	Wangdigang	Jigme Singye N.P.	Multiple-Use	-	-
M-14	Tingtibi	Jigme Singye N.P.	Multiple-Use	-	-
M-15	Gomphu	Manas N.P.	Multiple-Use	Multiple-Use	-
M-19	Sermaling	Manas N.P.	Multiple-Use	Multiple-Use	-
C-3	Kurjey	Wangchuck C.N.P.	Multiple-Use	Multiple-Use	-
C-4	Chhutoe	Wangchuck C.N.P.		Multiple-Use	-
K-13	Minjey	Corridor	Corridor	-	Corridor

K-19	Shongarchhu	Phrumsengla N.P.	Multiple-Use	-	-
G-3	Tshaling	Bumdeling W.S. (Bumdeling Ramsar Site)	Multiple-Use	-	-
G-9	Gamrichu-3	Sakteng W.S	Core	Multiple-Use	-
G-12	Rotpa	Bumdeling W.S.	Multiple-Use	-	-
Mo-1	Aiechhu 2	Corridor	-	Corridor	Corridor
Mo-3	Pelrithang	Corridor -	Corridor	Corridor	-
Mo-4	Ronggangchhu	Corridor	-	Corridor	Corridor
J-1	Zangtheri	Sakteng W.S.	Multiple-Use	Multiple-Use	-
J-4	Jomotsangkha	Jomotsangkha W.S.	-	Multiple-Use	Multiple-Use
Total	29 sites				

(出典：JICA 調査団)

(c) 水力発電施設の一部が保護区に位置するプロジェクト候補地の評価と選定について

水力発電施設の一部が保護区内に位置するプロジェクト候補地 29 地点に関し、MCA による点数評価（第 7 章参照）を行った。その結果、①「保護区の核心部分（コアゾーン等）の自然環境への影響が大きく、開発を断念」すべき地点が 5 地点、②「MCA 総合評価点が低く、開発有望地点外」として除外すべき地点が 18 地点、③「施設建設地を保護区外に変更したが MCA 総合評価点が低く、開発有望地点外として除外」すべき地点が 1 地点の合計 24 地点を開発除外プロジェクトとした。残りの 5 地点（P-17, P-29, P-30, M-11 及び K-13）は、現地調査の結果、保護区の核心部分（コアゾーン等）にかからないこと、環境社会配慮の面からは影響が少ないこと、MCA 総合評価点が高いこと、及び当該地以外に代替地の選定が困難なため、④「MCA 総合評価点が高く、開発有望地点」とし保護区での開発候補プロジェクトとした（表 10-31 参照）。

表 10-31 水力発電施設の一部が保護区に位置するプロジェクトの選定結果

Project code	Name		現地調査結果・MCA 総合評価結果
	Project	Protected area	
A-4	Kunzangling	Jigme Kheser SNR.	自然環境への影響が大きく、開発を断念
W-3	Dodennang	Jigme Dorji N.P.	MCA 総合評価点が低く、開発有望地点外
W-7	Getsa	Jigme Dorji N.P.	MCA 総合評価点が低く、開発有望地点外
W-8	Zangkhepa	Jigme Dorji N.P.	保護区外に変更したが、総合評価点が低く開発有望地点外
P-7	Puna Gom	Jigme Dorji N.P.	MCA 総合評価点が低く、開発有望地点外
P-15	Tamigdamchu	Jigme Dorji N.P.	自然環境への影響が大きく、開発を断念
<b>P-17</b>	<b>Tseykha</b>	<b>Jigme Dorji N.P.</b>	<b>MCA 総合評価点が高く、開発有望地点</b>
P-18	Jarona	Biological Corridor	MCA 総合評価点が低く、開発有望地点外
P-19	Dangchhu	Biological Corridor	MCA 総合評価点が低く、開発有望地点外
P-28	Kago-1	Jigme Singye N.P.	自然環境への影響が大きく、開発を断念
<b>P-29</b>	<b>Kago</b>	<b>Jigme Singye N.P.</b>	<b>MCA 総合評価点が高く、開発有望地点</b>
<b>P-30</b>	<b>Pinsa</b>	<b>Jigme Singye N.P.</b>	<b>MCA 総合評価点が高く、開発有望地点</b>
M-5	Bemji	Wangchuck C.N.P.	自然環境への影響が大きく、開発を断念
<b>M-11</b>	<b>Wangdigang</b>	<b>Jigme Singye N.P.</b>	<b>MCA 総合評価点が高く、開発有望地点</b>
M-14	Tingtibi	Jigme Singye N.P.	MCA 総合評価点が低く、開発有望地点外
M-15	Gomphu	Manas N.P.	MCA 総合評価点が低く、開発有望地点外
M-19	Sermaling	Manas N.P.	MCA 総合評価点が低く、開発有望地点外
C-3	Kurjey	Wangchuck C.N.P.	MCA 総合評価点が低く、開発有望地点外
C-4	Chhutoe	Wangchuck C.N.P.	MCA 総合評価点が低く、開発有望地点外

K-13	Minjey	Corridor	MCA 総合評価点が高く、開発有望地点
K-19	Shongarchhu	Phrumsengla N.P.	MCA 総合評価点が低く、開発有望地点外
G-3	Tshaling	Bumdeling W.S.	MCA 総合評価点が低く、開発有望地点外
G-9	Gamrichu-3	Sakteng W.S	自然環境への影響が大きく、開発を断念
G-12	Rotpa	Bumdeling W.S.	MCA 総合評価点が低く、開発有望地点外
Mo-1	Aiechhu 2	Biological Corridor	MCA 総合評価点が低く、開発有望地点外
Mo-3	Pelrithang	Biological Corridor	MCA 総合評価点が低く、開発有望地点外
Mo-4	Ronggangchhu	Biological Corridor	MCA 総合評価点が低く、開発有望地点外
J-1	Zangtheri	Sakteng W.S.	MCA 総合評価点が低く、開発有望地点外
J-4	Jomotsangkha	Khaling W.S.	MCA 総合評価点が低く、開発有望地点外
Total	29 sites		

(出典：JICA 調査団)

(d) 水力発電施設の一部が保護区に位置する有望開発プロジェクト（総括）

水力発電施設の一部が保護区に位置するが、環境社会配慮の観点を含めた MCA による総合評価点が高い（環境社会配慮の観点からは影響度が低い）こと、及び当該地以外に代替地の選定が困難なことから、上記スクリーニングを通して有望開発候補プロジェクトとして絞り込まれた保護区内に位置するプロジェクトは、下表の 5 地点である。

表 10-32 保護区内に位置するプロジェクト（総括）

Project code	Name		MCA 総合評価結果
	Project	Protected area	
P-17	Tseykha	Jigme Dorji N.P.	MCA 総合評価点が高く、開発有望地点
P-29	Kago	Jigme Singye N.P.	MCA 総合評価点が高く、開発有望地点
P-30	Pinsa	Jigme Singye N.P.	MCA 総合評価点が高く、開発有望地点
M-11	Wangdigang	Jigme Singye N.P.	MCA 総合評価点が高く、開発有望地点
K-13	Minjey	Biological Corridor	MCA 総合評価点が高く、開発有望地点
Total	5 sites		

(出典：JICA 調査団)

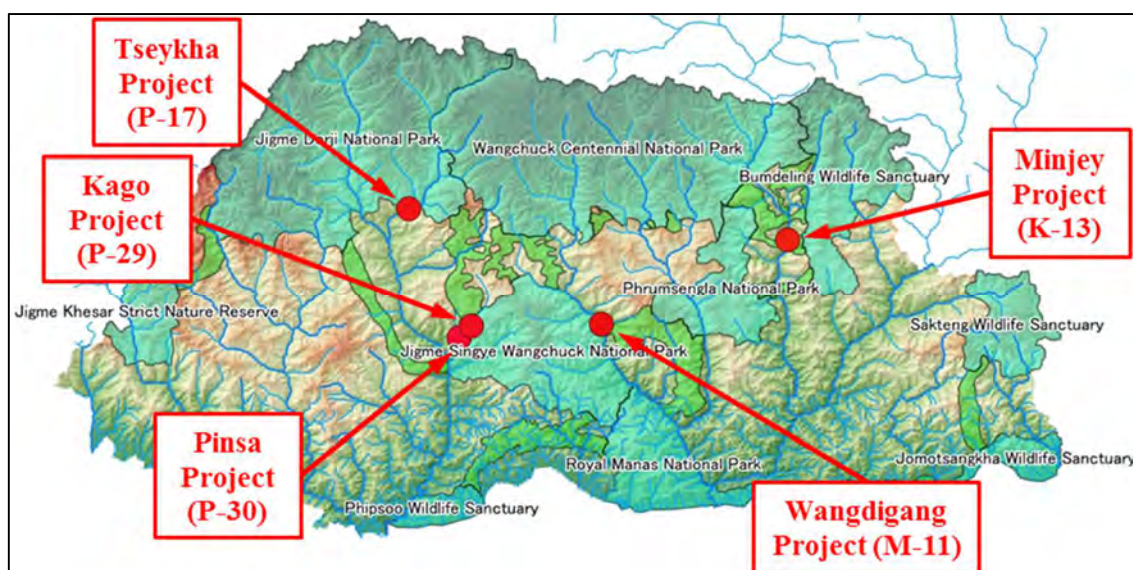


図 10-14 保護区内プロジェクトの分布

(出典：JICA 調査団)

(2) 保護区内に位置するが、有望開発プロジェクトとして選定された各プロジェクト地点の概要と環境保全対策

開発候補プロジェクトとして絞り込まれた水力発電施設の一部が保護区内に位置するプロジェクト 5 地点の環境の概要、及び保護区への影響を最小限とするために検討した環境保全対策（代替案の検討）は、下記の通りである。

(a) Tseykha (P-17) 水力発電プロジェクト

■ 保護区の概要

名称：Jigme Dorji 国立公園

指定年：1995 年、面積：4,316km<sup>2</sup>

概要：ブータンの北西部に位置し、公園の北・北東部は、中国のチベット自治区に接し、南部は、渓谷を流れる河川を境界線とする保護区である。

標高約 1,400m の亜熱帯から 7,000m の高山帯にまたがる気候帯を有し、亜熱帯性広葉樹林、暖温帯性広葉樹林、冷温帯性広葉樹林、針葉樹林、高山草原と多様な森林帯を有することから、生物多様性に富んでいる。

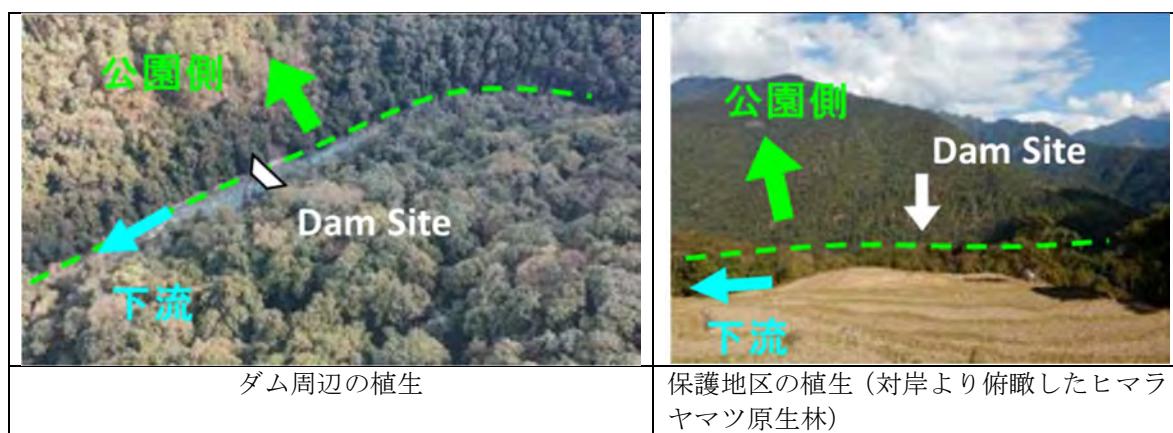
区域全域をカバーする体系的な環境調査は実施されていないが、哺乳類 36 種、鳥類 328 種、爬虫類 5 種、薬用植物 300 種、蝶類 39 種が生息・生育するとの報告がある（WWF）。ゾーニングは未指定である。（2019 年 3 月時点）

■ 水力プロジェクトが保護区へ及ぼすと想定される影響

河川（Pochhu）が保護区との境界線のため、本河川に設置するダム堤体の一部（河川右岸）が保護区に接する。

ダムに接する保護区の大半は、ヒマラヤマツの原生林であるが、標高の低い河岸部の南斜面の一部には、暖温帯性常緑広葉樹が帯上に生育している。

ダム高は 20m で、暖温帯性常緑広葉樹とヒマラヤマツの一部、約 1.3ha が水没する。



（出典：JICA 調査団）

■ 代替案の検討

a) 原案

標高の高い河川上流部にダム最適地を探索（白線で囲んだ範囲：下図原案参照）した結果、河川の両岸が保護区にかかり、ダム周辺の保護区の水没が懸念された。

b) 代替案

保護区内への影響を最小限とするため、技術的に可能な位置までダム建設地点を下流に移動した。この結果、保護区への影響を河川右岸部のみに止めると共に、水没面積を原案の約 5.2ha から約 1.3ha（原案の 25%）に止めることが可能となった。



(出典：JICA 調査団)

図 10-15 Tseykha (P-17) の原案と代替案の比較図

(b) Kago (P-29) 水力発電プロジェクト

■ 保護区の概要

名称：Jigme Singye Wangchuck 国立公園

指定年：1995 年、面積：1,730Km<sup>2</sup>

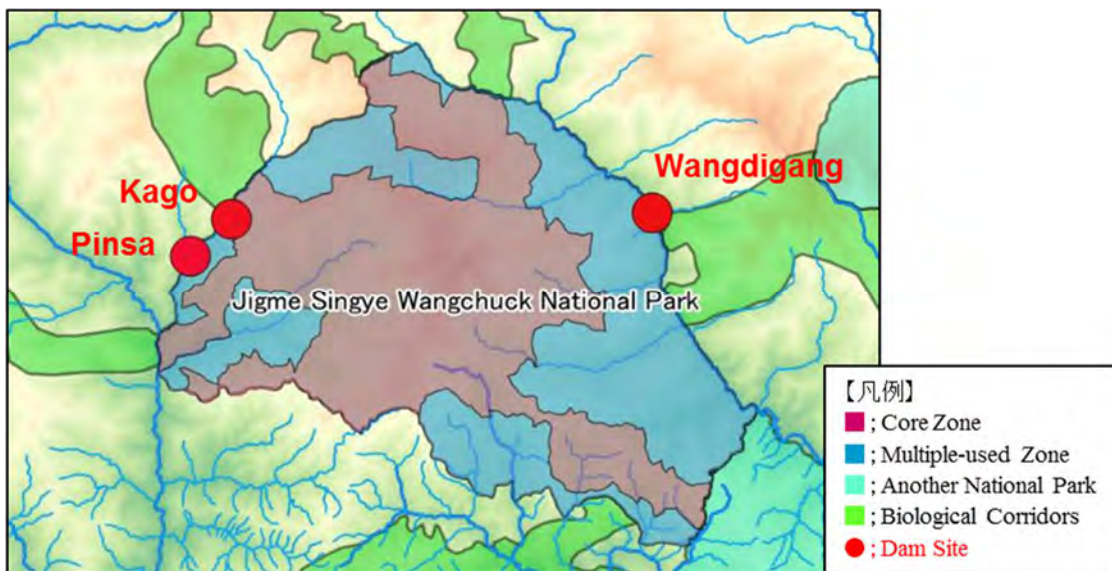
概要：ブータンの中央部に位置し、南は Royal Manas 国立公園に接し、北は Jigme Dorji 国立公園と Wangchuck Centennial 国立公園、北東は Phrumsengla 国立公園に生物的回廊で結ばれている。亜熱帯から高山草原と多様な森林帯を有することから、生物多様性に富んでいる。区域全域をカバーする体系的な環境調査は実施されていないが、哺乳類 39 種、鳥類 270 種、蝶類 139 種、魚類 16 種の存在が記録されている。また、5,000 人（588 世帯）以上が公園内に居住している。

保護区は、ゾーニング区分に基づき維持・管理されている。

公園管理は、以下の基本指針に基づいて維持・管理されている。

- a) 特定の生態系の可能性を保存、保護、維持する。これにより、人間の影響を最小限に抑えながら、継承と進化の自然なプロセスを継続させる。
- b) 文化的、歴史的、宗教的な場所を保護する。

- c) 公園の天然資源の持続可能な利用を通じて、公園住民の社会経済的發展に貢献する。  
 (DOFPS 資料による)



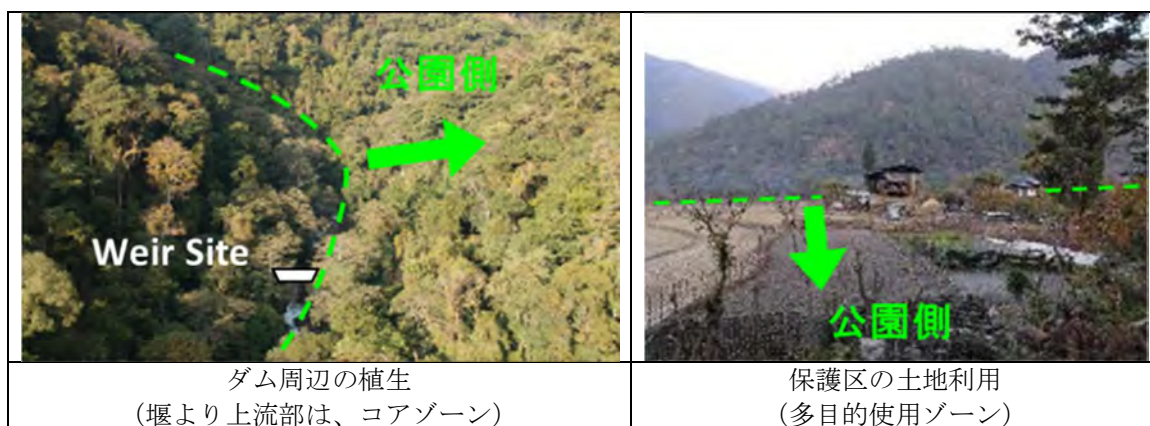
(出典：JICA 調査団)

図 10-16 Jigme Singye Wangchuck 国立公園とゾーニング区分

■ 水力プロジェクトが保護区へ及ぼすと想定される影響

河川 (Porichhu) を保護区の境界線としているため、本河川に設置する堰の一部 (左岸側) が保護区 (国立公園の多目的使用ゾーンに指定) に接する<sup>46</sup>。

堰に接する保護区は、暖温帯性常緑広葉樹に覆われた原生林であるが、貯水を伴わない高さ 5m の堰を、河川敷内に建設するので、堰建設に伴う保護区内の地形改変や水没による保護区内の暖温帯性常緑広葉樹林への直接的な影響は、想定されない。



(出典：JICA 調査団)

<sup>46</sup> 事業実施の際は、ゾーニング境界線を再確認し、コア・ゾーンに架からない位置に堤体を構築すること。

■ 代替案の検討

a) 原案

高さ 25m の堰を建設するため、保護区内の森林（暖温帯性常緑広葉樹林）への影響（水没）が懸念される。

b) 代替案

保護区内の森林への影響を回避するため、堰の高さを 5m に変更した。この結果、保護区内の森林（暖温帯性常緑広葉樹林）の水没が回避される。

(c) Pinsa (P-30) 水力発電プロジェクト

■ 保護区の概要

名称：Jigme Singye Wangchuck 国立公園

概要：Kago (P-29) 水力発電プロジェクトと同じ保護区のため、上記を参照。

■ 水力プロジェクトが保護区へ及ぼすと想定される影響

河川（Porichhu）を保護区の境界線としているため、本河川に設置する堤の一部（左岸側）が保護区（国立公園の多目的使用ゾーン）に接する。

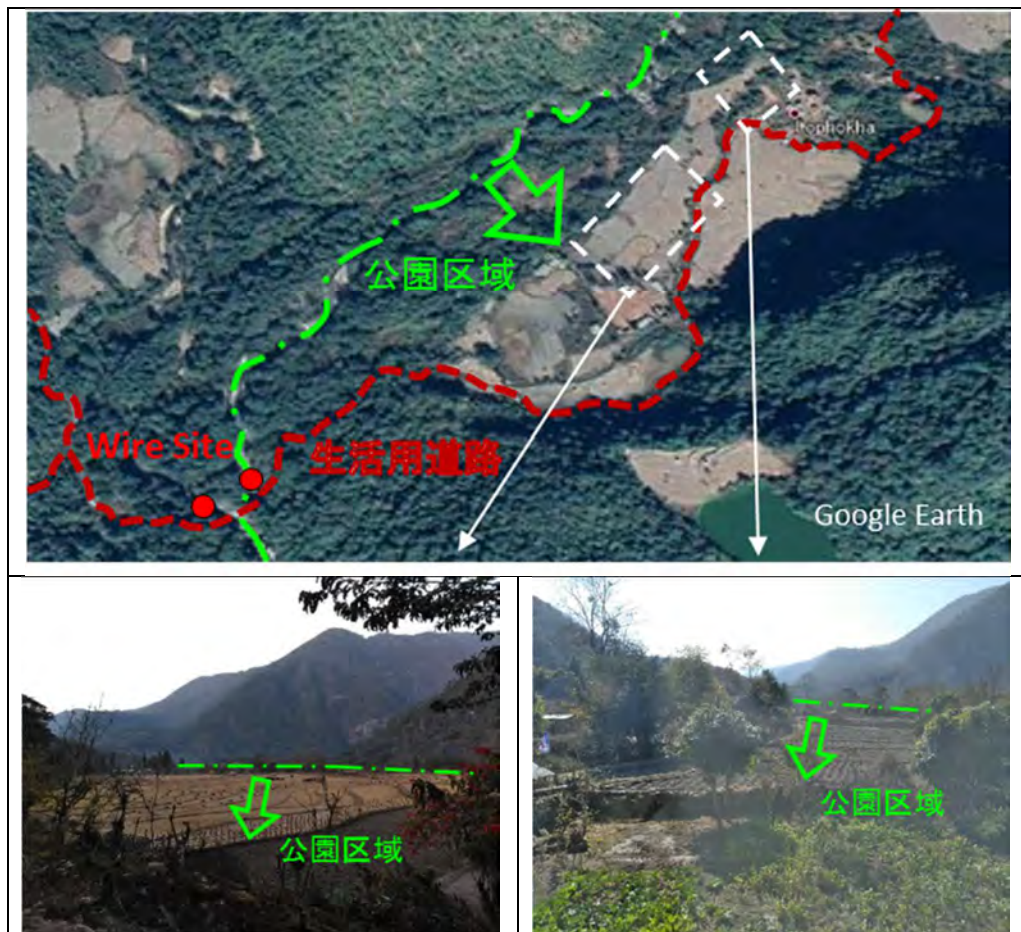
堰に接する保護区は、暖温帯性常緑広葉樹に覆われた原生林であるが、貯水を伴わない高さ 5m の堰を河川敷内に建設するので、堰建設に伴う保護区内の地形改変や水没による保護区内の暖温帯性常緑広葉樹林への直接的な影響は、想定されない。



堰周辺の植生

(出典：JICA 調査団)

次図に示すように堰の近傍の公園区域内に民家が十数軒あり、農業で生計を営んでいる。これらの民家の生活用として堰の直下流に道路が横切っており、両方の河川を渡るために簡易な木製の橋（車両の通行は可能）が架かっている。



## ■ 代替案の検討

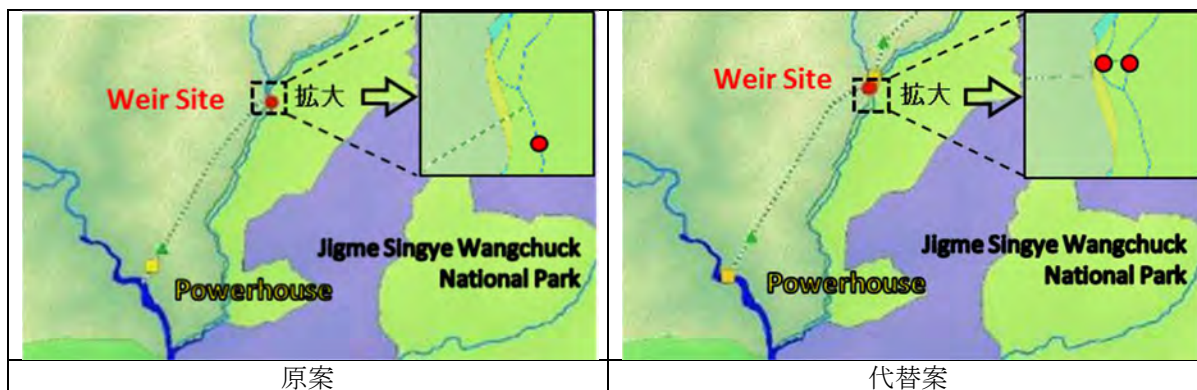
### a) 原案

2つの河川（Porichhu, Morichhu）が合流する下流域にダムを建設するため、ダム高が25mと高く、ダム建設に伴う河川左岸の保護区の地形改変や水没による保護区内の暖温帯性常緑広葉樹林への直接的な影響が想定された。

### b) 代替案

保護区との境界線である本流河川（Porichhu）に流入する支川（Morichhu）との合流点より上流地点に、それぞれの河川に高さ5mの堰を設置する。貯水を伴わない高さ5mの堰を河川敷内に建設するので、堰建設に伴う保護区内の地形改変や水没による保護区内の暖温帯性常緑広葉樹林への直接的な影響は回避される。





(出典：JICA 調査団)

図 10-17 Pinsa (P-30) の原案と代替案の比較図

(d) Wangdigang (M-11) 水力発電プロジェクト

■ 保護区の概要

名称：Jigme Singye Wangchuck 国立公園

概要：Kago (P-29) 水力発電プロジェクトと同じ保護区のため、上記を参照。

■ 水力プロジェクトが保護区へ及ぼすと想定される影響

河川 (Mangdechhu) を保護区の境界線としているため、本河川に設置するダム堤の一部 (右岸側) が保護区 (国立公園の多目的使用ゾーン) に接する。

ダムの規模 (堤高 100m) が大きいことから、広範な保護区の水没 (24.9ha) が懸念される。



(出典：JICA 調査団)

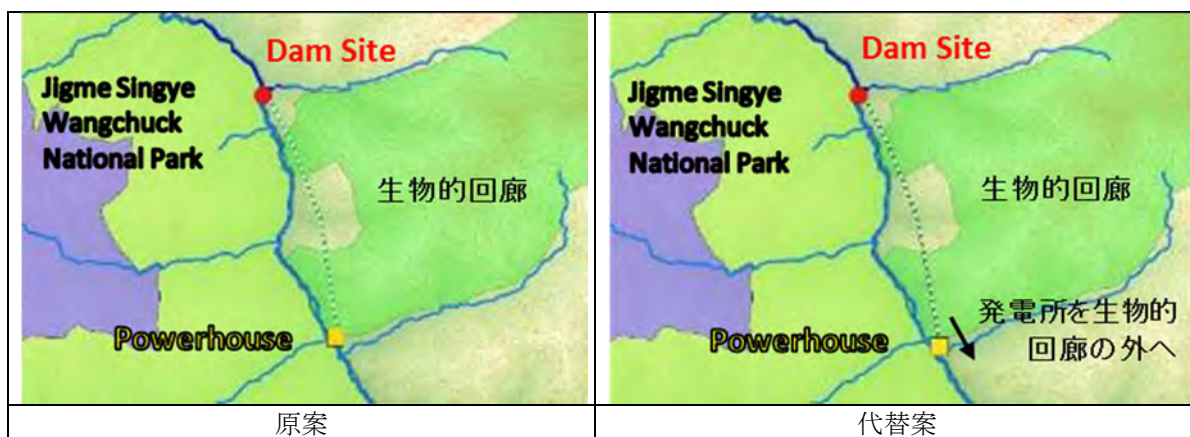
■ 代替案の検討

a) 原案

発電所を河川 (Mangdechhu) 左岸の生物的回廊内に建設するため、生物的回廊の土地改変、樹木の伐採が懸念された。

b) 代替案

発電所の建設位置を生物的回廊外に移動し、生物的回廊への影響を回避した。



(出典：JICA 調査団)

図 10-18 Wangdigang (M-11) の原案と代替案の比較図

(e) Minjey (K-13) 水力発電プロジェクト

■ 保護区の概要

Phrumsengla 国立公園、Wangchuck Centennial 国立公園並びに Bumdeling 野生生物保護区の3つの保護区を結ぶ生物的回廊である。生物的回廊は、「1つまたは複数の保護地域を結ぶ生物的回廊ために確保された区域で、野生生物の安全な移動のために保全され管理されなければならない地域」（森林・自然保護法規則）として、指定・管理され、本生物的回廊は、主に大型哺乳類のトラ、ツキノワグマなどの移動路として利用されている。しかし、近年は、生物的回廊及びその周辺域の開発（森林伐採、開墾、宅地造成等）が進んだことにより、動物の移動経路としての利用形跡がみられなくなったため、生物的回廊を解除することを検討している（公園事務所）。





■ 水力プロジェクトが保護区（生物的回廊）へ及ぼすと想定される影響

南北の幅が約 3,750m の生物的回廊を東西に分断する形で流れる河川（Kurichhu）にダムを建設する。ダム建設により、生物的回廊の一部（北端部）が河川に沿って約 1,120m 水没する（生物的回廊の全体長の約 30%）。しかし、長さにして、河川に沿って約 2,630m の生物的回廊が残されるので、行動範囲の広い大型哺乳類等の移動には、大きな支障を及ぼさないものと想定される。なお、事業実施に際して行われる EIA で、利用実態を調査し、その移動行動に影響を与える恐れが想定された場合は、影響を回避又は最小限化する計画案に変更する案を含めた最適な案又は最適な環境保全対策案を検討する必要がある。

■ 代替案の検討

a) 原案

ダム高が 150m で約 478ha（保護区外を含む）が水没するため、保護区（生物的回廊）に与える影響が懸念される。

b) 代替案

ダム高を 105m に低くし、水没面積を約 205ha（保護区外を含む）に減少させ、保護区（生物的回廊）に与える影響の最小限化を図った。

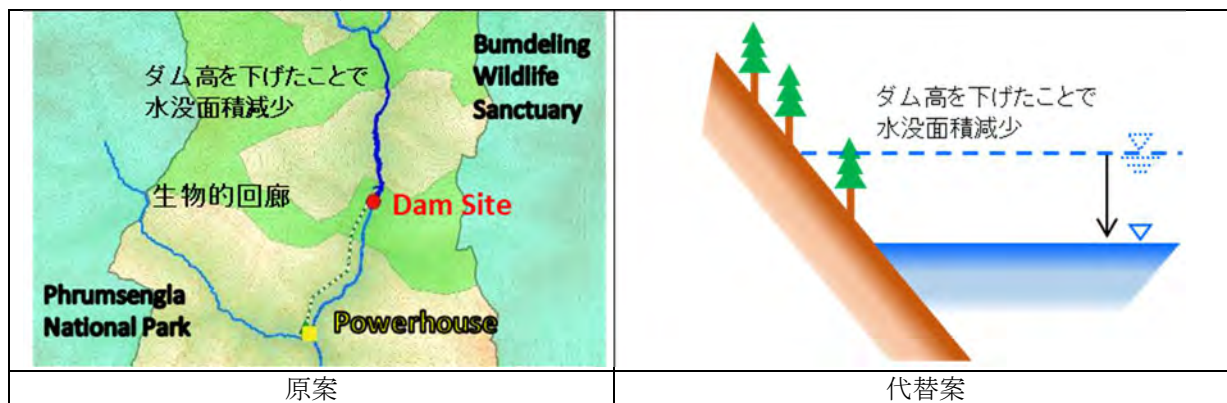


図 10-19 Minjey (K-30) の原案と代替案の比較図 (出典：JICA 調査団)

## ■ IBA 地域への対応

EIA レベルで、IBA 地域が以下の項目に該当するか調査を実施する。該当する場合は、適切な環境保全対策を検討する必要がある。

- 生物多様性保全上及び／または生態系の主要な機能維持の上で極めて重要な次のような地域。
- (1) 国際自然保護連合 (International Union for Conservation of Nature: IUCN) のレッドリストにおける「絶滅危惧 (Threatened)」とされる「絶滅危惧 IA 類 (CR)」、「絶滅危惧 IB 類 (EN)」、「絶滅危惧 II 類 (VU)」、及び「準絶滅危惧種 (NT)」に該当する種にとって重要な生息地
  - (2) 固有種及び／または分布域が限られている種にとって重要な生息地
  - (3) 移動性生物種及び／または群れを成す種の世界的に重要な集合体を支える生息地
  - (4) 極めて危機的な生態系及び／または独特な生態系が認められる地域
  - (5) 重要な進化のプロセスに関連している地域

### 10.6.2 保護区内における水力発電プロジェクトの実施要件と適応

保護地域内の水力発電プロジェクトの実施に関しては、JICA 環境社会配慮ガイドライン「プロジェクトは、原則として、政府が法令等により自然保護や文化遺産保護のために特に指定した地域の外で実施されねばならない (ただし、プロジェクトが、当該指定地区の保護の増進や回復を主たる目的とする場合はこの限りでない)。また、このような指定地域に重大な影響を及ぼすものであってはならない。」としている。さらに、このような地域でのプロジェクトの形成及び実施は、下記の条件全てが満たされる場合に限るとしている。

- (1) 政府が法令等により自然保護や文化遺産保護のために特に指定した地域 (以下「同地域」) 以外の地域において、実施可能な代替案が存在しないこと。
- (2) 同地域における開発行為が、相手国の国内法上認められること。
- (3) プロジェクトの実施機関等が、同地域に関する法律や条例、保護区の管理計画等を遵守すること。
- (4) プロジェクトの実施機関等が、同地域の管理責任機関、その周辺の地域コミュニティ、及びその他適切なステークホルダーと協議し、事業実施について合意が得られていること。
- (5) 同地域がその保全の目的に従って効果的に管理されるために、プロジェクトの実施機関等が、必要に応じて、追加プログラムを実施すること。

本マスタープランで、水力発電施設の一部が保護区内に位置する 5 地点に関し、上記 5 条件の適応性を分析した (表 10-33 参照) 結果、5 地点はいずれも 5 条件にも適応するものと判断できる。

表 10-33 保護区内における水力発電プロジェクト実施要件の検討結果

	実施要件 <sup>47</sup>	SEA レベルで、検討・確認した内容
1	<p>政府が法令等により自然保護や文化遺産保護のために特に指定した地域（以下「同地域」）以外の地域において、実施可能な代替案が存在しないこと。</p>	<p>水力発電開発ポテンシャル地点として抽出された 116 地点の内、約 63% に当たる 73 地点が保護区に該当した。このため、発電施設の全て（ダム、導水路、発電所）が保護区に位置する 44 地点は、開発を断念し、発電施設の一部が保護区に位置する残り 29 地点について代替地の検討を行った。代替地の検討を行った結果、前掲の 5 か所（10.6.1 参照）については、実施可能な代替案が存在しなかった。すなわち、5 か所の内、4 か所の水力発電開発ポテンシャル地点は、何れも、ダム（堰）を建設する河川が保護区の境界線として位置づけられており、また、保護区を外れた当該河川の上・下流域の何れの地点においても水力発電事業の実施が可能な適地が存在しなかったことから、保護区外での事業実施の可能な代替地の確保は不可能と判断した。また、他の 1 か所は、東西に一定の幅を持って指定された生物的回廊（コリドー）内を南北に流れる河川にダムを建設するものである。保護区（生物的回廊）を外れた当該河川の上・下流域の何れの地点においても水力発電事業の実施が可能な適地が存在しなかったことから、保護区（生物的回廊）外での事業実施の可能な代替地の確保は不可能と判断した。さらに、これらの 5 か所に関しては、保護区域への影響を回避・最小限化するための保護区域内において可能な代替案を検討・採択した（10.6.1 参照）。</p>
2	<p>同地域における開発行為が、相手国の国内法上認められること。</p>	<p>保護区域は、「Forest and Nature Conservation Rules and Regulations of Bhutan, 2017」及び「認可された保護管理計画」に基づき、指定・管理（第 3 章、48 条）されており、同法で、保護区域内における開発行為は、農林省森林公園局の許可を要する（第 2 章、14 条第 9 項）と明記し、具体的な開発行為として、「公共基盤施設（インフラ施設）や灌漑水路の建設（第 7 章、394 条第 1 項）」を掲げている。また、許可されない開発行為として、「コア・ゾーン内での樹木の伐採（393 条第 1 項）」、「採石、鉱物の採掘（393 条第 3 項）」が特記されている。</p> <p>なお、ブータン国では、保護区域内における水力発電開発事業は、EIA を実施後、認められている事例がある。事業実施段階では、具体的な事業計画に基づき再度確認が必要である。</p>
3	<p>プロジェクトの実施機関等が、同地域に関する法律や条例、保護区の管理計画等を遵守すること。</p>	<p>事業者（DHPS）は、事業実施に当たって、環境影響評価法（Environment Assessment Act, 2000）に基づく EIA の実施が義務付けられ、保護区に関する保護・管理計画との整合性を図った内容とすることが要求されている。</p> <p>なお、事業実施段階では、具体的な事業計画に基づき再度確認が必要である。</p>
4	<p>プロジェクトの実施機関等が、同地域の管理責任機関、その周辺の地域コミュニティ、及びその他適切なステークホルダーと協議し、事業実施について合意が得られていること。</p>	<p>該当する地元の関係機関である、県（Dzongkhag）、地区（Gewog）、村（Chiwog）及び付近の住民に説明し、水力発電事業に関する計画を説明し、理解を得ている。また、関連する中央行政機関、NGOs に関しては、法に基づき複数回開催（4 回）したステークホルダーミーティングにおいて、説明し、理解を得ている。事業に関する合意については、フィービリティ調査（F/S）或いは事前環境影響評価（IEE）が実施され、その結果、事業化の可能性が確認できた段階で、上記に示した関係機関等に具体的な事業案を示した上で取り付ける考えである。</p> <p>なお、事業実施段階では、具体的な事業計画に基づき再度確認が必要である。</p>

<sup>47</sup> 自然保護や文化遺産保護のために指定した地域で、プロジェクトを実施するに当たって満たすべき実施要件

	実施要件 <sup>47</sup>	SEA レベルで、検討・確認した内容
5	同地域がその保全の目的に従って効果的に管理されるために、プロジェクトの実施機関等が、必要に応じて、追加プログラムを実施すること。	ブータン国では、EIA レベルで必要に応じ、事業者に環境保全等に係る追加プログラムが課せられる。 事業者（DHPS）は、現在（2019年4月）建設中の水力発電所事業で、水力発電開発事業に関する環境保全対策事業として、事業地周辺に生息する遡上性魚類及び絶滅危惧鳥類の保護・保全のため、EIA レベルで課せられた発電所建設に関する追加プログラムの一環として、遡上性魚類（ゴールデンマシール）の養殖事業、絶滅危惧鳥類（シロハラサギ）の保護・増殖事業を支援している。本マスタープランにおける事業の実施に際しても、SEA で遡上性魚類や絶滅危惧種の保護・保全の必要性を強調していることから、EIA レベルで、同様な環境保全対策が課せられるものと想定される。

（出典：JICA 調査団）

### 10.6.3 社会的に脆弱な地域における水力プロジェクトの実施方針

本調査では、一次スクリーニングで特定されたプロジェクト候補地 37 地点に関し、プロジェクト対象地域が「経済的に脆弱な人々（貧困ライン以下の貧困層）が比較的多い地域、山岳地帯や森林部で限られた伝統的な資源に依存して暮らしている地域」に該当するか否か、①国家統計局のデータや既存の文献等のレビュー、②プロジェクト対象地域の県、地区、村落代表等からヒアリング、の方法で確認した。その結果、経済的・社会的に脆弱な人々が居住する場所、山岳地帯や森林部で限られた伝統的な資源に依存して暮らしている地域等で、深刻な負の影響が見込まれると現時点で判断される地点は確認されなかった。

更に間接的に経済的脆弱なグループの生計活動に影響を及ぼす可能性についても既存資料と現調査結果から検討したところ、P-26 の Thasa のプロジェクトの貯水池のサイトで魚釣りをしている少数グループがいることが判明したが、今回の調査範囲では、深刻な負の影響の有無は断定できなかったため、EIA 実施時に入念な社会影響調査を実施することを提言している。

なお、社会的に脆弱な地域は、都市部から遠く離れたアクセスが非常に悪い保護区内あるいは保護区付近の地域である傾向があり、人々は自給自足農業に依存した暮らしを営み、経済活動の発展の機会がほぼないことが多い。過去のブータン国内の水力発電事業では、プロジェクトサイト地の近隣コミュニティの住民にとって、建設労働者としての雇用の機会が与えられること、プロジェクト建設関係者のコロニー形成による人口流入増が食堂や商店等を営むビジネスチャンスとなること、アクセス道路の新規建設あるいは既存道路の改良による保健施設や学校などの社会サービスへのアクセスの向上、といった正のインパクトもみられていることも鑑み、そのようなプロジェクト対象地域における正のインパクトを最大化するコンポーネントをプロジェクトデザインに組み入れることが重要である。

## 10.7 プロジェクト候補地における生態系の評価（絶滅危惧種の生息の現況と評価）

第一次スクリーニングの検討結果を踏まえて、現地調査を実施する地点として Semi-Longlist に選定した 36 地点のプロジェクト候補地で、生態系調査の一環として、IUCN で規定されている絶滅危惧種の生息状況について、現地を管理する森林事務所、公園事務所及び地域住民を対象にヒヤリングを行い、その生息状況を調査した（ヒヤリング結果は下表に示す）。

ヒヤリング調査の結果、37 候補地の内、1 候補地（W-6, Chuzom）を除く 36 候補地（全体の約 97%）に、絶滅危惧種の生息が確認された。絶滅危惧種をその絶滅危惧度（カテゴリー区分）から見てみると、9 候補地（全体の約 24%）で、絶滅危惧 IA 類(Critically Endangered) の生息が確認され、27 候補地（全体の約 73%）で絶滅危惧 IB 類（Endangered）の生息が確認され、32 候補地（全体の約 86%）で絶滅危惧 II 類（Vulnerable）の生息が確認された。

以上の調査結果から、37 地点のプロジェクト候補地は、国際的な基準上から、貴重な動植物が生息する生態系上重要な地域に位置すると判断される。このため、事業の実施に際して行われる環境影響評価（EIA）では、本ヒヤリングで確認された絶滅危惧種を含め、詳細な動植物の生息調査を実施するとともに、事業による影響を回避、最小限化する環境保全対策を実施することが必要である。

表 10-34 プロジェクト候補地における絶滅危惧種の生息の現況

Project code	Project	絶滅危惧種カテゴリー			評価
		絶滅危惧 IA 類 (CR)	絶滅危惧 IB 類 (EN)	絶滅危惧 II 類 (VU)	
A-4	Kunzangling	-ミミセンザンコウ	-レッサーパンダ -ドール -Golden Mahseer	-	1
A-5	Tingma	-	-Golden Mahseer	-ヒョウ -ツキノワグマ -ナナミヅサイチョウ -Schizothorax richardsonii	2
A-8	Dorokha	-	-トラ	-ヒョウ -ナナミヅサイチョウ	2
W-6	Chuzom	-	-	-	5
W-8	Zangkhepa	-	-	-スイロク -ツキノワグマ	3
W-19	Pipingchhu	-	-トラ -アジアゾウ -Golden Mahseer	-ヒョウ	2
P-15	Tamigdamchu	-	-	-ヒョウ -ツキノワグマ	3
P-17	Tseykha	-	-トラ	-ヒョウ -ツキノワグマ	2
P-26	Thasa	-シロハラサギ	-	-コツメカワウソ	1
P-28	Kago-1	-シロハラサギ	-	-	1
P-29	Kago	-	-	-ヒョウ -コツメカワウソ	3
P-30	Pinsa	-シロハラサギ	-	-コツメカワウソ	1
P-34	Darachhu	-シロハラサギ	-トラ	-Cycas Pectinata -ナナミヅサイチョウ	1

P-35	Dagachhu-II	-シロハラサギ	-トラ	-Cycas Pectinata -ナナミヅサイチョウ	1
P-38	Tashiding	-シロハラサギ	-トラ	-ナナミヅサイチョウ	1
M-5	Bemji	-	-トラ -レッサーパンダ	-ヒョウ -ツキノワグマ -ターキン	2
M-6	Jongthang	-	-	-ヒョウ -ツキノワグマ	3
M-11	Wangdigang	-シロハラサギ	- Golden Mahseer	-Gee's Golden Langur -スイロク -ナナミヅサイチョウ -Cycas pectinate	1
M-17	Buli	-	-トラ	-ヒョウ -Gee's Golden Langur	2
M-18	Nyekhar	-ミミセンザンコウ	- Golden Mahseer	-Snow Trout	1
C-7	Chamkharchhu-IV	-	-レッサーパンダ -ジャコウジカ -トラ	-オグロヅル -ナナミヅサイチョウ -Chestnut breasted partridge	2
C-10	Chamkharchhu-II	-	-トラ - Golden Mahseer	-ヒョウ	2
K-13	Minjey	-	-トラ	-ヒョウ -ナナミヅサイチョウ	2
K-15	Phawan	-	-トラ	-ヒョウ -ナナミヅサイチョウ	2
G-6	Khamdang	-	-トラ	-ファイヤールトン -ヒョウ	2
G-7	Gongri	-	-	-Cycas pectinate	3
G-9	Gamrichhu-3	-	-トラ	-ファイヤールトン	2
G-10	Gamrichhu-2	-	-トラ	-ファイヤールトン	2
G-11	Gamrichhu-1	-	-トラ	-ファイヤールトン	2
G-13	Sherichhu	-	-レッサーパンダ -トラ - Golden Mahseer	-ヒョウ	2
G-14	Uzorong	-	- Golden Mahseer	-ヒョウ -オグロヅル	2
G-16	Jerichhu	-	-	-ヒョウ	3
G-19	Nagor	-	- Golden Mahseer	-ヒョウ -ツキノワグマ	2
G-22	Panbang	-	-アジアゾウ - Golden Mahseer	-ガウル -ヒョウ -ツキノワグマ	2
N-1	N.A. Kangpara	-	- Golden Mahseer	-ヒョウ -ツキノワグマ -スイロク	2
N-2	Lamai Gonpa	-	- Golden Mahseer	-ヒョウ -ツキノワグマ -スイロク	2
N-3	Paydung-Kangpar	-	- Golden Mahseer	-ヒョウ -ツキノワグマ -スイロク	2

(出典 : Forest and Nature Conservation Act of Bhutan, 1995 ; 2017 年改訂)



## 10.8 水系単位での累積的環境影響評価

マスタープランで有望開発地点とする 18 地点のダム（堰）を対象に、同一水系で、別途 DHPS が現在計画しているダム（堰）及び既存のダム（堰）の存在により、結果的に同一水系に複数のダム（堰）が出現するケースについて、個々のダム（堰）の積み重ねによる水系全体に及ぼす累積的影響を「遡上性魚類の移動への影響」及び「下流域への土砂流入量への影響」の視点から予測した。

### 10.8.1 新規及び既存（建設中を含む）ダム（堰）の分布状況

マスタープランで建設する 18 地点のダム（堰）及び既存（計画中を含む）のダム（堰）の分布及び諸元は、表 10-35 と図 10-20 に示す通りである。なお、建設されるダムの型式は、全てコンクリート重力式ダムである。

累積的影響に関する予測は、Amochhu 水系, Punatsangchhu 水系, Mangdechhu 水系, Drangmechhu 水系, 及び Nyera Amari 水系の 5 水系を対象に実施した。なお、Wangchhu 水系については、マスタープランに基づく新設ダム（堰）の建設はないため、予測の対象から外した。

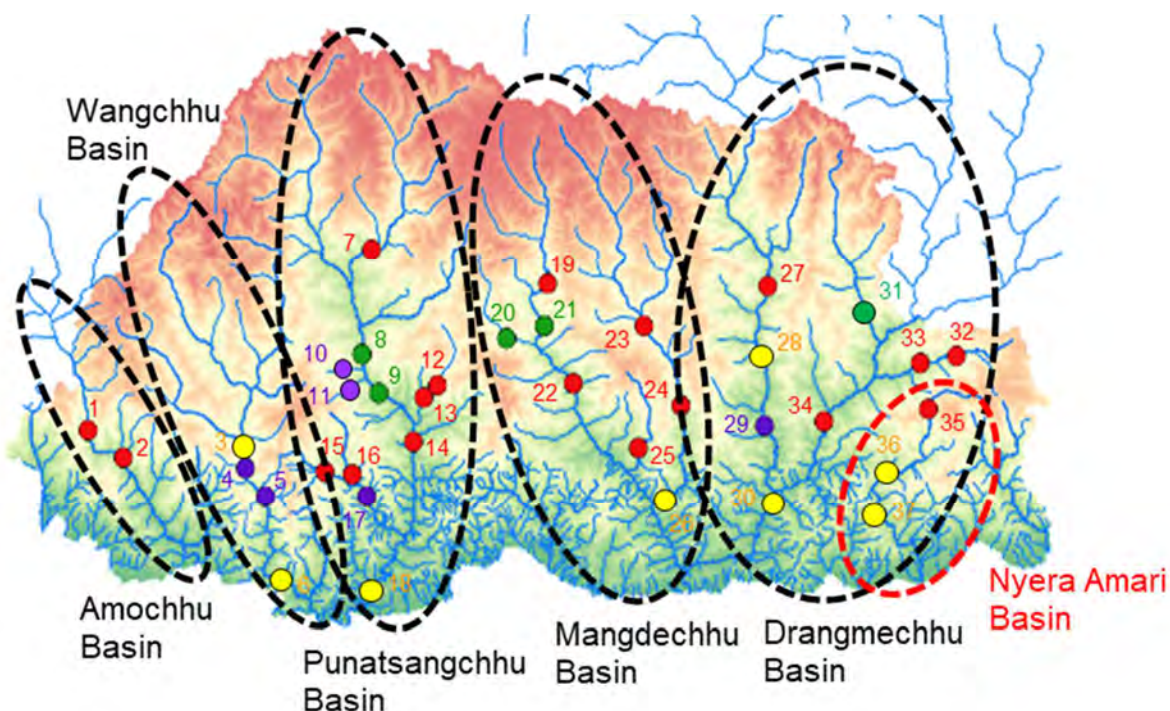
表 10-35 マスタープランで建設する 18 地点及び既存（計画中を含む）のダム（堰）の諸元

Basin	New/ Existing /Planning	Project code	Name of Project	Type of Generation	Height of Dam(m)	Reservoir Area (ha)
Amochhu	New	A-5	Tingma	ROR	35	13.5
		A-8	Dorokha	ROR+Pond	57	52.7
Wangchhu	Planning	-	Bunakha	Pondage	168	
		-	Wangchhu	Pondage	96	
Punatsangchhu	New	P-17	Tseykha	ROR+Pond	20	5.2
		P-29	Kago	ROR	5	0
		P-30	Pinsa	ROR	5	0
		P-26	Thasa	ROR	85	131.8
		P-34	Dagachhu	ROR	5	0
		P-35	Dagachhu-II	ROR	5	0
	Existing	-	Basochhu-I	ROR+Pond	5	0
		-	Basochhu-II	ROR+Pond	5	0
		-	Dagachhu-I	ROR+Pond	26	
	U.C	-	Punatsangchhu-I	ROR+Pond	71	
		-	Punatsangchhu-II	ROR+Pond	68	
	Planning	-	Sankosh	Reservoir	220	
	Mangdechhu	New	M-6	Jongthang	ROR+Pond	25
M-11			Wangdigang	ROR+Pond	100	99.6
M-17			Buli	ROR	5	0
C-7			Chamkharchhu-IV	Pondage	78	112.3
C-10			Chamkharchhu-II	ROR+Pond	60	15.8
U.C		-	Mangdechhu	ROR+Pond	61	
		-	Nikachhu	ROR+Pond	38	
Planning	-	Chamkharchhu-I	Pondage	86		
Drangmechhu	New	K-13	Minjey	Pondage	105	205.4
		G-10	Gamrichhu-2	ROR	25	0
		G-11	Gamrichhu-1	ROR	25	0

		G-14	Uzorong	Pondage	170	686.5
	Existing	-	Kurichhu	ROR+Pond	60	
	U.C	-	Kholongchhu	Pondage	62	
	Planning	-	Dorjilung	Pondage	87	
		-	Kuri-Gongri	Reservoir	249	
Nyera Amari	New	N-1	N.A. Kangpara (G)	ROR	5	0
	Planning		Nyera Amari-I	Pondage	29	
				Nyera Amari-II	Pondage	15

U.C: Under Construction

(出典：JICA 調査団)



Amochhu Basin			Punatsangchhu Basin			Mangdechhu Basin			Drangmechhu Basin		
1	A-5	Tingma	7	P-17	Tseykha	19	M-6	Jongthang	27	K-13	Minjey
2	A-8	Dorokha	8	建設中	punatsangchhu-I	20	建設中	Nikachhu	28	計画中	Dorjilung
Wangchhu Basin			9	建設中	punatsangchhu-II	21	建設中	Mangdechhu	29	既設	Kurichhu
3	計画中	Bunakha	10	既設	Basochhu-I	22	M-11	Wangdigang	30	計画中	Kuri-Gongri
4	既設	Chhukha	11	既設	Basochhu-II	23	M-17	Buli	31	建設中	Kholongchhu
5	既設	Tala	12	P-29	Kago	24	C-7	Chamkharchhu-IV	32	G-10	Gamrichhu-2
6	計画中	Wangchhu	13	P-30	Pinsa	25	C-10	Chamkharchhu-II	33	G-11	Gamrichhu-1
			14	P-26	Thasa	26	計画中	Chamkharchhu-I	34	G-14	Uzorong
			15	P-34	Darachhu				Nyera Amari Basin		
			16	P-35	Dagachhu-II				35	N-1	N.A. Kangpara (G)
			17	既設	Dagachhu				36	計画中	Nyera Amari-I
			18	計画中	Sankosh				37	計画中	Nyera Amari-II

(出典：JICA 調査団)

図 10-20 マスタープランで建設する 18 地点のダム（堰）及び既存（計画中を含む）のダム（堰）の分布と水系

## 10.8.2 遡上性魚類の移動及び下流域への土砂流入量への影響予測

ブータン国には、約 92 種の魚類の生息が確認<sup>48</sup>され、遡上性の魚類として Golden Mahseer, Indian Walking Catfish, Barak River Mountain Catfish 等の生息が記録<sup>49</sup>されている。

ここでは、IUCN Red List で絶滅危惧種 (EN) に指定 (2018 年版) され、ブータンの各水系に渡って広く分布する Golden Mahseer に与えるダム (堰) の潜在的な影響を予測する。

なお、Golden Mahseer は、ブータン南部のインド国境付近の河川で越冬し、河川水量の増加するモンスーン時期 (6 月～9 月) の初頭に、産卵のために、上流 (北部) の標高の高い冷水域を求め遡上し、産卵し、産卵後再び降下すると推測されているが、その実態は未解明な部分が多い。なお、事業実施に際して行われる EIA で、遡上魚の遡上行動の実態や生態上の変化を調査し、連続する一連のダムがその遡上行動や生態に影響を与える恐れが想定された場合は、影響を回避又は最小限化する計画案に変更する案を含めた最適な案又は最適な環境保全対策案を検討する必要がある。

また、同一水系にダム (堰) が複数建設された場合の、下流域への土砂流入量に及ぼす累積的な影響を予測する。

### (1) Amochhu 水系

本水系には、下表に示す 2 か所にダム (堰) を建設する計画である。

本河川の上流域は、保護区 (Jigme Khesar 厳正自然環境保護区) に指定され、遡上性魚類 Golden Mahseer の生態的な調査・研究が行われている。

表 10-36 Amochhu 水系のダム (堰) の諸元

New/ Existing	Project code	Name of Project	Type of Generation	Height of Dam(m)	Reservoir Area (ha)
New	A-5	Tingma	ROR	35	13.5
	A-8	Dorokha	ROR+Pond	57	52.7

(出典：JICA 調査団)

#### ■ 遡上性魚類の移動への影響

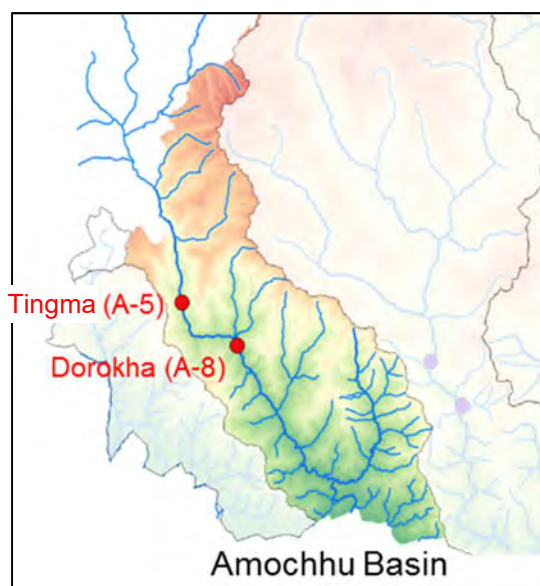
本水系は、人工的構造物が無いため、Golden Mahseer の遡上を阻害する要因は皆無で、同魚の生態的な観点からは理想的な河川状況が維持されている。ダム (堰) 建設により、遡上行動への影響が想定されるが、双方のダム (堰) に魚道を設置することにより、相当程度影響は緩和できる。

<sup>48</sup> The Fifth National Report to the Convention of Biological Diversity Secretariat (National Environment Commission, Royal Government of Bhutan, 2016)

<sup>49</sup> Potential Cumulative Impacts of Hydropower Development in The Kuri-Gongri Basin in Bhutan, World Bank, 2018)

■ 下流域への土砂流入量への影響

本ダム（堰）より下流域に、大小の支川が流入しており、これらの支川から大量の土砂が供給されるので、ダム（堰）建設による下流域での土砂流入量への大きな影響は想定されない。



(出典：JICA 調査団)

(2) Punatsangchhu 水系

本水系には、下表に示す通り、6か所の既設ダム（堰）（内2か所は、現在建設中、1か所は計画中）があり、本マスタープランでは、6か所にダム（堰）を建設する計画である。

表 10-37 Punatsangchhu 水系のダム（堰）の諸元

New/ Existing/ Planning	Project code	Name of Project	Type of Generation	Height of Dam(m)	Reservoir Area (ha)
New	P-17	Tseykha	ROR+Pond	20	5.2
	P-29	Kago	ROR	5	0
	P-30	Pinsa	ROR	5	0
	P-26	Thasa	ROR	85	131.8
	P-34	Dagachhu	ROR	5	0
	P-35	Dagachhu-II	ROR	5	0
Existing	-	Basochhu-I	ROR+Pond	5	-
	-	Basochhu-II	ROR+Pond	5	-
	-	Punatsangchhu-I*	ROR+Pond	71	-
	-	Punatsangchhu-II*	ROR+Pond	68	-
	-	Dagachhu-I	ROR+Pond	26	-
Planning	-	Sankosh	Reservoir	220	

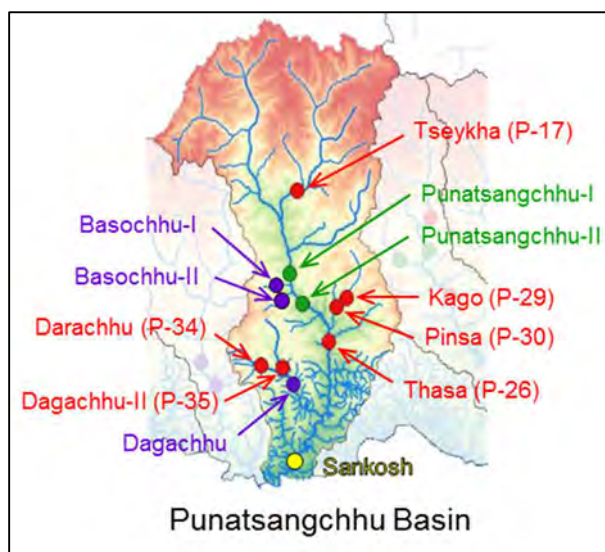
注）\*：建設中

(出典：JICA 調査団)

■ 遡上性魚類の移動への影響

- ・ Tseykha (P-17) のダムの下流域に、魚道の設置されていない既設（建設中）ダムがあるため、本ダム周辺では、遡上性魚類の生息は確認されていない（地域住民へのヒヤリングによる）。このため、本ダム建設による遡上性魚類への影響は想定されない。

- Kago (P-29), Pinsa (P-30), Thasa (P-26), Darachhu (P-34), Dagachhu-II (P-35)の5か所のダム（堰）計画地周辺水域では、遡上性魚類の生息が確認されているが、現在、本水系の最下流に計画中の Sankosh ダム（高さ 220m：貯水式）が完成すると、遡上性魚類の生態に変化が生じ、本水系での遡上性魚類に大きな影響が予測される。しかし、その生態には未解明な部分があることから、ここでは、遡上性魚類は Sankosh ダムより上流の本・支川で越冬し、そこを起点に産卵行動のため、上流に遡上することを前提に、ダム（堰）が及ぼす影響について評価する。



（出典：JICA 調査団）

- Kago (P-29), Pinsa (P-30) は、ダム（堰）高が低いことから魚道の設置による遡上性魚類への影響は相当程度緩和できるが、これらのダム（堰）より下流に計画する Thasa (P-26) ダムは、ダム高（85m）が高いため、本地点で魚の遡上が阻止され、重大な影響が懸念される。事業実施に際しては、魚道設置に代わる遡上性魚類の遡上支援事業（遡上性魚類の人工的な上流域への運搬）や下流域の支川への誘導策等を検討する必要がある。
- Darachhu (P-34) ダム, Dagachhu-II (P-35) ダムの下流域にある既存ダム（Dagachhu-I）は、魚道が設置されており、また、新設する双方のダム（堰）にも魚道を設置するので、ダム（堰）設置による遡上性魚類への影響は相当程度緩和できる。

#### ■ 下流域への土砂流入量への影響

本川（Punatsangchhu）に設置されるダム（Thasa、P-26）に排砂ゲートを設置し、定期的に排砂を実行すれば、下流域で流入する大小の支川からの大量の土砂供給もあるので、一連のダム（堰）建設による下流域での土砂流入量への大きな影響は想定されない。

### (3) Mangdechhu 水系

本水系には、下表に示す通り、3か所の既設ダム（堰）（2か所は建設中、1か所は計画中）があり、本マスタープランでは、5か所にダム（堰）を建設する計画である。

表 10-38 Mangdechhu 水系のダム（堰）の諸元

New/ Existing/ Planning	Project code	Name of Project	Type of Generation	Height of Dam(m)	Reservoir Area (ha)
New	M-6	Jongthang	ROR+Pond	25	94.4
	M-11	Wangdigang	ROR+Pond	100	99.6
	M-17	Buli	ROR	5	0
	C-7	Chamkharchhu-IV	Pondage	78	112.3

	C-10	Chamkharchhu-II	ROR+Pond	60	15.8
Existing	-	Mangdechhu*	ROR+Pond	61	
	-	Nikachhu*	ROR+Pond	38	
Planning	-	Chamkharchhu-I	Pondage (出典: JICA 調査団)	86	

#### ■ 遡上性魚類の移動への影響

- Wangdigang (M-11) のダム（堰）高が高いため、本地点で魚の遡上が阻止され、重大な影響が懸念される。事業実施に際しては、魚道設置に代わる遡上性魚類の遡上支援事業（遡上性魚類の人工的な上流域への運搬）や下流域の支川への誘導策等を検討する必要がある。なお、遡上支援事業を実施した場合でも、上流域にある既存の Mangdechhu ダム、Nikachhu ダムには、魚道が設置されていないので、遡上距離は限定される。
- Jongthang (M-6) は、ダム（堰）高（25m）が低いことから魚道の設置により、下流域の Mangdechhu ダム（堰）より上流域に生息する遡上性魚類への影響は相当程度緩和できる。
- Chamkharchhu-II(C-10), Chamkharchhu-IV (C-7) の2か所のダム（堰）計画地の周辺水域では、遡上性の魚類の生息が確認されているが、現在、本水系の最下流に計画中の Chamkharchhu-I ダム（高さ 86m：貯水式）が完成すると、遡上性魚類の生態的な行動に変化が生じ、本水系での遡上性魚類に大きな影響が予測される。しかし、その生態に未解明な部分があることから、ここでは、遡上性魚類は Chamkharchhu-I ダムより上流の本・支川で越冬し、そこを起点に産卵行動のため、上流に遡上することを前提に、ダム（堰）が及ぼす影響について評価する。
- Chamkharchhu-IV (C-7) より下流に計画する Chamkharchhu-II (C-10) ダムは、ダム高（60m）が高いため、本地点で魚の遡上が阻止され、重大な影響が懸念される。事業実施に際しては、魚道の設置を検討するが、技術的にその設置が困難な場合は、魚道設置に代わる遡上性魚類の遡上支援事業（遡上性魚類の人工的な上流域への運搬）や下流域の支川への誘導策等を検討する必要がある。
- Buli (M-17) は、ダム（堰）高（5m）が低いことから魚道の設置による遡上性魚類への影響は相当程度緩和できる。



(出典：JICA 調査団)

#### ■ 下流域への土砂流入量への影響

Wangdigang (M-11), Chamkharchhu-II (C-10) 及び Chamkharchhu-IV (C-7) ダムに排砂ゲートを設置し、定期的に排砂を実行すれば、下流域で流入する大小の支川からの大量の土砂供給もあるので、ダム（堰）建設による下流域での土砂流入量への大きな影響は想定されない。

#### (4) Drangmechhu 水系

本水系には、下表に示す通り、4 か所の既設ダム（堰）（3 か所は計画中）があり、本マスタープランでは、4 か所にダム（堰）を建設する計画である。

表 10-39 Drangmechhu 水系のダム（堰）の諸元

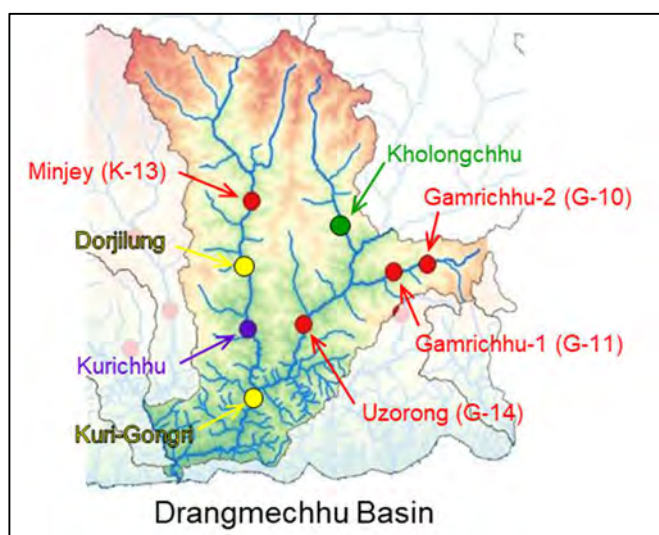
New/ Existing/ Planning	Project code	Name of Project	Type of Generation	Height of Dam(m)	Reservoir Area (ha)
New	K-13	Minjey	Pondage	105	205.4
	G-10	Gamrichhu-2	ROR	25	0
	G-11	Gamrichhu-1	ROR	25	0
	G-14	Uzorong	Pondage	170	686.5
Existing	-	Kurichhu	ROR+Pond	60	
	-	Kholongchhu*	Pondage	62	
Planning	-	Dorjilung	Pondage	87	
	-	Kuri-Gongri	Reservoir	249	

注）\*：建設中

（出典：JICA 調査団）

#### ■ 遡上性魚類の移動への影響

- Gamrichhu-2 (G-10), Gamrichhu-1 (G-11), Uzorong (G-14) の3か所のダム（堰）計画地周辺水域では、遡上性魚類の生息が確認されているが、現在、本水系の最下流に計画中の Kuri-Gongri ダム（高さ 249m：貯水式）が完成すると、遡上性魚類の生態に変化が生じ、本水系での遡上性魚類に大きな影響が予測される。しかし、その生態的行動に未解明な部分があることから、ここでは、遡上性魚類は Kuri-Gongri ダムより上流の本・支川で越冬し、そこを起点に産卵行動のため、上流に遡上することを前提に、ダム（堰）が及ぼす影響について評価する。
- Minjey (K-13) のダム（堰）の下流域に魚道が設置されている既存のダム（Kurichhu）がある。しかし、設計上の問題から、機能していないことから、本地点で Golden Mahseer 等の遡上性魚類の遡上が阻止されている（森林事務所でのヒアリング）。このため、上流域に予定される Minjey (K-13) ダムが遡上性魚類に及ぼす影響は懸念されない。
- Gamrichhu-2 (G-10) ダム、Gamrichhu-1 (G-11) ダム、何れもダムの高さ（25m）と低いため、魚道の設置により、下流域の Uzorong (G-14) ダム（堰）より上流域に生息する遡上性魚類への影響は回避できる。しかし、本水系の最下流域に位置する Uzorong (G-14) ダムは、ダム高が 170m と高いため魚道の設置は不可能であり、本地点で魚の遡上が阻止され、重大な影響が懸念される。魚道設置に代わる遡上性魚類の遡上支援事業（遡上性魚類の人工的な上流域への運搬）や



（出典：JICA 調査団）

下流域の支川への誘導策等を検討する必要がある。

■ 下流域への土砂流入量への影響

Uzorong (G-14) ダムに排砂ゲートを設置し、定期的に排砂を実行すれば、下流域で流入する大小の支川からの大量の土砂供給もあるので、ダム（堰）建設による下流域での土砂流入量への大きな影響は想定されない。

(5) Nyera Amari 水系

本水系には、下表に示す通り、2か所の既設ダム（堰）（何れも計画中）があり、本マスタープランでは、1か所にダム（堰）を建設する計画である。

表 10-40 Nyera Amari 水系のダム（堰）の諸元

Basin	New/ Existing /Planning	Project code	Name of Project	Type of Generation	Height of Dam(m)	Reservoir Area (ha)
Nyera Amari	New	N-1	N.A. Kangpara (G)	ROR	5	0
	Planning	-	Nyera Amari-I	Pondage	29	
		-	Nyera Amari-II	Pondage	15	0

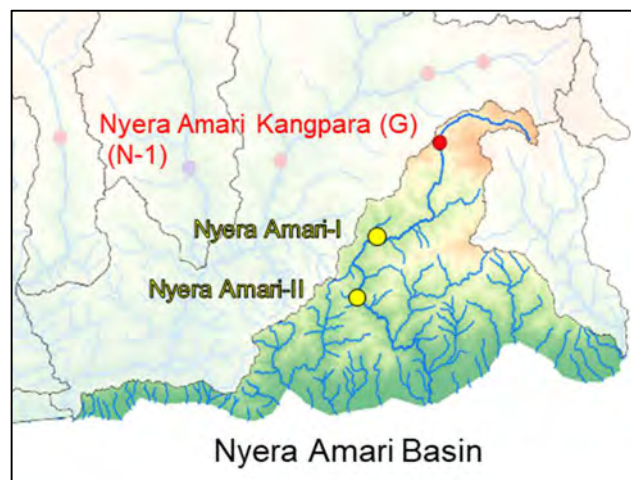
(出典：JICA 調査団)

■ 遡上性魚類の移動への影響

- ・ N.A. Kangpara (G) (N-1) は、ダム（堰）高（5m）が低いことから魚道の設置による遡上性魚類への影響の相当程度の緩和は可能である。

■ 下流域への土砂流入量への影響

ダム（堰）の高さ（5m）が低いため、土砂をせき止める恐れが少なく、かつ、下流域で流入する大小の支川からの大量の土砂供給もあるので、ダム（堰）建設による下流域での土砂流入量への大きな影響は想定されない。



(出典：JICA 調査団)



## 10.9 気候変動

### 10.9.1 パリ協定

ブータンは、気候変動への取り組みに引き続き取り組んでおり、気候変動に関するパリ協定 (PA) への約束草案 (NDC) では、低排出開発経路をサポートする緩和努力を採用することにより、カーボンニュートラルを維持することを約束し、排出量が炭素吸収能力を超えないことを保証することを示している。

パリ協定の第 6 条は、国際炭素市場および非市場アプローチの使用を通じて、約束草案の実現に向けた締約国間の自発的な協力の枠組みを確立している。第 6.2 条は、約束草案を実現するために国際的に移転される緩和の結果 (ITMO) を含む締約国間の協力的アプローチを対象としている。第 6.4 条は、ホスト国の排出レベルの削減に貢献するメカニズムの確立に関するものであり、これは、約束草案を遂行するために、他の締約国における排出削減をもたらす緩和活動も使用できるとしている。持続可能な開発への非市場アプローチの枠組みは、第 6.8 条でカバーされている。

パリ協定の決定を踏まえて水力発電セクターへの影響を議論するのは時期尚早であるが、水力発電は GHG 排出の回避に大きく貢献する重要な再生可能エネルギー源であり、水力発電は気候変動の緩和に大きく貢献し続けている。揚水式水力は、水資源の利用可能性を維持し、エネルギー供給の安全を確保し、バランスのとれた電力を提供することにより、非従来型再生可能エネルギー源の大量導入を促進することにより、気候変動適応において重要な役割を果たすこともできる。再生可能エネルギーの大きなポテンシャルがあるブータンの可能性を考えると、将来的に第 6 条のメカニズムが実現した場合には、パリ協定の目的を満たし、世界的な気候変動の緩和を促進する大きな機会を提供できる。

#### Article 6

1. Parties recognize that some Parties choose to pursue voluntary cooperation in the implementation of their nationally determined contributions to allow for higher ambition in their mitigation and adaptation actions and to promote sustainable development and environmental integrity.
2. Parties shall, where engaging on a voluntary basis in cooperative approaches that involve the use of internationally transferred mitigation outcomes towards nationally determined contributions, promote sustainable development and ensure environmental integrity and transparency, including in governance, and shall apply robust accounting to ensure, inter alia, the avoidance of double counting, consistent with guidance adopted by the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Agreement.

3. The use of internationally transferred mitigation outcomes to achieve nationally determined contributions under this Agreement shall be voluntary and authorized by participating Parties.

4. A mechanism to contribute to the mitigation of greenhouse gas emissions and support sustainable development is hereby established under the authority and guidance of the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Agreement for use by Parties on a voluntary basis. It shall be supervised by a body designated by the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Agreement, and shall aim:

(a) To promote the mitigation of greenhouse gas emissions while fostering sustainable development;

(b) To incentivize and facilitate participation in the mitigation of greenhouse gas emissions by public and private entities authorized by a Party;

(c) To contribute to the reduction of emission levels in the host Party, which will benefit from mitigation activities resulting in emission reductions that can also be used by another Party to fulfil its nationally determined contribution; and

(d) To deliver an overall mitigation in global emissions.

5. Emission reductions resulting from the mechanism referred to in paragraph 4 of this Article shall not be used to demonstrate achievement of the host Party's nationally determined contribution if used by another Party to demonstrate achievement of its nationally determined contribution.

6. The Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Agreement shall ensure that a share of the proceeds from activities under the mechanism referred to in paragraph 4 of this Article is used to cover administrative expenses as well as to assist developing country Parties that are particularly vulnerable to the adverse effects of climate change to meet the costs of adaptation.

7. The Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Agreement shall adopt rules, modalities and procedures for the mechanism referred to in paragraph 4 of this Article at its first session.

8. Parties recognize the importance of integrated, holistic and balanced non-market approaches being available to Parties to assist in the implementation of their nationally determined contributions, in the context of sustainable development and poverty eradication, in a coordinated and effective manner, including through, inter alia, mitigation, adaptation, finance, technology transfer and capacity-building, as appropriate. These approaches shall aim to:

(a) Promote mitigation and adaptation ambition;

(b) Enhance public and private sector participation in the implementation of nationally determined contributions; and

(c) Enable opportunities for coordination across instruments and relevant institutional arrangements.

9. A framework for non-market approaches to sustainable development is hereby defined to promote the non-market approaches referred to in paragraph 8 of this Article.

### 10.9.2 温室効果ガス排出量削減

水力発電所は、発電時に CO<sub>2</sub> を全く発生させない発電方式である。ただし、有効落差を確保し、運転の柔軟性を得るために建設される小さな上部調整池からの生化学プロセスによって引き起こされる CH<sub>4</sub> が放出される可能性があるが、その量は通常それほど多くない。このため、ブータンの水力発電所の開発は、近隣地域における石炭火力発電所の開発の代替として、温室効果ガス (GHG) の排出量の削減に大きく貢献している。

CO<sub>2</sub> Baseline Database for the Indian Power Sector, CEA (2016) によると、インドの電力セクターにおける 2016 年の CO<sub>2</sub> 排出量原単位は、石炭火力の比率が高いため、0.82 t-CO<sub>2</sub>/MWh である。インドでは、今後再生可能エネルギーの開発を促進する方針であり、この原単位は徐々に減少していくものと想定されている。本調査で抽出した、ブータンの全水力ポテンシャルである 36.9GW (設計電力量 154.1TWh) の水力発電所を開発することにより、インドにおいて石炭火力発電所からの CO<sub>2</sub> 排出量を年間約 1 億 2640 万トン削減できる。したがって、1 億 2,640 万個の認定排出削減量 (CER) を生成することが期待される (1 トンの CO<sub>2</sub> は 1 CER に相当)。

CH<sub>4</sub> に関しては、評価には詳細なデータ収集と貯水量の情報が必要であるが、これは通常、プロジェクトの詳細設計時に実施される。本 MP では、貯水池の貯水データが得られないため、CH<sub>4</sub> の評価は実施していないが、貯水池からの GHG 排出量は、環境影響評価プロセスの中で調査することになる。

現在、CO<sub>2</sub> 排出量を取引するための活発な市場はなく、取引価格を見積もることは困難であり、本 MP では CO<sub>2</sub> 取引による利益は考慮していない。

### 10.9.3 気候変動による影響

気候変動に伴う温暖化によって、洪水や GLOF の発生が懸念されている。

気候変動の要因には自然の要因と人為的な要因がある。自然の要因には大気自身に内在するもののほか海洋の変動、火山の噴火によるエアロゾル（大気中の微粒子）の増加、太陽活動の変化などがある。特に、地球表面の 7 割を占める海洋は、大気との間で海面を通して熱や水蒸気などを交換しており、海流や海面水温などの変動は大気の運動に大きな影響を及ぼす。一方、人為的な要因には人間活動に伴う CO<sub>2</sub> などの温室効果気体の増加やエアロゾルの増加、森林破壊などがある。CO<sub>2</sub> などの温室効果気体の増加は、地上気温を上昇させ、森林破壊などの植生の変化は水の循環や地球表面の日射の反射量に影響を及ぼす。

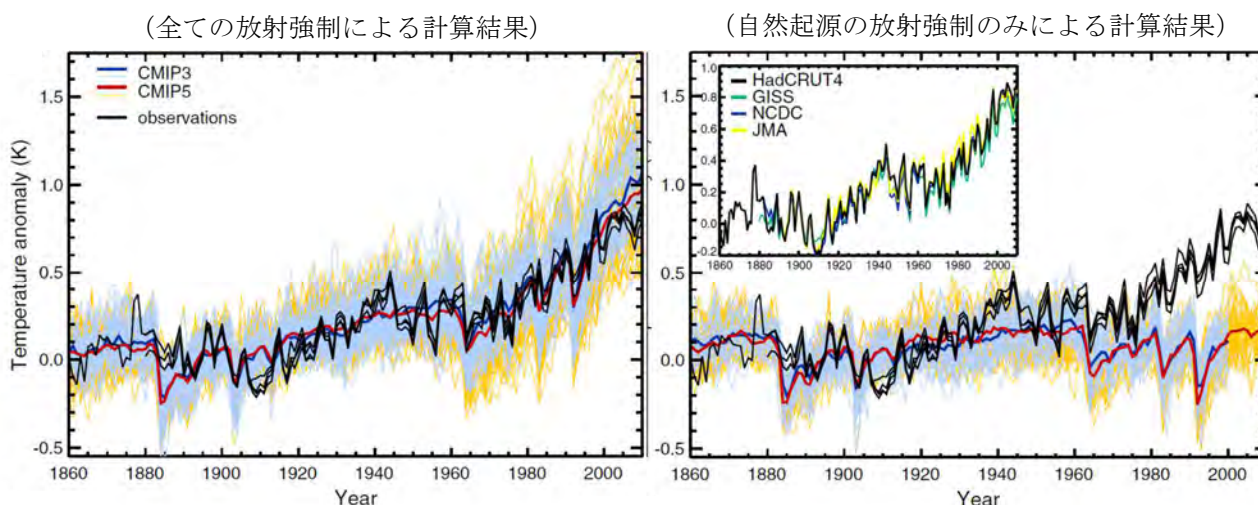
近年は大量の石油や石炭などの化石燃料の消費による大気中の CO<sub>2</sub> 濃度の増加による地球温暖化に対する懸念が強まり、人為的な要因による気候変動に対する関心が強まっている。

#### (1) 人為的な要因による気候変動の可能性

複数の気候モデルを用いて全球気温変化を、全ての放射強制<sup>50</sup>を与えて試算したもの（左図）と、自然起源の放射強制のみを与えて試算したもの（右図）を比較したものを以下に示す。これは、イギリスの気象庁に所属する Gareth S. Jones らが 2013 年に Journal of Geophysical Research に発表した論文<sup>51</sup>から抜粋したものである。

<sup>50</sup> 地球から宇宙への放射によって地球が持つエネルギーを減らす（気温を下げる）外部因子を負の放射強制力、宇宙から地球への放射によって地球が持つエネルギーを増やす（気温を上げる）外部因子が正の放射強制力である。

<sup>51</sup> Attribution of observed historical near-surface temperature variations to anthropogenic and natural causes using CMIP5 simulations (JOURNAL OF GEOPHYSICAL RESEARCH: ATMOSPHERES, VOL. 118, 4001–4024, doi:10.1002/jgrd.50239, 2013)



黒線：観測された全球平均地表面気温偏差（右図の小さな図は、4種の観測の比較）  
薄い青線：CMIP3モデル群による試算結果、青線：CMIP3モデル群による試算結果の平均値  
黄線：CMIP5モデル群による試算結果、赤線：CMIP5モデル群による試算結果の平均値

図 10-21 全球気温のシミュレーション結果<sup>52</sup>

全ての放射強制を与えた試算結果（左図）は、観測された全球平均地表面気温偏差の傾向と良く一致している。一方、自然起源の放射強制のみを与えた試算結果（右図）では、20世紀後半の気温上昇と乖離が生じている。つまり、20世紀後半の気温上昇は自然の要因のみでは説明できず、その主要な部分は人為的な要因も含んだものであると推測できる。

## (2) 21世紀末の気温と雨量の予測

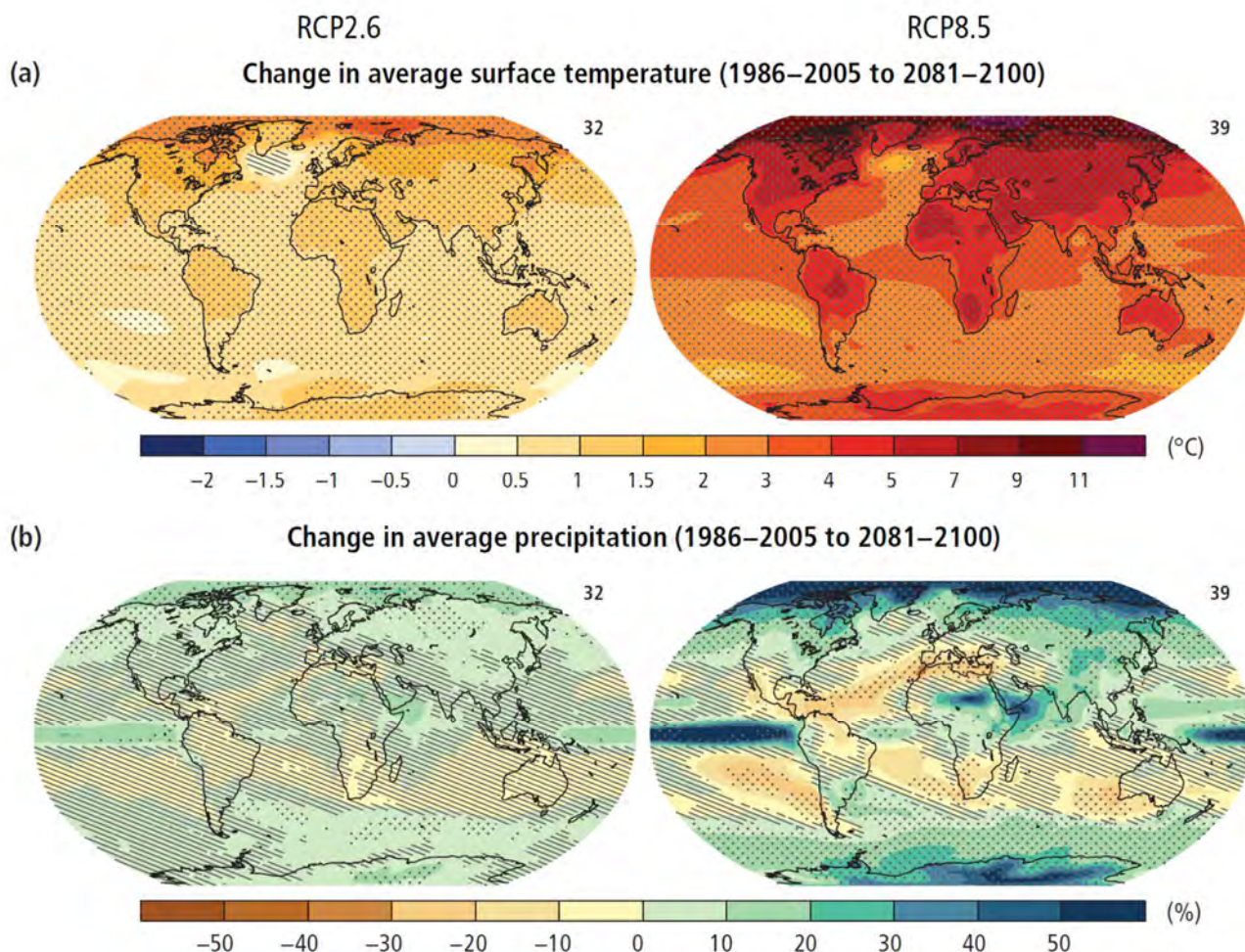
気候変動に関し、21世紀末（2081年から2100年）の気温と雨量を予測した2つの論文を以下に紹介する。なお、RCPシナリオは、IPCC（Intergovernmental Panel on Climate Change）が第5次評価報告書で扱う気候予測に用いるシナリオとして示したものである。政策的な緩和策を前提として、将来、温室効果ガスをどのような濃度に安定化させるかという考え方から、その代表的濃度経路（Representative Concentration Pathways）を示している。具体的には、以下の4シナリオが選択されている。

- RCP2.6 低位安定化シナリオ：気温上昇を2°Cに抑えることを想定
- RCP4.5 中位安定化シナリオ
- RCP6.0 高位安定化シナリオ
- RCP8.5 高位参照シナリオ：政策的な緩和策を行わないことを想定

<sup>52</sup> CMIP3モデルは、IPCC第4次報告書（2007年）で使われ、CMIP5モデルはIPCC第5次報告書（2013年）で使われた。

(a) IPCC 第 5 次評価報告書<sup>53</sup>

IPCC が 2014 年に発行した第 5 次評価報告書の中で、21 世紀末（2081 年から 2100 年）における世界的な表面温度変化と降水量の変化を予測している。その結果を以下に示す。



(出典：第 5 次評価報告書、IPCC)

図 10-22 世界的な表面温度変化と降水量の変化の予測

この報告書によると、21 世紀末（2081 年から 2100 年）のブータン周辺の表面温度変化は、1850 年から 1900 年の表面温度に比較して、RCP2.6 では 1.5°C 程度の上昇にとどまるが、RCP8.5 では 5°C 程度の大きな上昇となると予想されている。

降水量の変化は一様ではなく、減少する地域もあれば、増加する地域もある。多くの中緯度および亜熱帯の乾燥地域では、平均降水量は減少する可能性があるが、多くの中緯度の湿潤地域では、平均降水量は RCP8.5 シナリオの下で増加する可能性がある。また、中緯度の大半の陸地および熱帯の湿地帯で発生する極端な降水イベントは、さらに激しく頻繁になると予測している。

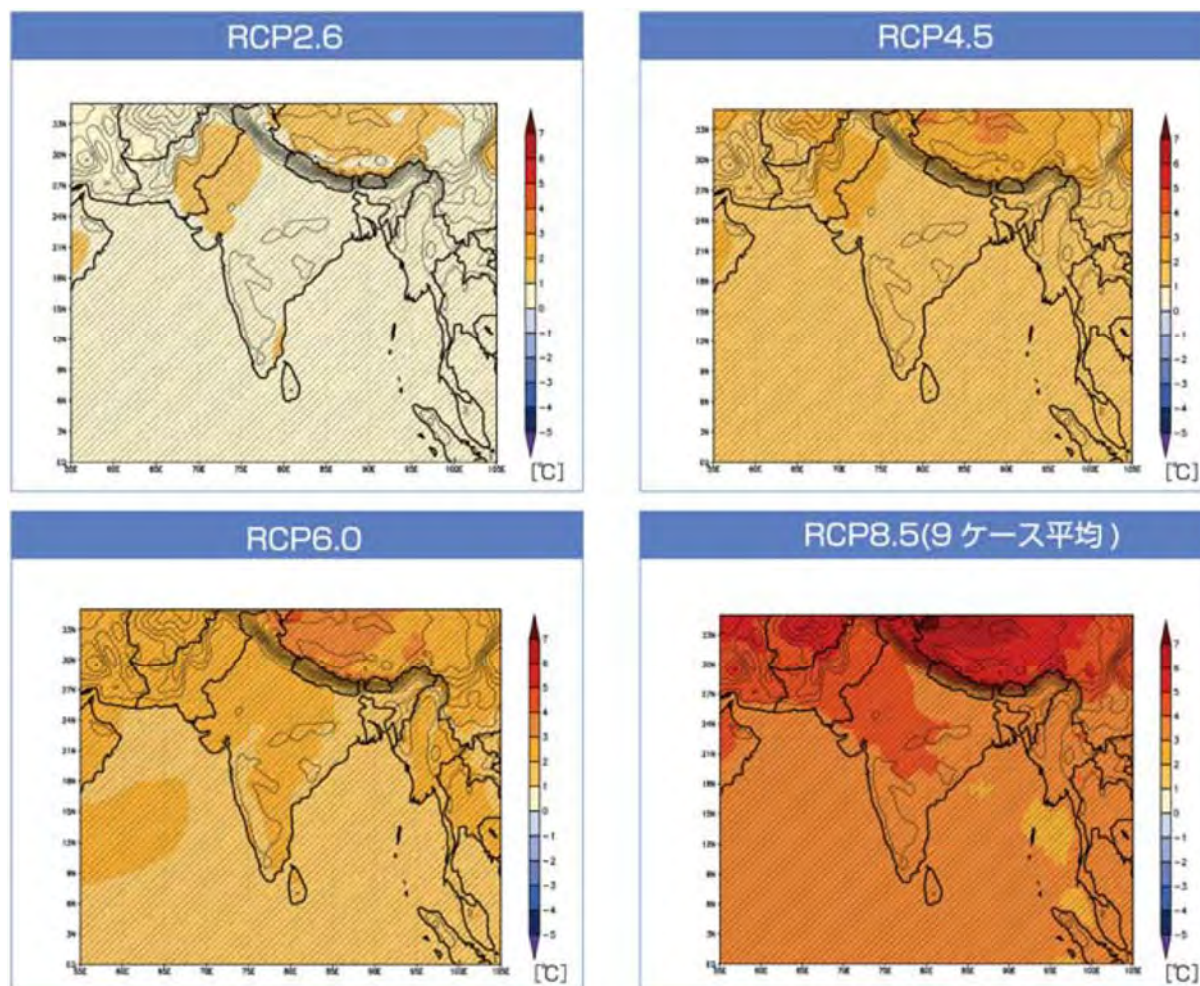
<sup>53</sup> [https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/SYR\\_AR5\\_FINAL\\_full.pdf](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/SYR_AR5_FINAL_full.pdf)

(b) 南アジアにおける気候変動（環境省、日本）<sup>54</sup>

日本の環境省は、日本国内の影響評価および適応策の策定を目的として気候変動予測データセット（全球モデル出力と地域モデル出力）を作成した。このうち、全球モデル出力（Global Climate Model : GCM データ）は、地球全体を対象とする約 60km の水平解像度を持った大気モデルによる計算結果である。2081 年から 2100 年の 20 年間の将来気候について、排出シナリオに応じて RCP2.6、4.5、6.0 で各 3 ケース、RCP8.5 では 9 ケースの将来予測計算を行っている。同じシナリオで多数のケースを実施している理由は、将来の海面水温のパターンや、気候変動予測モデルの計算手法に関する不確実性を考慮するためである。GCM データは、日本のみならず世界全体を対象とした予測計算結果であり、基本的にはどの国でも使用可能である。

環境省は、2015 年 3 月に南アジア地域における GCM データによる予測結果を「南アジアにおける気候変動」という冊子にまとめて発表している。

その冊子の中で紹介されている将来の気温変化量の予測結果を以下に示す。



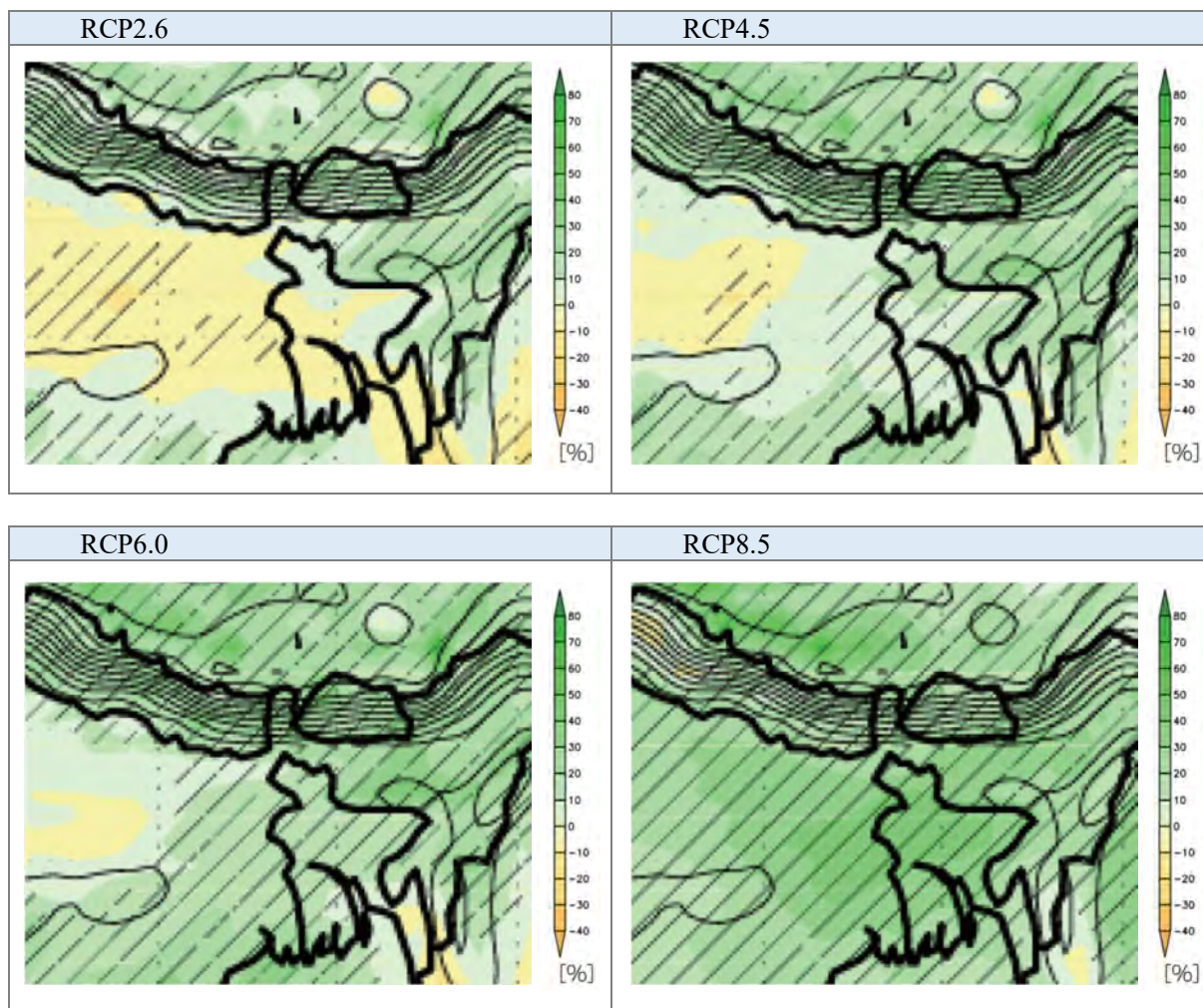
（出典：南アジアにおける気候変動、日本の環境省）

図 10-23 南アジア地域の年平均気温変化予測

<sup>54</sup> [https://www.env.go.jp/earth/ondanka/pamph\\_gcm/gcm\\_southasia\\_en.pdf](https://www.env.go.jp/earth/ondanka/pamph_gcm/gcm_southasia_en.pdf)

いずれのシナリオにおいても気温が上昇する傾向にある。気温上昇量には地域的なパターンがあり、高緯度およびヒマラヤ山脈周辺での気温上昇量が大きい。

ブータン周辺地域における将来の降水量予測結果を以下に示す。



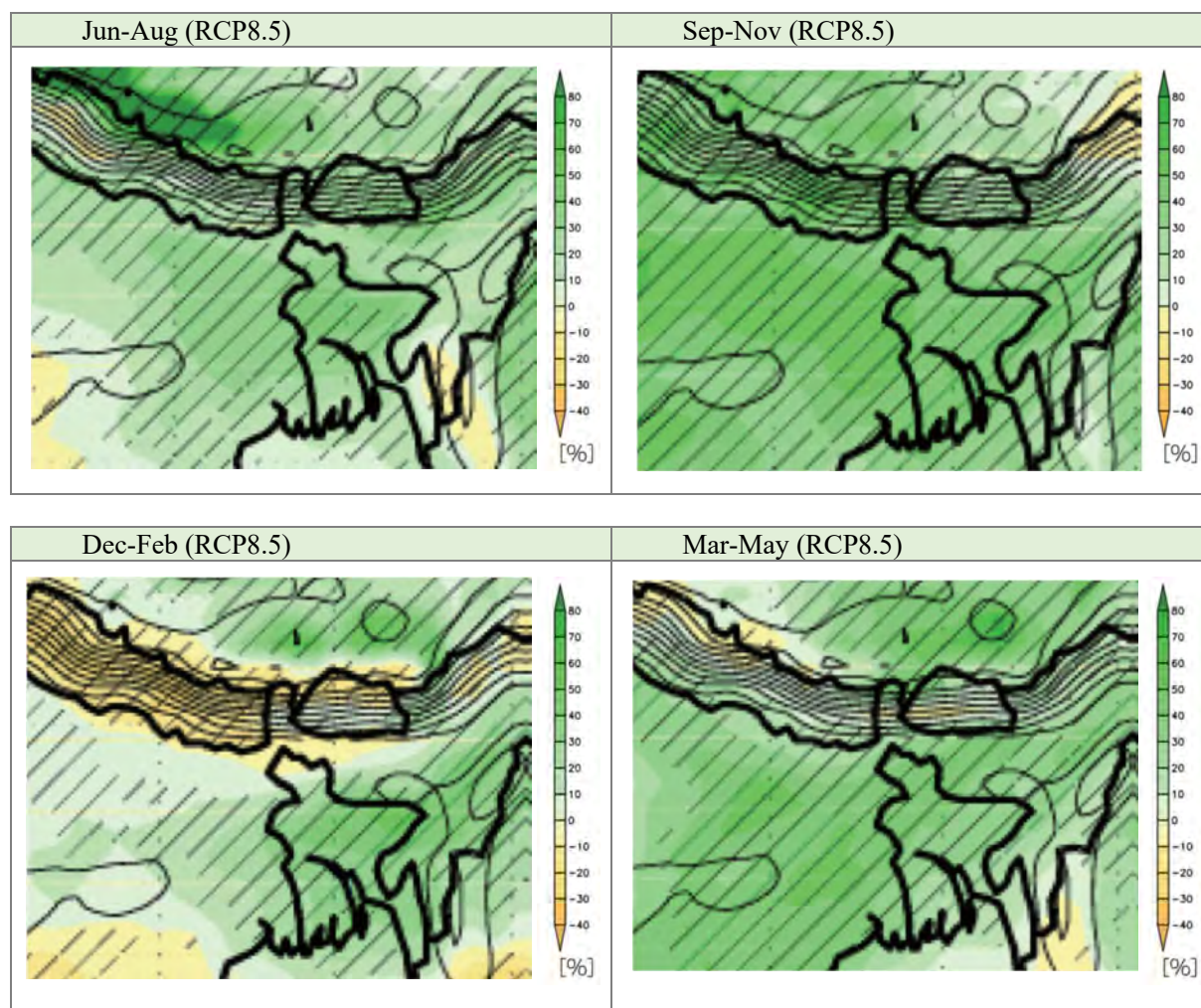
(出典：南アジアにおける気候変動、日本の環境省)

図 10-24 ブータン周辺地域の年間降水量変化予測

ブータン周辺の年間降水量の予測は、南部において若干減少する傾向がみられるが、全体としては、顕著な変化はないと想定されている。各シナリオを比較すると、濃度経路が大きくなる (RCP2.6 → RCP8.5) に従って、若干降水量が増加する傾向が確認できるが、その量は非常にわずかであり、将来の年間降水量は現状に比べて大きな変化はないと考えられる。



RCP8.5 のシナリオについて、各季節の降水量の変化を示したものを以下に示す。



(出典：南アジアにおける気候変動、日本の環境省)

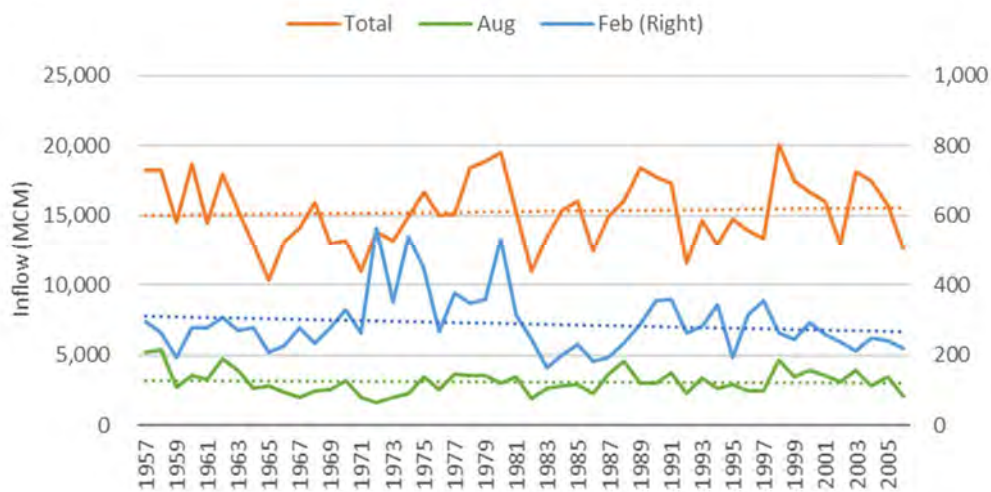
図 10-25 季節別の降水量変化予測

季節による傾向の違いが大きく、雨の多い6月～11月では増加、雨の少ない12月～2月では減少する傾向である。なお、この図は検討した9ケースの平均値を示しており、網掛けは全ケースで将来変化の符号が一致する地域（確信度の高い地域）を示している。12月～5月の予測は網掛けがないため、不確実性が大きいと考えられる。

気候変動による影響の程度は、シナリオにより異なるが、温暖化に伴う高緯度およびヒマラヤ山脈周辺での気温上昇量が大きいと想定される。GLOFの発生確率は増加していくものと想定される。年間降水量の変化については、あまり大きな変化はないと想定されており、水力発電所の年間発電電力量もあまり大きな変化はないと考えられる。しかしながら、汎地球規模での抜本的な温暖化防止策に対する各国の歩調が合わない限り、将来的には洪水の大きさと発生確率は増加していくものと想定される。

### (3) 河川流量の推移実績

ブータンにおいても、気候変動は収入源の一つである水力発電所の発電電力量に大きな影響を及ぼすのではないかとの懸念が言われている。Sankosh 周辺の測水所において計測した 1957 年から 2006 年の 50 年間の河川流量データを基に、流域面積比により Sankosh ダム地点における河川流入量を計算した結果を以下に示す。



(出典：Sankosh 発電所の DPR)

図 10-26 Sankosh ダム地点における河川流入量の推移

50 年間に於いて毎年の総流入量は若干増加傾向を示しているが、乾季である 2 月には若干減少傾向を示している。しかしながら、毎年の河川流量には大きなばらつきがあり、この 50 年間のデータを見る限りでは、顕著な傾向があるとは言い難い。

#### 10.9.4 気候変動に与える影響

水力開発に伴って気候変動に与える悪影響は、ほとんどないと考えられる。気候変動に直接影響を与えるわけではないが、水力開発に伴って期待される効果は以下の通りである。

##### (1) CO<sub>2</sub> 排出量

水力発電は、化石燃料を用いる発電と異なり CO<sub>2</sub> を全く発生させない発電方式である。このため、ブータンにおいては豊富な水資源を活用した水力発電所を開発し、インドなど近隣国への売電により、輸出相手国の火力発電所から排出される CO<sub>2</sub> 排出量を削減することが可能となり、地球規模で見れば、温暖化の抑制に貢献する。

##### (2) 洪水調節

気候変動に伴って、巨大台風や GLOF の発生が懸念されており、このような甚大な自然災害発生時において、水力発電用のダム湖に土砂が流入し、取水不能により長期間にわたり発電停止となるような甚大な影響を与える可能性が指摘されている。しかしながら、もしそのダムがない場合には、ダムよりも下流に住んでいる多くの住民の生活に甚大な被害を与えることになる。

本来、発電用のダムは、洪水調節用の容量を持っていないため、洪水を回避することはできないが、上流からの土石流を一旦くい止める効果はあり、洪水や GLOF に伴って発生する土石流による被害を一時的に緩和する効果は期待できる。

ただし、洪水時の流量を処理できない場合にはダム本体の決壊により下流に甚大な被害を与える可能性があるため、将来ダムの設計を実施する際には、気候変動による影響により巨大台風や GLOF の発生確率が増加していくことも考慮して、洪水流量設計を実施する必要がある。

## 第 11 章 GIS データベース

地理情報に基づいて得られる、流域面積、河川勾配、重要施設や保護区域との位置関係などの情報は、有望地点の評価・検討、河川流量や発電規模等の重要な要因となることから、水力発電計画の策定において、地理情報の整備と活用が重要となる。

将来、DHPS が自ら GIS を利用して地理情報の収集、修正・更新、解析等を行い、発電計画に必要な情報を整備できるよう、GIS によるデータベースの構築と、データ管理方法および GIS 処理方法の技術移転を実施した。

### 11.1 GIS データベースの構築

DHPS、および NLCS(National Land Commission Secretariat)、DHS (Department of Human Settlement)、NCHM 等の関係機関より本プロジェクトに関連する地理情報を収集し、GIS を利用して DHPS と共同で GIS データベースを構築した。

ベースとなる背景地図については、NLCS 所有の全土の 1/50,000 既存地形図、および JICA プロジェクトによる、「国家地理空間情報作成プロジェクト」の地形図（ブータン南部／1/25,000 レベル）、「全国総合開発計画 2030 策定プロジェクト詳細計画策定調査」の衛星写真（全土／1/25,000 レベル）を活用した。

#### 11.1.1 GIS データの整備

GIS データベースの構築に際し、収集した地理情報を、地形図や衛星画像等のベースマップと位置を整合させて一つの地図として集約するため、本プロジェクトで使用する測量座標基準（以下、座標系）を、ブータン国の国家座標系である“DRUKREF03”に定めて、各地理情報の確認と、データ整備を行った。

- GIS データベースの測量座標基準

座標系：DRUKREF03 / Bhutan National Grid

準拠楕円体：GRS1980 （赤道半径  $a = 6,378,137.000\text{m}$ 、扁平率  $1/f = 298.257333101$ ）

単位：メートル

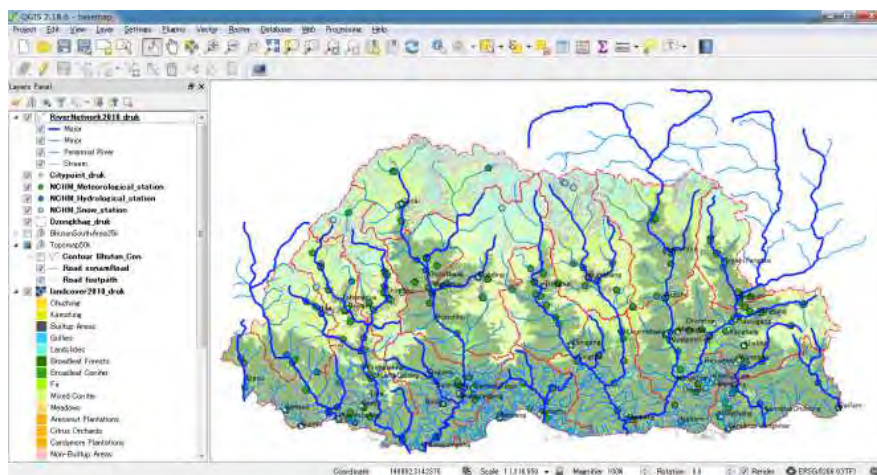
収集した地理情報は、GIS で扱える形式として Shape ファイル形式に変換し、前述の“DRUKREF03”座標系の設定を行った後、DHPS 所管の既存 PC をバックアップとデータ整理を目的としたデータサーバーに位置付けて管理することとした。各データは、その内容により、行政区、交通、植生、水部、地形等に分類した所定のフォルダに格納し、DHPS の通常業務でも継続的

に利用可能な状態にしている。今後のデータ共有を鑑み、情報セキュリティについても技術移転を行った。

表 11-1 GIS データベース構成

フォルダ名	データ内容
_00_project	QGIS プロジェクトファイル
_01_Boundaries	行政界
_02_Transportation	道路・交通
_03_Buildings	建物・施設
_04_Uilities	電力・水道・通信
_05_Industries	工場・鉱山
_06_Vegetation_and_Specific_Area	土地利用・植生・国定公園・保護区
_07_Hydrography	水部
_08_Terrain	地形・DEM
_10_Annotation	地名・施設名
_11_Info	各種資料元データ
_20_maps	各種主題図データ
_30_BaseTopomap	1/50,000 既存地形図 1/25,000 南部地形図
_31_SatellitesImagery	衛星画像
_90_Document	マニュアル等関連書類

(出典：JICA 調査団)



(出典：JICA 調査団)

図 11-1 QGIS による GIS データベース整備

既存の地理情報を集約した GIS データベースと、GIS が持つ“重ね合わせ”、“計測”、“解析”などの機能を用いることで、様々な情報を組み合わせた空間分析が可能となり、地理情報をベースに、地質、環境社会配慮、保護区域などの規制区域等、発電計画で考慮すべき様々な要因を総合的に検討することができる。

MP2040 策定で活用するために収集・整備した GIS データベース、および GIS による分析で得られる情報は以下のとおりである。

表 11-2 GIS データベースの活用

GIS データベース	分析	効果
地形図 衛星画像	◆ 地形状況の把握 (山間地、平地、傾斜等)	➤ ダム・発電所位置の選定
河川および DEM (数値標高データ)	◆ 河川流域範囲・集水面積 ◆ 河川勾配・川幅の把握 ◆ 上流地形の把握	➤ 水路ルートの検討 ➤ 発電規模の算定
建物・施設	◆ 文化史跡・遺産の把握 ◆ 民家・宗教施設・重要施設の把握 ◆ 住民移転の把握	➤ 鉄塔用地、送電線下、変電所用地の最適位置の選定
道路	◆ 選定地点へのアクセス	
土地利用 (国・私有地)	◆ 用地取得の把握 ◆ 住民移転の把握	➤ 工事計画の検討
土地利用 (法規制エリア)	◆ 保護区、自然公園・自然環境保全地域の把握	➤ 電力系統図の作成

(出典：JICA 調査団)

### 11.1.2 GIS 主題図データの作成

GIS データベースを基に、背景地図、河川流域界、河川縦断、湛水面積など、有望地点の評価・検討の要素となる主題図データを GIS で作成した。

#### (1) 背景地図の作成

有望地点の評価・検討、発電計画等、MP2040 の策定には、まず、ブータン全土の地形状況を把握するための背景地図が必要となる。地形の起伏が把握できることと、水力発電において高さ情報が重要な要素であることから、等高線によるブータン全土の背景地図を作成した。

背景地図としての等高線データを作成するため、ブータン全土と周辺地域をカバーし、現況と比較して地形的な変化が少ない DEM データが必要であった。1960 年代に作製された既存の 1/50,000 地形図は、道路、河川、山、丘など、1960 年代以降の地形の経年変化により現在の地形とは状況が異なっていた。1/25,000 の新地形図は南部エリアのみの範囲であるが、部分的に利用可能であった。また、DHPS では、JICA 支援による氷河および氷河湖調査プロジェクトで取得され、地質鉱山局より共有された DEM (ALOS DSM 解像度 10m) を保有していた。これらの情報から、当該 DEM (ALOS DSM) の高さの精度について、新地形図データと比較して精度検証を行った。約 13,000 箇所をサンプリング抽出し比較した結果、その差は、標準偏差で 14.8m であった。この結果、当該 DEM の精度は比較的高く、標高値にも大きな変動がないことから、この DEM (ALOS DSM) は精度的にも信頼性のあるデータであると判断し、これを基に、10m/20m/100m 間隔の等高線を生成した。

また、DHPS が作成した既存の河川中心線データを基に、衛星画像や南部の 1/25,000 の新地形図を重ねて、経年変化による河川形状の変更箇所の更新作業を行い、最新の河川中心線データを作成した。

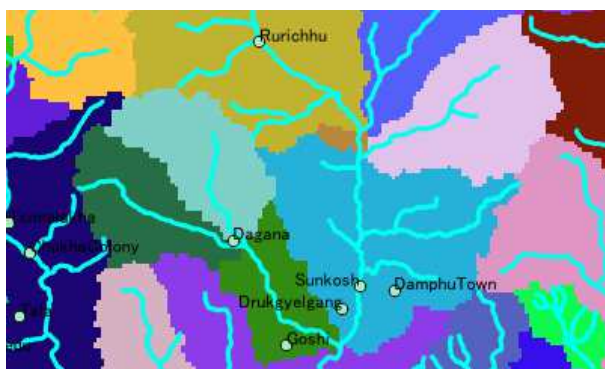


(出典：JICA 調査団)

図 11-2 背景地図（等高線、河川、道路）

### (2) 流域界・集水域の作成

GIS を利用した流域解析を用いて、取水位置における河川の流域界・集水域データを作成した。DEM の標高情報を基に DEM 上での地形の傾斜、累積流量を解析。この結果より、対象河川の流域界を生成し、範囲をポリゴン化して集水面積を算出した。



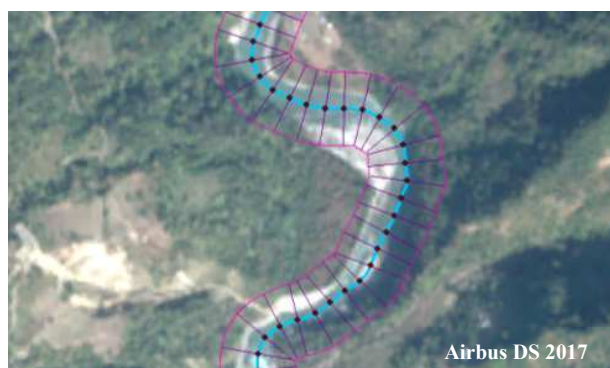
(出典：JICA 調査団)

図 11-3 河川流域界図

### (3) 河川縦断要素の作成

計画河川の標高差（縦断勾配）を把握して有望地点の評価・検討を行うため、DEM の標高情報と河川中心線を用いて、縦断要素を算出した。河川中心線上に 50m 間隔の中心点を生成し、各中心点と同位置にある DEM の標高情報を GIS の空間解析により取得した。そして、縦断要素として、河川毎に中心点の位置情報（水平位置座標と標高情報）を整理した。

なお、河川中心線と、DEM 上の河川の推定位置の位置誤差を是正するため、各河川中心点における横断線上の標高値を候補とし、候補値の中から最小値を取る処理を加えている。



(出典：JICA 調査団)

図 11-4 河川縦横断

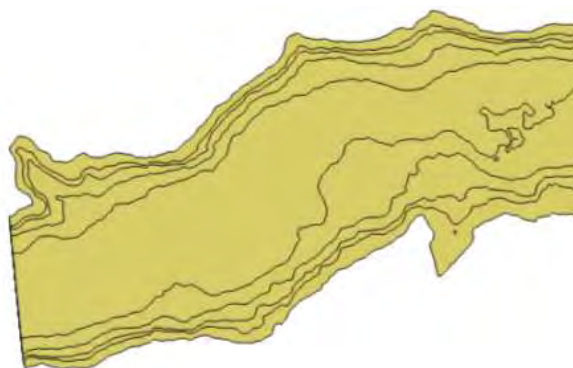
システム ID		河川名称	分類	標高(m)	X座標(m)	Y座標(m)
Id	ORIG_FID	name	category	elevation	POINT_X	POINT_Y
63487	673	Tangochhu	Major	2373	215038.08834399999	3046165.6201399997
63488	673	Tangochhu	Major	2366	215078.08834399999	3046195.6201399997
63489	673	Tangochhu	Major	2363	215118.08834399999	3046225.6201399997
63490	673	Tangochhu	Major	2362	215149.40570599999	3046264.1032099998
63491	673	Tangochhu	Major	2365	215170.22260499999	3046308.3618800002
63492	673	Tangochhu	Major	2365	215180.02841100001	3046357.3909200001
63493	673	Tangochhu	Major	2369	215206.17605700000	3046399.1133500002

(出典：JICA 調査団)

図 11-5 河川縦断要素

#### (4) 貯水容量算定のための湛水面積の算出

ロングリストのうち貯水池・調整池式の有望地点 15 箇所の貯水容量を算定するため、等高線を用いて湛水面積を算出した。DEM より等高線を作成して、等高線間隔毎にポリゴン化した湛水面を生成し、標高毎の面積を算出した。



(出典：JICA 調査団)

図 11-6 標高毎の湛水面積



## 11.2 GIS 技術移転

GIS データベース構築の作業を通して、データの管理方法について技術移転を行うと共に、QGIS を用いたデータ整備・処理手法として、QGIS の操作（計測・解析）、座標系の統一、有望地点の評価・検討や発電計画に利用可能な背景地図や各種 GIS 主題図データの作成方法について、Off-JT/OJT による技術移転を実施した。

各技術移転内容については、マニュアルを作成し、今後、GIS 担当者による継続的な運用と、さらに、GIS 担当者から他の職員に対する GIS 技術移転に活用できることを目指す。

### 11.2.1 QGIS の導入

DHPS には、ブータン政府が保有する有償 GIS ソフトウェアの ArcGIS のライセンス (Standard) が 1 ライセンス割り当てられており、GIS 担当者が、地理情報の収集・確認、GIS 主題図データの作成等の作業に利用している。しかし、他の DHPS 職員が、GIS データを利用するためには、職員毎に GIS ソフトウェアやライセンスの追加が必要になることから、GIS データの利用範囲は限られたものとなっていた。

今後、GIS 担当者だけではなく、他の職員にも GIS データの利用範囲を広げて、構築した GIS データベースを活用するため、無償の QGIS の導入とその利活用を推奨し、技術移転を実施した。

QGIS を推奨した理由として、無償のオープンソースの GIS ソフトウェアという点と、有償の GIS ソフトウェアと同等の機能を有している点が挙げられる。QGIS と ArcGIS を比較した場合、基本機能（編集、属性情報、印刷等）以外の面においても大きな差はなく、QGIS は現状の DHPS での GIS 処理作業において必要と思われる機能を標準で有している。発電計画の基礎情報となる「DEM からの等高線作成」や「流域界作成」等の GIS 処理では、ラスターデータ（画像データ）の空間解析の機能が必要になる。この機能は、QGIS では標準で利用可能であるが、ArcGIS の場合、別途、有償の追加ライセンスが必要になる。以上の点を考慮し、DHPS における GIS の普及と GIS データベースの利活用には QGIS が最適であると判断した。

表 11-3 QGIS と ArcGIS の比較

ライセンス/機能	QGIS	ArcGIS (Standard)	備考
ライセンス	無償/オープンソース	有償	
ベクターデータ 空間解析	利用可	利用可	
ラスターデータ 空間解析	利用可 (GRASS/Saga を使用)	有償ライセンス (Spatial Analyst)	・DEM からの等高線作成 ・流域界作成
座標系変換	利用可	利用可	
オンライン地図の読込	利用可	利用可	
複数人同時編集	利用可（同時アクセス） (Spatialite 形式を使用)	利用可	
Web GIS サーバー	無し	利用可	・Web GIS 構築・配信
高度ネットワーク解析	一部利用可	有償ライセンス (Network Analyst)	・交通ネットワーク解析 (最寄施設の検出、最短 ルート解析等)

(出典：JICA 調査団)

技術移転では、将来的に GIS 担当者から他の職員に対する GIS の技術移転も行われることを考慮し、導入から基本操作について OJT を実施した。

- ① 導入方法
- ② 基本設定（座標系、スタイル、ラベル）
- ③ 基本操作（読み込み、選択・編集・移動、属性テーブル、新規作成）
- ④ 印刷設定

### 11.2.2 座標系設定

通常、GIS で扱う地理情報の多くは、作成した国や機関が定めた座標系に基づいて整備されており、異なる座標系であったとしても、作成された際の正しい座標系が設定されていれば、GIS を用いることで複数の地理情報を一つの地図として集約することができる。しかし、GIS やデジタル情報がまだ普及していなかった時期に作成された過去の地理情報の中には、後年、GIS データとして整備された際に、作成時の座標系が不明もしくは錯誤等の理由で正しい座標系が設定されていない情報も多くある。この場合、GIS を用いたとしても、それぞれの地理情報は正確な位置で重なり合わないため、一つの地図として集約することができない。

今回、収集した地理情報の中にも、座標系が適切に設定されていないために、地形図や衛星画像等のベースマップの位置と整合しない情報が一部存在した。

技術移転では、当該データを事例に、以下の内容について OJT を実施した。

- ① 位置不整合の確認
- ② データ作成当時の本来の座標系の推定
- ③ 本来の座標系の再定義
- ④ GIS データベースの座標系への座標変換
- ⑤ 位置の整合性確認



(出典：JICA 調査団)

図 11-7 座標系設定の相違

(青：衛星画像・DEM の位置と整合している河川データ、赤：位置不整合の河川データ)

### 11.2.3 GIS 主題図データの作成方法

本調査で実施した前述の背景地図や GIS 主題図データの作成方法について、Off-JT での概要説明と QGIS を用いて OJT を実施した。

- ① DEM の楕円体高→標高変換
- ② DEM から等高線の生成
- ③ 衛星画像を利用した河川データの更新
- ④ ラスタ解析による河川流域界の作成
- ⑤ 河川縦横断データの作成

### 11.2.4 技術移転の評価

上述の Off-JT/OJT による技術移転内容について、技術移転の効果・達成度を確認するため、次回、第 6 次現地調査において、実際に独自で実施／運用ができるレベルに達しているかを判定・評価する。

表 11-4 技術移転項目および評価基準

作業	項目	評価	評価基準
データ管理	適切なデータの格納	5	5：他の技術者への指導ができるレベル 4：独自で実施／運用可能なレベル 3：内容を理解し自主練習しているレベル 2：サポートにより実施できるレベル 1：調査団の再指導が必要なレベル
QGIS 基本操作	導入方法	5	
	基本設定（座標系、スタイル、ラベル）	5	
	基本操作（読み込み、選択・編集・移動、属性テーブル、新規作成）	5	
	応用操作（属性テーブル演算、空間解析、外部プラグインの導入と活用）	4	
	印刷設定	3	
座標系設定	位置不整合の確認	4	
	座標系の推定および再定義	4	
	座標変換	5	
GIS 主題図データ作成	DEM の楕円体高→標高変換	3	
	DEM から等高線の生成	5	
	衛星画像を利用した河川データの更新	5	
	ラスタ解析による河川流域界の作成	5	
	河川縦横断データの作成	3	

（出典：JICA 調査団）

### 11.2.5 情報セキュリティ教育

GIS データベース構築のために集約した地理空間情報や GIS の運用・管理の一環として、GIS 担当者に対する情報セキュリティ対策の講義を実施した。

衛星・航空写真や、地形図・地籍図・各種施設図面などの地図だけではなく、“空間・位置”を関係付けることができれば、名称・分類・数量情報、個人情報などのあらゆる情報が地理空間情

報として扱うことができる。逆に、“位置”の情報により個人の位置を特定できるなどプライバシーに関わることもあるため、地理空間情報が個人情報の一つとして扱われる場合もある。

このように、地理空間情報・GISについても、組織の情報資産・情報システムの一部として、他の情報と同じく、セキュリティを確保する必要がある。

DHPS では、過去に、GIS 専用サーバーと GIS 専用クライアント PC2 台をネットワークで繋ぎ、定期的にサーバーのバックアップが行われていた。しかし、サーバーOS の更新がされないまま、クライアント OS のみがバージョンアップされ続け、現状、サーバーとのネットワーク接続はなく、バックアップの機能を果たしていない。現在は、GIS ルームに設置されている GIS 専用 PC とは別の独立 PC を使って、各種データのバックアップが行われている。

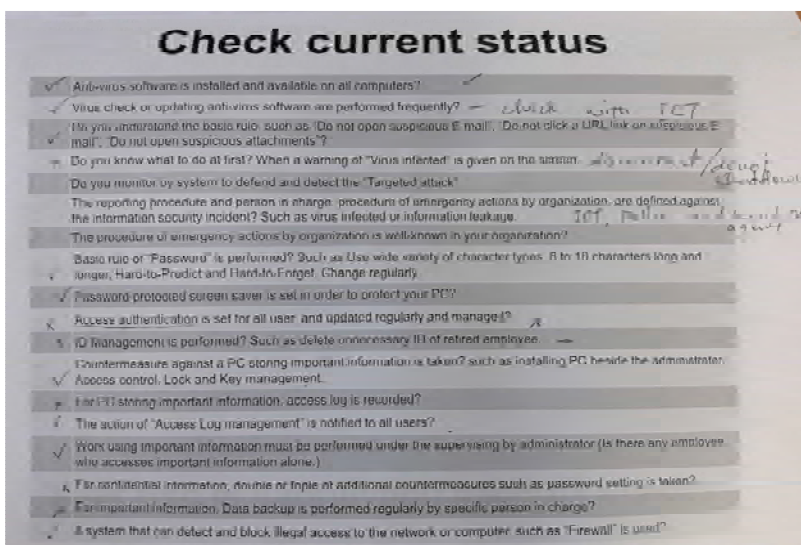
本講義では、一般的な情報セキュリティ教育で行われる詳細な情報資産抽出やリスク分析までは行わず、まずは現状に合わせて無理のない管理を始められるよう、情報セキュリティを意識して、身近なところから取り組めるような内容とした。一例として普段使用しているデータの中から重要情報を抽出し、現状の管理状態の把握と今後の管理方法の検討について説明を行うと共に、情報資産とそのリスクを把握するための情報資産管理リストの作成を実演で行った。

表 11-5 情報セキュリティ教育内容

No.	内容	形態
1	情報セキュリティ対策の必要性	説明
2	情報セキュリティ対策とは	説明
3	情報セキュリティ事故による組織の不利益	説明
4	情報資産とは	説明
5	情報資産の管理	説明
6	地理空間情報・GIS の情報セキュリティ対策	説明
7	情報セキュリティ対策の優先度	説明
8	組織としての取組み	説明
9	個別対策（オフィス・日常業務での対策／コンピュータ利用時の対策／個人での対策）	説明
10	現状をチェック	説明／実演
11	情報資産管理シートの作成	説明／実演

（出典：JICA 調査団）

現状チェックでは、現在の PC、各種情報の運用状況について、“実施できている”または“実施できていない”を回答する形式で確認を行った。“実施できている”ことを評価する目的ではなく、現状を把握することで、情報セキュリティの対策が必要なものを理解し、今後の運用方法について検討するためのものである。



(出典：JICA 調査団/DHPS)

図 11-8 情報管理について自組織の現状をチェック

情報資産管理シートについては、普段使用している地理空間情報のうち、重要なものをリストアップして、その内容、保管状態、管理者、想定される被害等の洗い出しを行った。

現状チェックの把握と共に情報資産の洗い出しにより情報セキュリティ対策の対象を具体化することで、情報セキュリティ対策の必要性を理解することができた。

本講義を通して、GIS ルームの不在時の施錠、パスワード設定の再確認、外付け HDD の導入とバックアップが行われるようになり、情報セキュリティを意識した対策が実践されるようになった。

ID	Name	Administrator	Confidential	Secret	Unremovable	Impact	Personal	Variable	Storage medium	Retention Period	Place of use	User	Threats	Countermeasure	Frequency	Format	Risk
1		Dechen Wangmo/Wangmo	Yes	No	No	3	No	3	PC	1 yr	Office	DHPS	PC failure, Leakage, Loss of data	Back up (HDD), Lock, password protection, Access control	Once in a year	Shapefile	Low
2		Dechen Wangmo	Yes	No	No	3	No	3	PC	2 yrs	Office	DHPS	PC failure, Leakage, Loss of data	Back up (HDD), Lock, password protection, Access control	Once in a year	Shapefile	Low
3		Dechen Wangmo	Yes	No	No	4	No	4	PC	1 Yrs	Office	DHPS	PC failure, Leakage, Loss of data	Back up (HDD), Lock, password protection, Access control	Once in a year	Shapefile	Medium
4		Dechen Wangmo	No	No	No	3	No	3	PC	1 Yrs	Office	DHPS	PC failure, Leakage, Loss of data	Back up (HDD), Lock, password protection, Access control	Once in a year	Shapefile	Low
5		Dechen Wangmo	No	No	No	2	No	3	PC	5 Yrs	Office	DHPS/DG PC	PC failure, Leakage, Loss of data	Back up (HDD), Lock, password protection, Access control	Once in a year	Excel Sheet	Low
6		Dechen Wangmo	No	No	No	2	No	3	PC	5 Yrs	Office	DHPS/DG PC	PC failure, Leakage, Loss of data	Back up (HDD), Lock, password protection, Access control	Once in a year	Excel Sheet	Low
7		Dechen Wangmo	No	No	No	3	No	3	PC	5 yrs	Office	DHPS/DG PC	PC failure, Leakage, Loss of data	Back up (HDD), Lock, password protection, Access control	Once in a year	Excel Sheet	Medium
8		Dechen Wangmo/Wangmo	Yes	Yes	No	5	Yes	5	PC	10 yrs	Office/GIS room	DHPS	PC failure, Leakage, Loss of data	Back up (HDD), Lock, password protection, Access control	Two times a year	Shapefile	High
9		Dechen Wangmo/Wangmo	No	No	No	2	No	2	PC	3 yrs	Office/GIS room	DHPS	PC failure, Leakage, Loss of data	Back up (HDD), Lock, password protection, Access control	Once a year	Shapefile	Low
10		Dechen Wangmo/Wangmo	Yes	Yes	No	5	Yes	5	PC	2 yrs	Office/GIS room	DHPS	PC failure, Leakage, Loss of data	Back up (HDD), Lock, password protection, Access control	Two times a year	Shapefile	High
11		Wangmo	Yes	No	No	2	No	3	PC	1 Yrs	Office/GIS room	DHPS	PC failure, Leakage, Loss of data	Back up (HDD), Lock, password protection, Access control	Once in a year	Shapefile	Low
12		Wangmo	Yes	No	No	4	No	4	PC	5 Yrs	Office/GIS room	DHPS	PC failure, Leakage, Loss of data	Back up (HDD), Lock, password protection, Access control	Once in a year	Raster	Medium
13		Wangmo	Yes	No	Yes	3	No	5	PC	10 yrs	Office/GIS room	DHPS	PC failure, Leakage, Loss of data	Back up (HDD), Lock, password protection, Access control	Once in a year	Raster	Low
14		Dechen Wangmo/Wangmo	No	No	Yes	5	No	5	Shelf	3 Yrs	Office/GIS room	DHPS	Loss of Business Information, Theft, Fire/wear & tear	Lock, Digitize the hard copy	Always	Document	High

(出典：JICA 調査団/DHPS)

図 11-9 GIS 担当者と共に作成した情報資産管理シート

## 第 12 章 経済財務分析

### 12.1 水力セクター関連機関の財務状況<sup>55</sup>

#### 12.1.1 DGPC

DGPC の 2017 年の総発電量は 7,248.9GWh で前年に比較し 4.2%低下し、売電収入に営業外利益を加えた総収入 Nu. 12,277 百万で、2016 年の Nu. 12,883 百万で 5.2%減少、粗収入から営業費用を差し引いた税引前利益も Nu. 7,224 百万と 2016 年の Nu. 7,952 百万に比べ 9.2%程度低下した。この営業利益から税金（殆どが法人税）を支払い、企業年金の見直しなどの調整の結果、2017 年の純利益は Nu. 5,176 百万であった（2016 年は Nu. 5,580 百万で 7.2%低下）。利益低下の要因は売電収入の減少と 2017 年 1 月から適用された託送料金の値上げ（Nu. 0.114/kWh から 0.195/kWh）によるものである。このように純利益額は若干低下したものの、DGPC の財務状況は非常に健全であると判断できる。

2017 年の自己資本率 [自己資本/総資産] は 84%にも達し、優良会社とされる国際基準（一般的に 70%以上が理想的とされ、わが国で経営状態が良好な企業でも 40-60%程度である。）からみても理想的な総資本構成と言っても過言ではない。2017 年の貸借対照表においても、純利益から投資活動および財務活動上の支払いの後の現金（および同等物）が 1 年間で Nu. 178 百万増加し、期末の残高は Nu. 1,277 百万となっている。投資および財務活動の主たるキャッシュ・アウトフロー（資金流出）項目は配当金支払い（Nu. 4,253 百万；前年度は Nu. 3,819 百万）とローン返済と利息の支払い（Nu. 1,908 百万；前年度 Nu. 2,725 百万）に充てられたものである。

企業の財務状況、特に企業の、総合力（生産性）、収益性、安全性、効率性、成長性などを分析する一般的ツールとして財務比率分析（Ratio Analysis）がある。その一部を用いて DGPC の 2017 年の財務状態を概観すると、以下の通りである。

#### (1) 純利益売上高率

企業の収益性を判断する純利益売上高率（当期純利益/当期売上高）は 2016 年と 2017 年夫々が 43.3%および 42.2%と国際基準で優良とされる 5%を大幅に上回っている。

#### (2) 自己資本利益率

企業の総合力（生産性）および収益性を判断する自己資本利益率（Return on Equity、RoE：自己資本利益率＝当期純利益/自己資本）は 2016 年が 12.6%、2017 年が 11%と、国際的に優良企業とされる RoE の目安“10%以上”を越して、資本効率の基準を達成している（因みに本邦電力会社の RoE の単純平均は 8%程度である）。

<sup>55</sup> このセクションの情報源は各機関の 2017 年度年次報告書である。

### (3) 流動性・当座比率

企業財務の安全性の目安もしくは短期債務返済能力を測る指標とされる流動性比率（流動性資産/流動負債）は139%（2016年132%）であり。優良企業の目安とされる“150-200%以上”の基準は満たしていない。しかしながら、発電事業の性格から、在庫資産は極めて僅少で、資金繰りの厳密な指標である当座比率（流動資産から在庫を差し引いたもの/流動負債）は126%（2017年）で、目安となる100%を超えており、資金繰り面でも問題はない。

この様に DGPC の財務の現況を見ると事業からの特に収益面の業績は申し分ない。

#### 12.1.2 BPC

BPC は送配電による電力の国内供給と、インド国境地点までインドへの電力輸出入の送電を担う公企業であり、DGPC と同じく公企業の持ち株会社 Druk Holding and Investments Ltd, (DHI) の傘下にある。送配電プロジェクトの実施により、2017年1年間で、16軒の High Voltage (HV)、59軒の Medium Voltage (MV) を含み新たに 7,979 軒の需要家を増やし、ほぼ 100%に近い合計 185,130 軒の国内需要家に電力を供給している。2017年の電力販売量は 2016年と比較し 8.1%増の 2,185.1GWh、最大電力は11月の 362.1MW であった。BPC の送配電ロスは低く 2%に過ぎず、また電力料金の徴収率も 98.5%に達している。BPC は今後も送配電事業の強化を目指しており、主な計画としては Dagapela の 220kV 変電所建設や Kanglung から Phuentshotang や Montanga を経て Nganglam までの 2 回線送電線、等がある。

BPC の主たる収入源は国内売電収入、送配電建設契約およびインド国境までの託送料 (wheeling charges) である（その他に僅かながら受取利息などの営業利益がある）。2017年の総粗収入は Nu. 11,507 百万で 2016年に比較し 2.9%低下した（2016年 Nu. 11,853 百万）。しかしながら売電に限った 2017年の収入は 2016年の Nu. 4,799 百万 から Nu. 6,627 百万へと 38.1%増加し、同じく託送料も Nu. 659 百万から Nu. 1,036 百万へと 57.2%上昇した<sup>56</sup>。他方で建設契約金額が Nu. 3,446 百万とほぼ半減したために総売上高が低下したものである。

支出面では、買電料金が DGPC の売電料金値上げ<sup>57</sup>、およびロイヤルティー支払方式変更の結果 (RE の有料化)<sup>58</sup>、前年度の Nu. 1,408 百万から Nu. 3,699 百万へと 2.5 倍近く上昇した。但し、他方で主要送電線建設の多くが終了したことにより建設資材費が大幅に減り、買電料金上昇はこの建設資材費減少によりほぼ相殺され、支出全体は前年度より漸増の Nu. 9,615 百万であった（2016年は Nu. 9,601 百万）。以上の結果、BPC の 2017年の税引き前利益は、前年に比べ総売上高の若

<sup>56</sup> 託送料金の値上げ (Nu. 0.114/kWh から 0.195/kWh) が大きく寄与している。

<sup>57</sup> 2017年の買電料金改定は Nu. 1.39/kWh から Nu. 1.59/kWh であった。

<sup>58</sup> ロイヤルティエネルギーは、2017年に、DGPC から BPC へ無料で電力供給していた従来の方式を改めて、財務省が DGPC からロイヤルティを徴収し、その中から、補助対象となる小口需要家へ、電力料金補助として BPC へ補助金を支払う方式に変更された。

千の低下を反映し、Nu. 1,893 百万（前年度は Nu. 2,251 百万）となった。純利益も諸税（Nu. 564 百万）の支払および調整額の後、前年度の Nu. 1,578 百万から減少し Nu. 1,328 百万となり、税引前、後の利益ともに 16%程度低下した。

BPC の 2016/17 年の財務状態を概観すると、以下の通りである。

**(1) 純利益売上高率**

BPC の収益性を確認すると、純利益売上高率は一般的基準とされる 5%を上回り 11.5%であった（前年度は 13.3%）。

**(2) 自己資本利益率**

収益性は上記のように高かったものの、企業の収益性も含む総合的強さを判断するもう一つの目安である RoE は優良企業の一般的目安とされる 10.0%を前後しており、2016 年は 11.4%、2017 年は 9.7%を達成している。わが国 10 電力会社の単純平均値（8~9%）は超えている。

**(3) 流動性／当座比率**

財務の安全性の指標である財務比率は、流動性比率は 102.2%と目安の“150%-200%”を下回り、前年の 138.0%から更に低下している。DGPC の項でも述べたように、より適正な当座比率では、2017 年は 96%（2016 年は 131%）で、指標基準とされる 100%をやや下回っている。BPC の流動性指標は危険水準ではないものの、運転資金調達力が低下していることは否めない。

**12.1.3 DHI 企業グループ**

DHI グループはブータン政府が 100%所有する持株会社 Druk Holding and Investments Limited (DHI) によって運営管理されている企業群である。DGPC および BPC に加え Bhutan Telecom, Drukair 等、ブータン王国を代表する公企業 11 社の完全持ち株会社 (100%の株式を所有) であり、他にも DHI が 51%以上の株式を所有する企業 9 社（代表例は Bank of Bhutan）、更に公開株式の 50%もしくはそれ以下の株を所有する提携会社（linked companies）3 社の合計 23 社を傘下におさめている。

表 12-1 DHI 企業構成



No	企業	事業	持ち株率 (2017 年末)
1	Druk Holding and Investments Ltd.	Holding Company	100.00
2	Bank of Bhutan Ltd	Finance	80.00
3	Dungsum Polymers Ltd	Manufacturing	51.00
4	Bhutan Board Products Ltd	Manufacturing	57.60
5	Bhutan Board Exports Ltd	Manufacturing	57.60
6	State Trading Corporation of Bhutan Ltd	Trading	56.60
7	Construction Development Corporation Limited	Real Estate	100.00
8	Thimphu TechPark Ltd (previously named Thimphu TechPark Private Ltd)	Real Estate	100.00
9	State Mining Corporation Ltd	Non-trading	100.00
10	Bhutan Telecom Ltd	Communications and Transport	100.00
11	Drukair Corporation Ltd	Communications and Transport	100.00
12	Druk Green Power Corporation Ltd	Energy and Resources	100.00
13	Bhutan Power Corporation Ltd	Energy and Resources	100.00
14	Natural Resources Development Corporation Ltd	Energy and Resources	100.00
15	Dagachu Hydropower Corporation Ltd	Energy and Resources	59.00
16	Tangsibji Hydro Energy Ltd	Energy and Resources	100.00
17	Wood Craft Centre Limited	Manufacturing	100.00
18	Penden Cement Authority Ltd	Manufacturing	40.00
19	Koufuku International Limited	Manufacturing	80.00
20	Bhutan Ferro Alloys Ltd	Manufacturing	28.42
21	Royal Securities Exchange of Bhutan Ltd	Manufacturing	16.35
22	Kholongchu Hydro Energy Limited	Energy and Resources (JV)	50.00
23	Bhutan Hydro Services Limited	Energy and Resources (JV)	51.00

(出典：DHI 2017 年年次報告書)

政府の 100%子会社である DHI は傘下企業から支払われた配当金収入から諸税と自らの配当金を政府に納めなければならない。配当金額は決まった形式で支払われるのではなく、傘下公企業の税引後利益から当該事業体の投資・財務計画、予測利益、資本構成目標、DHI から財務省に支払うべき配当金など総合的に勘案した「残余配当政策」(residual dividend policy)に基づき配当額が年ごとに決められている。

以下の財務状況は、DHI の連結決算財務諸表に基づくもので、傘下企業の財務活動をすべて反映するものである。DHI の総資産は 2008 年創立時の Nu. 51,092 百万から 2017 年の 10 年間で年率 14%の高率で増加し、Nu. 172,950 百万(固定資産：Nu. 141,660 百万、流動資産：Nu. 31,290 百万)に達している。2017 年の総収入は Nu. 38,896 百万で支出総額は Nu. 26,996 百万であった。DHI の 2017 年末の総資産は Nu. 172,950 百万、対する総資本は自己資本 Nu. 88,713 百万、負債 Nu. 84,237 百万であった。

DHI の財務状況をみると、収益性の観点からは総売上高純利益率（15.5%）、安全性も自己資本率（51.3%）であった。安全性を測る流動性比率は 203%（2016 年 240%）で、何れも標準を上回った。RoE は 7.4%（2016 年 7.0%）と標準目安の 10%を下回った。

次の表は、DGPC と BPC の DHI グループに於ける財務関連の関係性を示したものである。

表 12-2 DGPC および BPC の DHI における財務的ポジション

（単位：Nu. 百万）

	DHI	DGPC		BPC	
総資産	172,950	54,943	32%	28,964	17%
総負債	84,237	8,776	10%	15,269	18%
固定資産	141,661	48,330	34%	23,111	16%
自己資本	88,713	46,167	52%	13,695	15%
自己資本における準備金	38,034	14,621	38%	5,820	15%
収益	38,896	12,277	32%	11,507	30%
税引前利益	11,900	7,224	61%	1,893	16%
税金	5,889	2,137	36%	564	10%
税引き後利益	6,011	5,176	86%	1,328	22%
配当金	4,254	4,253	100%	1,449	34%

注：％は DHI グループにおけるシェア比率

（出典：DHI、DGPC、BPC の 2017 年次報告書）

DGPC と BPC の DHI グループの総資産に占める割合は、49%であるのに対し、売上および税引き後利益に占める割合は、夫々62%、108%と大きな貢献をしており、他のセクターの赤字を補填してグループ全体の利益を担保するエネルギーセクターの持つ重要性が如実である。DHI は公的資産の健全な運用管理という企業目標に加えて、ブータンにおける民間セクター育成のための先鞭的役割を設立趣旨としていることを理解する必要がある。

2017 年の DGPC から DHI への配当金と DHI からの政府への配当金支払額はほぼ同等で、BPC を含む他の企業からの DHI への配当金は、政府には支給されていないことを意味する。他方、DHI の政府に対する配当金はその自己資本配当比率 5%、株式資本配当比率 10%と、決して標準的な配当金方針として遜色ないものである。DHI の自己資本構成をみると、利益準備金が Nu. 380 億と、グループの年間売上と匹敵する金額が内部留保されている。この内部留保水準が、将来の DHI の直接投資活動を行うための資本準備能力と理解できる。

## 12.2 水力発電プロジェクトの実施方式

### 12.2.1 水力発電所の規模別分類

「BSHDP 2008」は水力発電所の設備容量に応じ以下のように分類している。

- ミニ/マイクロ (Micro/Mini) プロジェクト: 1MW 以下
- 小規模 (Small) プロジェクト: 1MW-25MW
- 中規模 (Medium) プロジェクト: 25MW-150MW
- 大規模 (Large) プロジェクト: 150MW-1,000MW
- メガ (Mega) プロジェクト: 1,000MW 以上

### 12.2.2 開発及び融資方式

前項の分類の中で、中規模以上の水力発電プロジェクト開発に対しては外国政府や企業の参画が奨励されており、開発の方式（融資形態、借入機関、借款返済も含む実施主体、等）を Bhutan Sustainable Hydropower Development Policy に準拠し、以下の表のように類型化する。G-G 方式はインドとの特別な実施形態である。また DHPS によればこの類型化を見直す作業が現在進んでいるとのことである。

表 12-3 電力案件の融資形態 (Financing Modality)

実施セクター	実施モダリティ	融資返済責任	資本構成	資金調達モダリティ	債務保証	備考	ブータンにおける実施例	
政府	G-G (IG)	Special Purpose Authority (SPA)	RGoB/DGPC	100% RGoB/DGPC	Grant + Loan	RGoB	ブータン政府とインド政府間の合意に基づき、SPC を設立し SPC の資本金はインド政府からのグラント、債務返済は SPC が責任を持つ	Chhukha, Kurichhu, Tala, Mangdechhu, (Punatsangchhu I & II)
	JV	Special Purpose Company (SPC)	SPC	50% RGoB/DGPC	Grant + Loan	RGoB	コンセッション期間は 30 年（延長の可能性あり）。インドの SJVNL が 50% 出資。実施状況についてはブータン政府が監督	Kholongchhu
	G-G (一般ケース)	DGPC	SPC	100% DGPC	Reserve + Loan	RGoB	コンセッション期間は 30 年。SPC はブータン政府/DGPC が 100% 所有する。	Nikachhu
		SPA	RGoB/DGPC	100% RGoB/DGPC	Grant + Loan	RGoB	政府により PMU/PIU が設置され、実施主体となる。	Basochhu
Public Private Participation	Build-Own-Operate-Transfer (BOOT)	Build-Own-Operate-Transfer (BOOT)	SPC	Majority DGPC	Equity + Loan	資本比率に応じた債務保証	コンセッション期間は 30 年（延長の可能性あり）。実施状況についてはブータン政府が監督。	Dagachhu

(出典：Bhutan Sustainable Hydropower Development Policy, 他)

ブータン王国では、インド政府との G-G (Public-Public Partnership, 2 国間協力) ベースのもと水力発電所を建設する場合、両国政府の合意のもと両国の電力公社 (ブータン側は DGPC) が資本参加する特別目的事業体 (Special Purpose Company: 特別目的会社、または Special Purpose Authority: 特別目的庁、以降双方を含め特別目的会社と記述) が設立され、その特別目的会社が建設の実施および管理を行う方式が採られている。「BSHDP ではこの融資・実施形態を Public-Public Partnership と定義し、通常 Joint Venture (J/V:合弁事業)と呼称されている。一般的に国際的 J/V は民間企業が共同で資金を投入し (多くの場合、事業会社を当該国に設立の上) 建設を実施する方式を指し、当該国の公企業同士が当該国政府の特命により合弁企業を設立し、国が資金投入する例は少ない (よって本項ではこれ以降ブータンで J/V と呼称されている方式を括弧付きの「J/V」と記述する)。

Public-Public Partnership もしくは G-G ベースの国際的通例は、建設される国の電力担当政府機関内または電力公社/電力企業内に Project Management Unit (PMU) /Project Implementation Unit (PIU) が設立され、その PMU/PIU が建設および管理を実施し、融資国・融資機関は進捗に応じて貸付実行(disburse)するものである。

「BSHDP」は、その他の方式として、“Build-Own-Operate-Transfer (BOOT)”、“Public-Private Partnership (PPP)”並びに“Strategic Partnership (SP)”も定義している。BOOT 方式は政府が認可する開発投資家に 30 年間の発電・売電の権利 (concession) を付与し、30 年後に政府へ移管するものである (concession は延長可能)。2009 年にインド・ブータン王国によって締結された”Joint Venture Hydropower Projects Agreement”では、この BOOT 方式のもとに「J/V」で共同開発を進めることにしている。ブータンのように、国が指定する公企業同士間でそれも入札無しで BOOT が実施されることは一般的通念とは若干異なっている。この方式は「水力政策」が定める“政府が入札無しで戦略的パートナーを選び、特別目的事業体 (特別目的会社/特別目的庁) を設立の上、発電所を建設する SP 方式の範疇に入るものと考えられる。BOOT モデルが初めて適用されたのは、Dagachhu プロジェクトである。DGPC からの 59% 資本出資に加えて、Tata Power Company of India およびブータン年金基金 (National Pension and Provident Fund of Bhutan) が夫々 26% と 1% を出資して設立された。また、ADB もグラントと借款を実施、またオーストリアの Raiffeisen Zentralbank Osterreich AG (RZB) も融資している。現在 ADB の支援を受け、Nikachhu 発電所が第 2 号 BOOT 案件として建設中である。

G-G ベースの協力の下では前述した通り、政府機関なり電力公社・企業内に設立される PMU/PIU が建設の実施・管理をすることが一般的であるが、インド政府資金協力のもとでは「水力政策」が定義する「J/V」 (特別目的事業体) が設立されその任に当たっている。

「J/V」の PMU/PIU との違いは、建設後も (電力公社・企業とは別途) 独自に運営にも携わる点にある。「J/V」方式が採られている理由は、インド政府が建設資金のほぼ全てを負担している

ことに加え、発電される電力の殆どがインドに売電されることから、インド政府自体も建設・管理そして運営に発言力を保持する目的があるものと思料される。

### 12.2.3 開発実施例

ブータン王国が外国政府、国際機関、民間からの資金支援を得て過去に開発した案件、現在建設中案件、計画中案件の実施主体、建設方式、所要コスト、融資機関と貸出条件、等の概要は、下記表 12-4 の通りである。

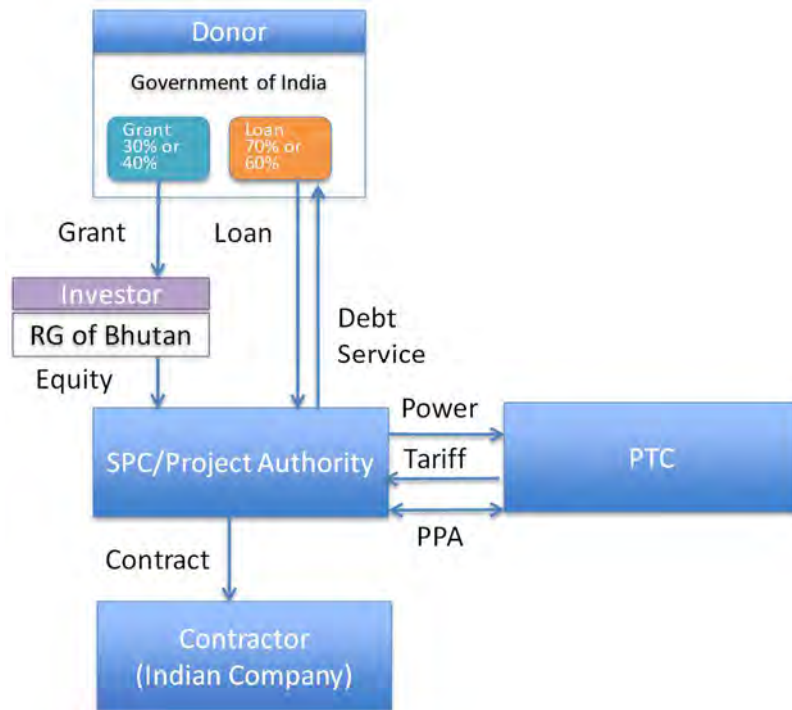
表 12-4 開発実施例

No.	Name of Project	Capacity (MW)	Completion Year	Implementation Agency (Current Owner)	Implementation Method	Financing Modality	Construction Cost (Nu.Mil.)	Financing	Remarks
<b>On Operation</b>									
1	Chhukha	336	1986-1988	Chhukha HP Authority (DGPC)	Special Purpose Authority (SPA)	G-G	2,465	GoI (Grant: 60%), Loan: 40%	Loan: Interest: 5.0%, 15 years Repayment
2	Kurichhu	60	2001-2002	Kurichhu Project Authority (DGPC)	SPA	G-G	2,240	GoI (Grant: 60%), Loan: 40%	Loan: Interest: 10.75%, 12 years Repayment
3	Basochhu	64	2001-2004	Basochhu HP Corp. (DGPC)	Special Purpose Company (SPC)	G-G	1,446	Government of Austria (Grant:37%, Loan:49%), RGoB: 14%	Loan: Interest: 0%, 20 years Repayment
4	Tala	1,020	2006-2007	Tala HP Authority (DGPC)	SPA	G-G	41,259	GoI (Grant: 60%), Loan: 40%	Loan: Interest: 9.0%, 12 years Repayment
5	Dagachhu	126	2015	Dagachhu Hydro Power Corporation (DHPC)	SPC	BOOT	12,520	Equity: (1) DGPC: \$49M (59% Equity), (2) Tata Power: \$21.5M (26% Equity) (3) NPPF: \$12.4M (15% Equity) Loan: (1) ADB: Hard loan \$51M, concessional loan: \$29.4M, Additional concessional loan: \$35.1M, (2) Austrian Export Credit Agency: \$54.1M.	(1) Part of DGPC Equity contribution was financed by ADB Grant and Concessional Loan. (2) ADB Concessional Loan: Interest 3.15%, 40 years repayment (including grace period of 8 years), Hard loan: interest based on LIBOR 25 years repayment (5 years grace), Additional Loan interest 1-1.5%, 30 years repayment (8 years grace). (3) Based on PPA, power is transmitted and sold in India by Tata Power Trading.
<b>Under Construction</b>			<b>Commencement/Completion</b>						
6	Mangdechhu	720	(Nov. 2018)	Mangdechhu HP Authority	SPA (MHPA)	G-G	52,709	GoI (Grant: 30%), Loan:70%)	Loan: Interest 10.0%, 17 years Repayment
7	Nikachhu	118	2015 (2020)	Tangsibji Hydro Energy Ltd. (DGPC's Subsidiary)	SPC	BOOT	11,891	Total Cost: \$198 million Debt/Equity Ratio: 65%/35% Equity: \$69 million/ DGPC 100% (ADB: \$50.5 million, Grant/Loan 50:50) Loan: \$129 million/ ADB: \$70 million, ICB: \$59 million	
8	Punatsangchhu I	1,200	(2022/23)	Punatsangchhu HP Authority	SPA (PHPA)	G-G	93,756	GoI (Grant: 40%), Loan: 60%)	Loan: Interest 10.0%, 15 years Repayment
9	Punatsangchhu II	1,020	(2020/21)	Punatsangchhu HP Authority	SPA (PHPA)	G-G	72,906	GoI (Grant: 30%), Loan:70%)	Loan: Interest 10.0%, 15 years Repayment

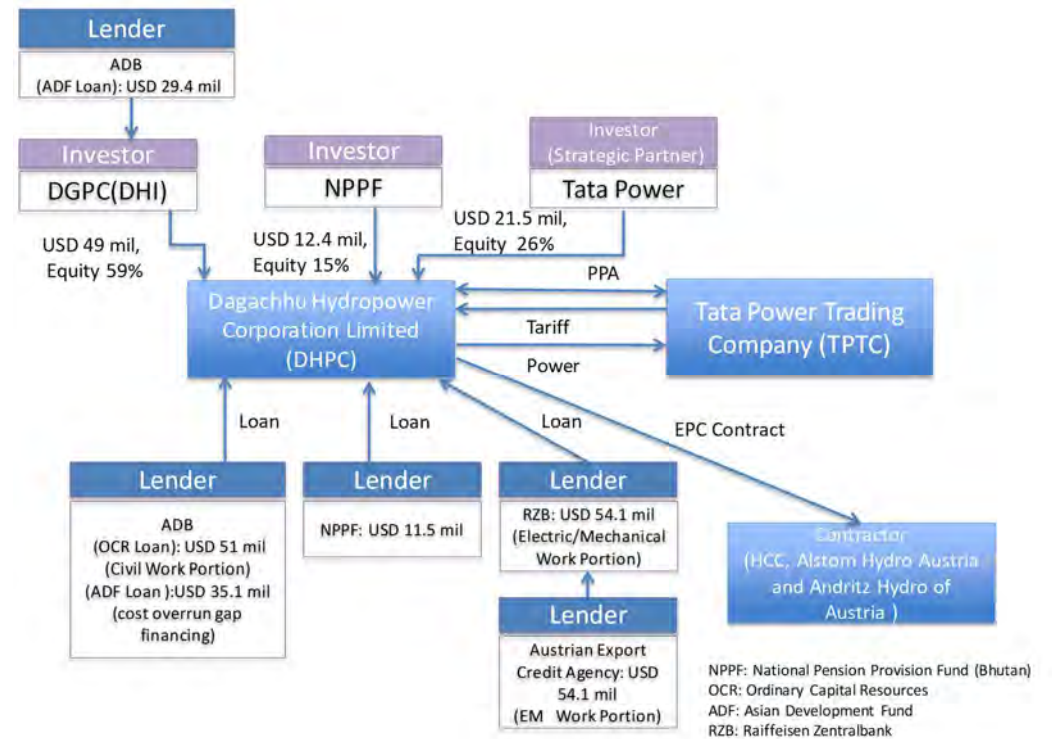
No.	Name of Project	Capacity (MW)	Completion Year	Implementation Agency (Current Owner)	Implementation Method	Financing Modality	Construction Cost (Nu.Mil.)	Financing	Remarks
10	Kholongchhu	600	2015 (2023/24)	Kholongchhu HE Limited (J/V)	SPC (KHEL)	(J/V)	38,690	DGPC: 50%, SJVN, India: 50%. GoI provided DGPC with grant for the part of equity	Listed in 2009 Agreement
11	Sankosh	2,585	2019/20 (2027/28)	TBD	TBD	G-G	97,628	TBD	
<b>Planned</b>									
12	Druk Bindu I&II	18/8	TBD	DGPC	TBD		TBD	TBD	DPR completed in 2017
13	Nyere Amari I&II Integrated	404	TBD	DGPC	TBD		TBD	TBD (ADB under discussion)	DPR completed in 2017
14	Dorjilung	1,125	TBD	TBD	TBD		TBD	TBD	DPR completed in 2017
15	Kuri-Gongri	2,640	TBD	TBD	G-G		TBD	Expected GoI assistant	
16	Wangchhu	570	TBD	SPC (J/V)	SPC (J/V)	(J/V)	TBD (40,028)	Expected GoI assistant	Listed in 2009 Agreement
17	Chamkharchhu- I	770	TBD	SPC (J/V)	SPC (J/V)	(J/V)	TBD (47,760)	Expected GoI assistant	Listed in 2009 Agreement
18	Bunakha	180	TBD	SPC (J/V)	SPC (J/V)	(J/V)	TBD (24,926)	Expected GoI assistant	Listed in 2009 Agreement

(出典 : DHPS)

G-G Public-public Partnership

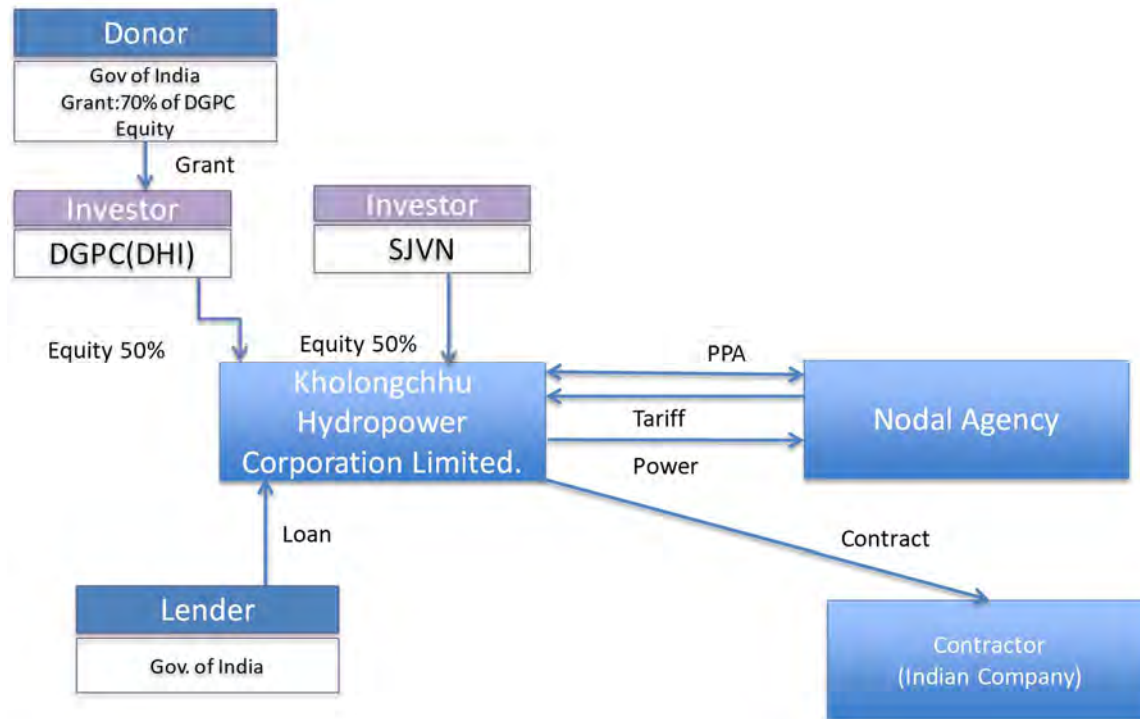


Dagachhu

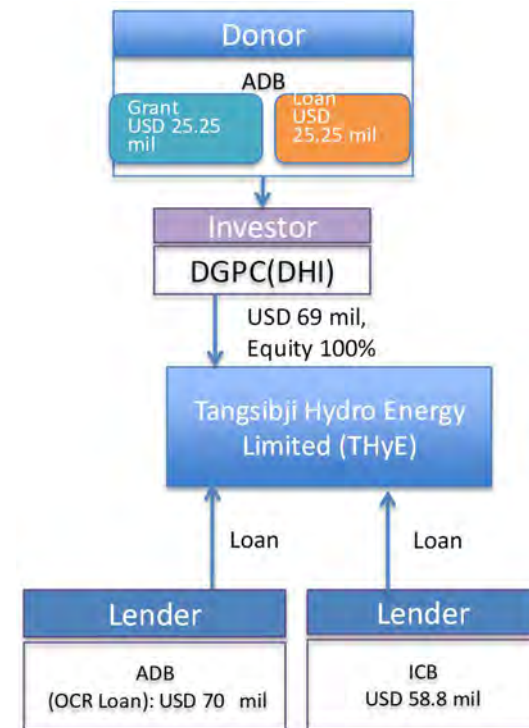




Kholongchhu



Nikachhu



(出典: JICA 調査団)

図 12-1 開発実施体制の例

## 12.3 個別地点の経済財務分析

### 12.3.1 財務分析と実施方式による比較

本項では、Pinsa 地点の開発をモデルとして、経済財務分析を行う。財務分析では既存の G-G スキームをはじめ、ドナー借款を活用した ODA 事業や、民間資金を用いた PPP など、実施方式による比較を行う。

#### (1) 前提条件

財務分析の前提条件は、表 12-5 に示す通りである。

表 12-5 財務分析の前提条件

項目	前提条件
1. 全般	
・ 対象開発地点	Pinsa
・ プロジェクト開始年	2026 年（建設工事開始）
・ 運営期間	30 年間
・ 建設期間	6 年間（ベースケース）
・ 通貨表示	Million Nu.（プライスエスカレーションを見込んだ名目価格で表示する）
・ プライスエスカレーション（年率）	外貨 2.0% 内貨 4.3%
・ 株主資本コスト （平均売電原価の推計に使用）	15.0%（年率）
2. 発電・売電収入	
・ 輸出電力価格	4.2 Nu.（G-G スキーム、ODA スキームのインド国内向けを想定） 4.6 Nu.（PPP スキーム、IPP スキームの他国向け外貨建売電価格としてバングラデシュ国の輸入価格から想定）
・ 発電容量	153MW
・ 年間発電量	672GWh
・ 発電ロス	1.2%
3. 初期投資費用（建設費）、再投資費用（オーバーホール）	
・ 建設費用の内貨／外貨比率	1.5
・ 建設計画（支出計画）	1 年目 2 年目 3 年目 4 年目 5 年目 6 年目
発電所	10% 20% 20% 20% 20% 10%
送電線	— — 20% 70% 10% —
・ オーバーホール（運営期間中）	機電設備について、運転 15 年後に建設費の 25%を支出する
・ オーバーホール（運営期間終了時）	機電設備について、運営期間終了時に建設費の 50%を支出する
4. O&M 費・その他費用	
・ O&M 費	建設費の 1%（年間）
・ 減価償却	30 年間（定額法）
・ 法人所得税	税引前利益の 30%

（出典：JICA 調査団）

#### (2) 建設費

有望開発地点の選定時に概算した Pinsa 地点の建設費に基づいた初期投資額の支出計画を表 12-6 に示す。建設開始を 2026 年とした場合の建設費は 13,715 million Nu.である。

表 12-6 初期投資額（建設費の支出計画）

Item	2018 Price (Base Cost)	Nominal Cost with Price Escalation						
		Total	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>Direct Cost</b>	<b>7,105</b>	<b>10,176</b>	<b>721</b>	<b>1,492</b>	<b>1,992</b>	<b>3,219</b>	<b>1,894</b>	<b>856</b>
I. Preparation Work	235	336	31	64	66	68	71	37
II. Environmental Mitigation Cost	16	23	2	4	4	5	5	2
III. Civil Works	1,578	2,254	207	428	442	458	474	245
IV. Hydromechanical Works	778	1,111	102	211	218	226	234	121
V. Electrical Works	2,902	4,145	380	786	814	842	872	451
VI. Transmission Line	1,596	2,308	0	0	447	1,621	240	0
<b>Non-construction Cost</b>	<b>2,479</b>	<b>3,540</b>	<b>324</b>	<b>671</b>	<b>695</b>	<b>719</b>	<b>744</b>	<b>385</b>
VII. Administration and Engineering Cost	826	1,180	108	224	232	240	248	128
VIII. Contingency	1,653	2,360	216	448	463	480	496	257
<b>Total</b>	<b>9,584</b>	<b>13,715</b>	<b>1,046</b>	<b>2,164</b>	<b>2,687</b>	<b>3,939</b>	<b>2,639</b>	<b>1,242</b>

（出典：JICA 調査団）

### (3) 比較対象とする実施方式

比較対象とする実施方式は図 12-2～図 12-7 の通りである。実施方式それぞれの資金調達条件及びブータン政府にとってのロイヤリティ収入等の条件を表 12-7 に示す。

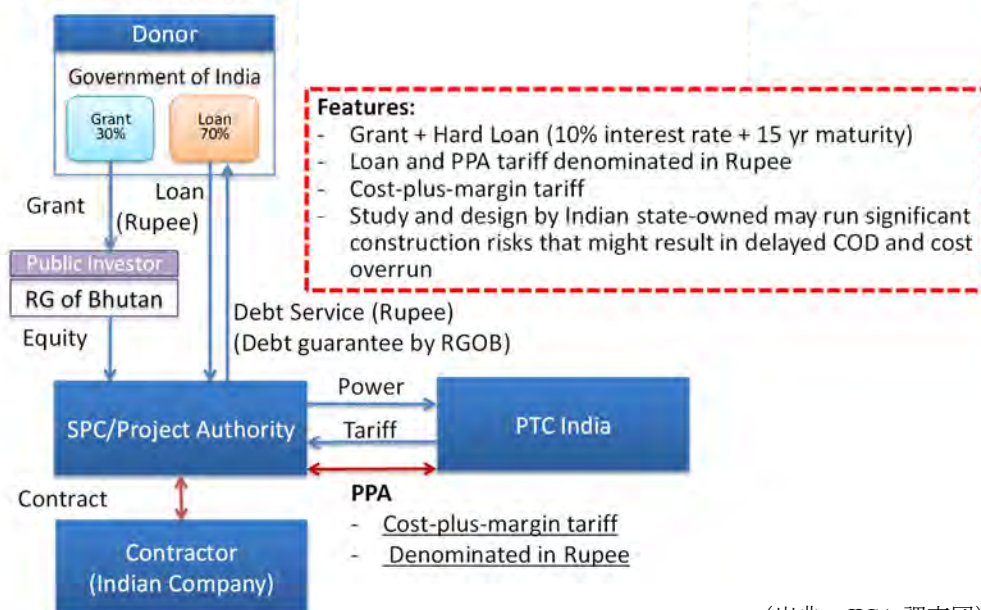
表 12-7 財務分析の前提条件

項目	実施条件
<b>1. G-G スキーム</b>	
・ 融資比率	70%（インド政府による融資）
・ ブータン政府の自己資金負担	なし（建設費の 30%をインド政府が無償供与する）
・ 融資条件 （インド政府融資、内貨建）	金利：年利 10.0% 据置期間：6 年（建設期間）、返済期間：15 年
・ ブータン政府の収入	ブータン政府側の売電持分：100%
<b>2. ODA スキーム</b>	
・ 融資比率	85%（ドナーによる譲許性の高い融資を想定）
・ ブータン政府の自己資金負担	あり（建設費の 15%を自己負担する）
・ 融資条件 （ODA 融資、外貨建）	金利：年利 0.9% 据置期間：10 年、返済期間：20 年
・ ブータン政府の収入	ブータン政府側の売電持分：100%
<b>3. PPP スキーム</b>	
・ 融資比率	70% （ドナーによる民間事業向け融資：35%、民間銀行による融資：35%）
・ ブータン政府の自己資金負担	あり（建設費の 15%を出資金として自己負担する）
・ 融資条件	・ ドナーによる民間事業向け融資（外貨建） 金利：年利 3.5%、据置期間：4 年、返済期間：16 年 ・ 民間銀行による融資（内貨建） 金利：年利 10.0%、据置期間：4 年、返済期間：10 年
・ ブータン政府の収入	ブータン政府側の売電持分：50% Energy Royalty 収入（当初 12 年間：12%、その後 18 年間：18%）
<b>4. IPP スキーム 1</b>	
・ 出資比率	30%（民間事業者が全額出資する）
・ 融資比率	70% （ドナーによる民間事業向け融資：35%、民間銀行による融資：35%）
・ ブータン政府の自己資金負担	なし
・ 融資条件	・ ドナーによる民間事業向け融資（外貨建） 金利：年利 3.5%、据置期間：4 年、返済期間：16 年 ・ 民間銀行による融資（内貨建）

	金利：年利 10.0%、据置期間：4 年、返済期間：10 年
・ ブータン政府の収入	Energy Royalty 収入（当初 12 年間：12%、その後 18 年間：18%）
<b>5. IPP スキーム 2</b>	
・ 出資比率	30%（IPP スキーム 1 と同様）
・ 融資比率	70%（IPP スキーム 1 と同様）
・ ブータン政府の自己資金負担	なし
・ 融資条件	IPP スキーム 1 と同様
・ ブータン政府の収入	Energy Royalty 収入（運営期間 30 年間に亘り 12%） 加えて、Free Energy として年間売電量の 21.8%を受け取る
<b>6. IPP スキーム 3</b>	
・ 出資比率	30%（IPP スキーム 1 と同様）
・ 融資比率	70%（IPP スキーム 1 と同様）
・ ブータン政府の自己資金負担	なし
・ 融資条件	IPP スキーム 1 と同様
・ ブータン政府の収入	Energy Royalty 収入（運営期間 30 年間に亘り 12%） Capacity Royalty として、当初 15 年間 248 Nu./kW、その後 15 年間 1,116 Nu./kW を受け取る 加えて、Free Equity としてフリーキャッシュフローの 27%を受け取る

（出典：JICA 調査団）

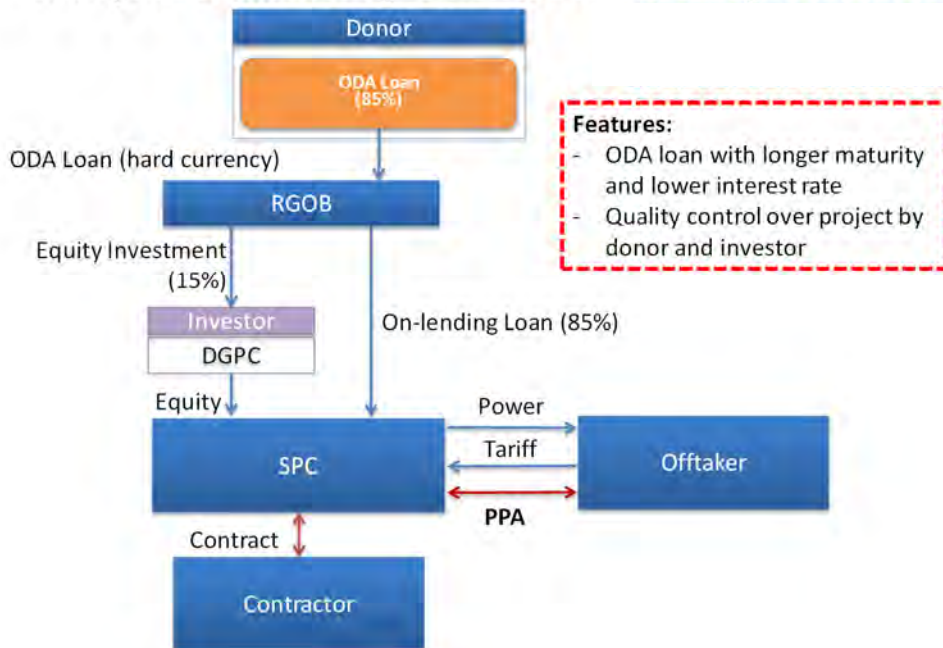
### Implementation modality 1: G-G Scheme (Public-Public Partnership with GOI)



（出典：JICA 調査団）

図 12-2 G-G スキーム

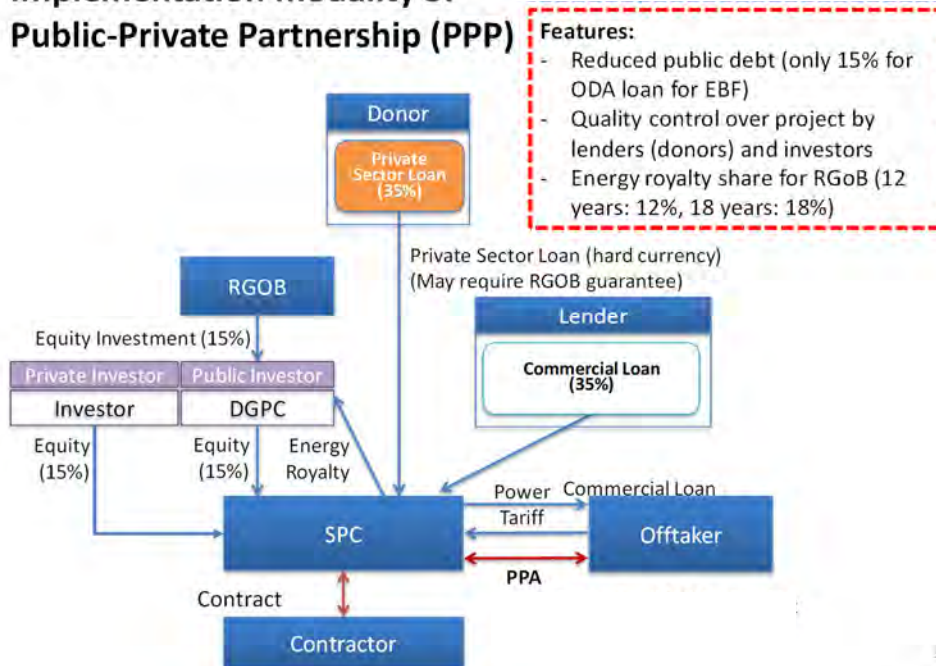
### Implementation modality 2: ODA (Government implementation scheme)



(出典：JICA 調査団)

図 12-3 ODA スキーム

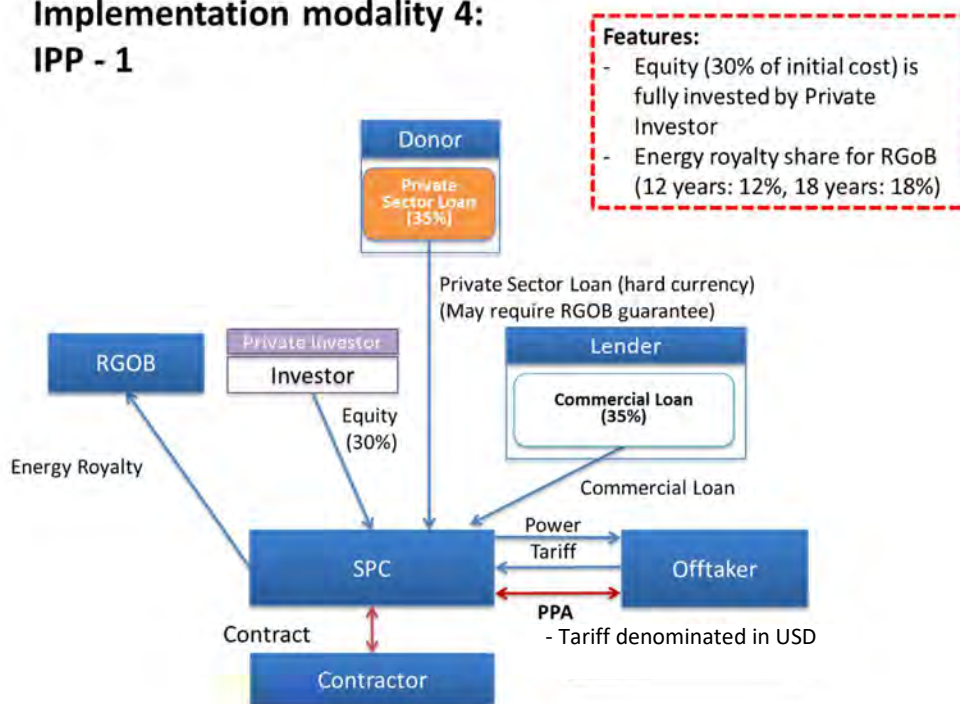
### Implementation modality 3: Public-Private Partnership (PPP)



(出典：JICA 調査団)

図 12-4 PPP スキーム

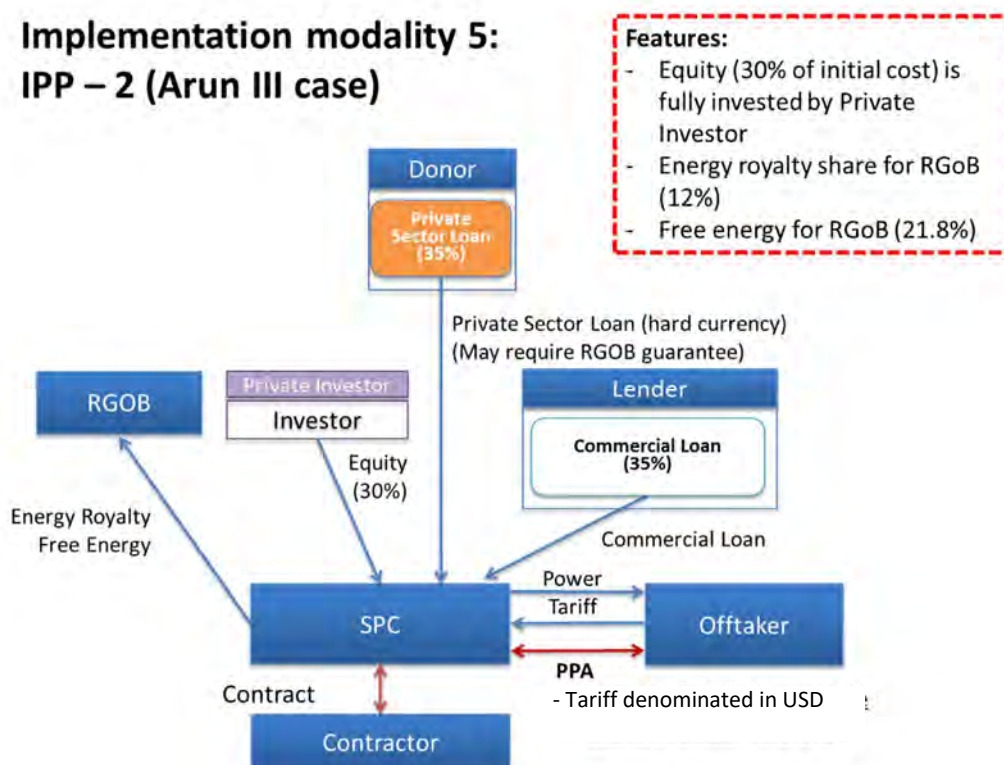
### Implementation modality 4: IPP - 1



(出典：JICA 調査団)

図 12-5 IPP スキーム 1

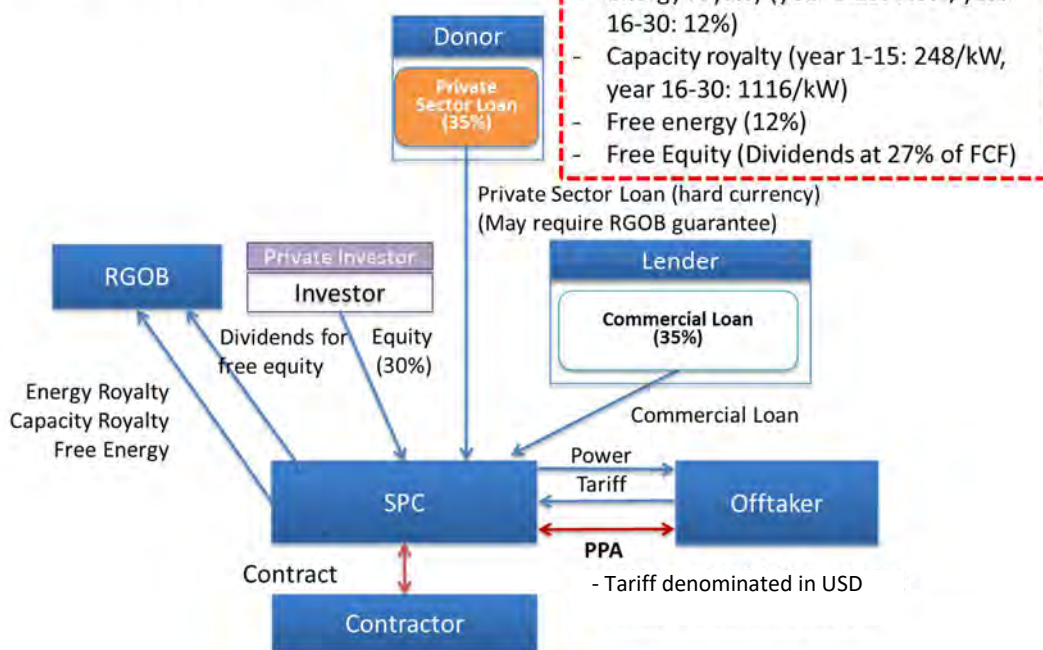
### Implementation modality 5: IPP - 2 (Arun III case)



(出典：JICA 調査団)

図 12-6 IPP スキーム 2

### Implementation modality 6: IPP – 3 (UK case)



(出典：JICA 調査団)

図 12-7 IPP スキーム 3

#### (4) 実施方式による推計結果の比較

それぞれの実施方式についてキャッシュフロー予測を行い、ブータン政府を主体とした支出及び収入を推計した（Appendix 7 参照）。割引率 10%を用いてこれら収支の現在価値を算出し、比較したものを表 12-8 に示す。また、運転開始時期が 3 年間遅延した場合、及び外貨建融資について 6%の為替リスクプレミアムを見込んだ場合の変化も併せて記載する。

表 12-8 財務分析結果（ブータン政府の収支額の比較）

NPV (2026-2061) @ 10% DR (BTN million)	Funding Requirement for RGoB During Construction	Total Cash Flow of RGoB (Net Present Value)						
		Base Case	3 Year Construction Delay		PSIF and ODA loan for RGoB (+ 6.0% exchange risk premium)			
			NPV	NPV	Difference	NPV	Difference	
1-1: G-G (RGoB 100%)	None	9,922	6,102	-3,819	-38%	-	-	-
1-2: G-G (JV Case: RGoB 50%)	None	4,961	3,051	-1,910	-38%	-	-	-
2: ODA	2,065	11,756	7,667	-4,089	-35%	9,101	-2,655	-23%
3: PPP	2,065	7,558	5,097	-2,460	-33%	6,375	-1,183	-16%
4-1: IPP (Energy Royalty 12 ~ 18%)	None	3,568	2,738	-831	-23%	-	-	-
4-2: IPP (Arun III case)	None	8,609	6,662	-1,947	-23%	-	-	-
4-3: IPP (UK case)	None	7,974	5,852	-2,121	-27%	-	-	-

(出典：JICA 調査団)

(a) G-G スキーム

既存事業を参照した G-G スキームにおけるブータン政府収支の正味現在価値 (NPV) は 9,922 million Nu. であり、インド国営企業との JV 方式を想定するとブータン政府持分は 50% となるため、その収支は 4,961 million Nu. となる。出資部分もインド政府から無償供与されるため、初期投資におけるブータン政府の自己負担は無く、最も有利な実施方式であると考えられる。

しかし、現行事業に見られるようなインド企業に限られた調達を要因とする施工品質上の懸念や完工リスクに対する対策が必要となる。また、現行事業が享受しているような無償資金供与などの有利な条件が将来に亘って確保できるか確認する必要がある。

(b) ODA スキーム

ODA スキームにおける政府収支は 11,756 million Nu. となり、ドナーによる譲許性の高い融資条件、とりわけ返済期間が据置期間と合わせ 30 年間と長期にわたることを反映し、最も良好な結果であったが、外貨建融資となるため、そのリスクを見込んだ結果は 9,101 million Nu. まで低下する。

また、初期投資費用の 15% (2,065 million Nu.) を政府自己負担分として資金調達する必要があるほか、11 billion Nu. にのぼる融資部分をドナーが供与可能か、さらなる検討が必要である。

(c) PPP スキーム

PPP スキームでは、Royalty 収入が加わることで、政府収支は 7,558 million Nu. となるが、ODA スキームと同様に、初期投資費用の 15% を政府出資額として負担する必要がある。PPP スキームの売電先は、バングラデシュなどインド以外の他国を想定しており、売電収入は米ドル建となるため、外貨借入に由来する為替リスクはオフセットされる。

(d) IPP スキーム

IPP スキームは、出資金などの政府自己負担分が無く、資金調達の責任はすべて民間事業者側が負うため、初期投資時のブータン政府側の負担や運営期間中の返済義務が全くないことが特徴である。とりわけ Royalty 収入に加え Free Energy (21.8%) からの収入を享受できる IPP スキーム 2 のケースでは、ブータン政府収支は 8,609 million Nu. となる。



表 12-9 に実施方式の比較の要約をまとめた。

表 12-9 実施方式の比較

項目	G-G	ODA	PPP	IPP
ブータン政府収支額 (正味現在価値)	9,922 million Nu.	11,756 million Nu.	7,558 million Nu.	8,609 million Nu. (IPP スキーム 2)
初期投資自己負担	なし	建設費の 15% (2,065 million Nu.)	建設費の 15% (2,065 million Nu.)	なし
融資部分の資金調達・返済義務	インド政府融資	ODA 借款融資	なし (民間事業者による資金調達)	なし
調達・施工監理	インド企業に限定した調達と施工監理体制	ドナー監理に基づく国際競争入札	民間事業者による調達	民間事業者による調達

(出典：JICA 調査団)

#### (5) 平均売電原価の比較

G-G、ODA、PPP の 3 スキームにおける平均売電原価を表 12-10 に示す。借入の返済期間が長期となる ODA スキームの平均原価 (2.59 Nu./kWh) が最も安価であると推計された。

表 12-10 平均売電原価の比較

Outgoing Cost	1: G-G	2: ODA	3: PPP
O&M Cost (BTN mn)	7,556	7,556	7,556
Income Tax (BTN mn)	35,220	37,425	40,793
Debt Service (BTN mn)	20,651	13,418	15,505
Reinvestment and overhaul (BTN mn)	15,639	15,639	15,639
<b>Total (BTN mn)</b>	<b>79,066</b>	<b>74,037</b>	<b>79,493</b>
<b>Levelised cost (BTN/kWh, @15% Cost of Equity)</b>	<b>3.79</b>	<b>2.59</b>	<b>3.72</b>

(出典：JICA 調査団)

### 12.3.2 地域経済への影響評価

大規模な水力発電所の建設時には、5,000 人を超える建設従事者が発電所サイト周辺に移り住み、5 年以上の長期にわたり生活を行っていく。一般的に、水力発電所建設所周辺は、都市部からは離れた地域であり、大きな集落はなく、多くの住民は農業を中心とした第一次産業により細々と生計を立てている。このため、水力発電所の建設が開始されると、周辺地域の住民にとっては、それまでの生活様式が一変するような大きな変化が生じることになる。具体的には、居住用宿舎の整備、雇用機会の創出、食材や物資の購入などによる裨益効果が期待される。これらの効果について、Study on Spillover Impacts of Hydropower Projects (A Case Study on Kholongchhu Hydro Energy Project) (RMA, DGPC: 2016) を参考にして、地域経済への影響を評価した。

#### (1) 建設従事者の人数

Study on Spillover Impacts of Hydropower Projects に示されている Punatsangchhu-II (PHPA II) の建設従事者の推移を以下に示す。

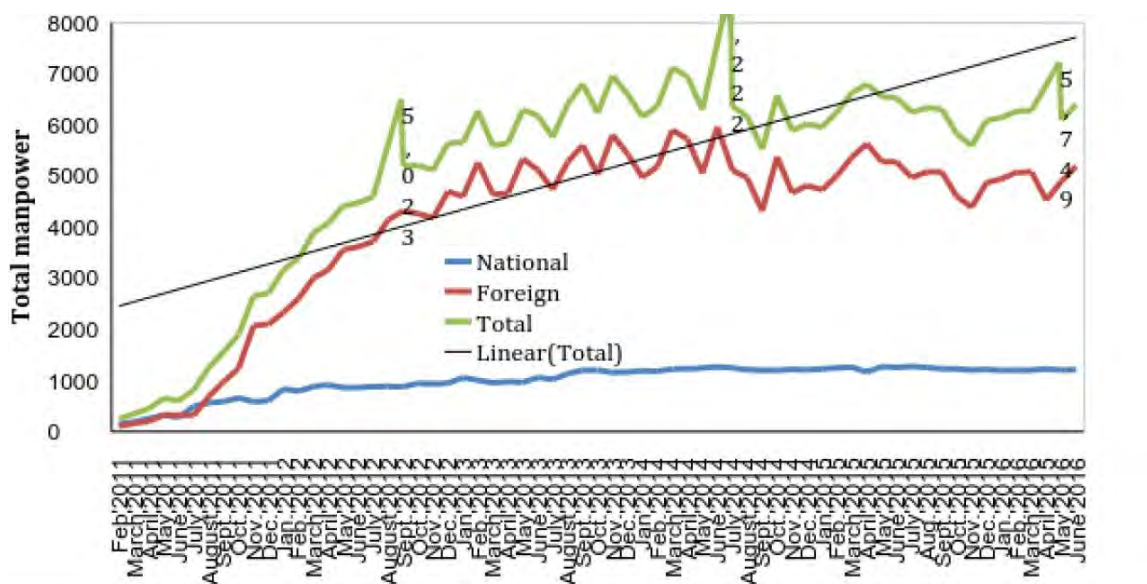


図 12-8 PHPA II の建設従事者の推移

工事が開始して半年程度は数百人規模の従事者であったが、その後徐々に増加し、1 年後には 3,000 人程度、1 年半後には 5,000 人程度になっている。その後はおおむね 6,000 人前後で推移している。国内労働者と国外労働者の比率を見ると、国外労働者が 80%以上を占めている。

建設従事者の必要人数は、開発する発電所の規模や型式によって異なる。比較的大きなダムを建設するような 500MW 以上の水力発電所においては、工事の最盛期には 5,000~6,000 人程度の労働者が建設作業に従事している。

## (2) 地域経済への裨益

Study on Spillover Impacts of Hydropower Projects が参考としている Punatsangchhu I (1,200MW) , Punatsangchhu II (1,020MW) や、同報告書の対象となっている Kholongchhu (600MW) と同等規模の Uzorong 地点 (840MW) について、地域経済への裨益効果を試算した。なお、試算の条件は以下の通りである。

- 労働従事者の数：平均 5,000～6,000 人
- 国内労働従事者の比率：10%～20%
- 建設工事期間：6 年間

### (a) 居住用宿舎の整備

労働従事者は、毎日建設が行われているサイトに通勤するため、建設場所から比較的近くに居住する必要がある。労働従事者全員の居住用宿舎を確保するため、多くの家屋（コロニー）を新設する必要がある。また、これらの家屋の新設に伴って、上下水道、電力供給、道路などのインフラ整備も必要になってくる。試算の条件は以下の通りである。

- 国外労働従事者：全員分宿舎を確保する。
- 国内労働従事者：50%分は宿舎を確保する。
- 1 戸分の建設費（インフラ整備費、家具等を含む）
  - ◆ 家族用の宿舎（恒久設備）：Nu. 4.0 百万
  - ◆ 単身者用簡易宿舎（1 部屋）：Nu. 0.1 百万
- 単身者用簡易宿舎：全体の 90%（上級職の単身者は家族用宿舎を利用）

家族用の宿舎が 450～570 戸、単身者用簡易宿舎が 4,050～5,130 部屋（一人 1 部屋と仮定して）必要となる。これらの家屋の新設、インフラ整備の 30%は、周辺地域の建築業者、家具業者、インフラ整備会社が受注するものと期待される。これによる地域経済への裨益効果は Nu. 662～838 million である。

### (b) 雇用機会の創出

PHPA II における国内労働従事者の数は全体労働従事者の 10～20%程度である。これは、基本的には建設所サイドは、組立工、コンクリート工、鉄筋工、溶接工などの発電所建設に必要な特殊なスキルを有する人材を求めているが、これまで建設の経験が少ないブータンにおいてはこのような人材が不足しているためである。

結果として、地域に在住する住民から雇用可能な要員は、スキルがあまり必要ではない職種として、ドライバー、セキュリティガード、食堂従事者、清掃要員、簡易な補助業務などである。このため、給与水準はあまり高くないと想定される。

- 地域住民の採用人数：全体の 5%（250 人～300 人）
- 一人当たりの月収：平均 Nu. 12,000/月

これによる地域経済への裨益効果は Nu. 36～43 million/年である。

(c) 食材の購入

労働従事者は地域の中で生活しており、ほとんどの労働従事者は、工事期間中コントラクターが用意した食堂において飲食を行うことになる。食堂において調理する食材のうち、生鮮食料品（野菜、肉類、卵など）は、基本的には近隣の地域から仕入れることになる。一方、穀類、油、豆類など保存がきく材料については、インドのコントラクターが一括してインドから輸入することになると想定されるため、地域への裨益効果は少ないと考えられる。

なお、労働従事者の中には、食堂での食事だけでは満足せずに、自分で食材を購入して食事を作る者もあり、個人の消費として個別に地域から購入することも考えられる。試算の条件は以下の通りである。

- 労働従事者一人当たりの食事に必要な材料費：Nu. 2,200/月
  - 材料費の内、生鮮食料品の割合：30%
  - 保存がきく材料のうち、周辺地域からの購入割合：10%～20%
  - 個人としての食材消費額（一人当たり）：平均 Nu. 500/月
- これによる地域経済への裨益効果は Nu. 79～106 million/年である。

(d) 生活必需品（日用品）、飲料等の購入

生活をしていくために最低限必要な日用品（石鹼、洗剤、トイレットペーパー、歯磨き粉など）は、地域の売店などから購入せざるを得ない。これらに加えて、日常生活に必要な物品（例えば、文具、衣類、靴など）の多くは、地域の売店などから購入する。また、お菓子などの嗜好品やアルコールなどの飲料も同様に地域の売店などから購入する。試算の条件は以下の通りである。

- 生活必需品等の消費額（一人当たり）：平均 Nu. 1,000/月
  - 嗜好品、飲料などの消費額（一人当たり）：平均 Nu. 2,000/月
- これによる地域経済への裨益効果は Nu. 180～216 million/年である。

(e) その他

その他の効果として、以下のような事象が考えられる。しかしながら、コントラクターが一括して準備している場合には、地域への裨益効果は少ないと考えられる。このため、これらの効果は本試算では見込まない。

- 労働従事者家族による食材、生活用品等の消費
- 簡易な道路整備工事、清掃業務などの増加
- 物流の活発化による運送業務の増加
- 打ち合わせや視察等で外部から建設所を訪問する人々による宿泊、飲食
- 労働従事者帰省時等におけるタクシー利用の増加
- 物流の活発化や通勤による自動車用燃料消費量の増加

### (3) 地域経済に及ぼす正の影響

前項で見てきた裨益効果を再掲すると以下の通りである。このうち、居住用宿舎の整備は建設に先立って実施されるため、建設期間の6年間で均等割にして年間の裨益効果としている。また、これらの金額について、地域住民の収入増という観点から見てみると、地域経済とは無関係な原材料や仕入れ原価を差し引く必要がある。

表 12-11 地域経済への裨益効果

	項目	裨益効果 (million Nu./年)	地域経済と無関係な原材料の比率	地域住民の 収入増効果 (million Nu./年)
1	居住用宿舎の整備	110 - 140	30%	77 - 98
2	雇用機会の創出	36 - 43	0%	36 - 43
3	食材の購入	79 - 106	0%	79 - 106
4	生活必需品、飲料等の購入	180 - 216	70%	54 - 65
	合計	405 - 505		246 - 311

Uzorong 地点の周辺地域を以下に示す。



図 12-9 Uzorong サイト周辺の Gewog

上記の図に示すように、Uzorong 地点から半径 20km の範囲内に、Trashigang, Mongar, Pemagatshel の 3 つの Dzongkhag、16 の Gewog がある。それらの 16 の Gewog の生活状況を調査した結果を以下に示す。

表 12-12 周辺 Gewog の生活状況

Dzongkhag	Gewog	Resident population	Per capita income (Nu.)	Total income (million Nu.)
Mongar	Balam	912	35,181	32
	Chagskhar	2,375	41,324	98
	Dramedtse	1,798	26,888	48
	Drepoong	895	39,106	35
	Kengkhar	1,833	34,820	64
	Mongar	3,450	49,702	171
	Na-Rang	1,188	32,192	38
	Ngatshang	1,628	49,945	81
Pemagatshel	Thang-Rong	1,605	31,885	51
	Nanong	2,102	23,185	49
	Shumar	3,085	43,752	135
Trashigang	Zobel	1,511	33,657	51
	Kanglung	3,600	61,881	223
	Khaling	2,261	38,008	86
	Lumang	3,463	36,404	126
Total	Uzorong	2,733	29,712	81
		34,439	39,785	1,370

(出典：Bhutan Living Standards Survey 2012 (BLSS2012))

Uzorong 地点から半径 20km の範囲内にあるこれらの 16 Gewog には、約 34,000 人が生活しており、地域全体の年間収入は 1,370 million Nu. であり、一人当たりの平均年収は 40,000 Nu. 程度である。Uzorong 地点の開発による地域住民の収入増効果は、年間 246 - 311 million Nu. であり、現状と比較すると 20%程度の収入増が期待できる。

また、Uzorong 地点から最も近い Uzorong, Thang-Rong, Chagskhar の 3 つの Gewog で全体の 70% の収入増があると仮定すると、この 3 つの Gewog においては、現状と比較すると 80%~90%の収入増が期待できる。

## 12.4 国家財政、国家債務に与える影響

### 12.4.1 水力発電所建設と債務

2017年6月末現在のブータン王国の債務状況は下記表 12-5 の通りであり総額 Nu. 170.3 Billion で同年の GDP 総額を上回る 106.6%に達している。この割合は GDP の増大に伴いこの数年間で減ってきているものの、アジア諸国の中で日本（世界1位の236.4%）に次ぎシンガポールと同程度で高い。この総額の内77%に上る Nu. 124 Billion が水力発電所建設に係る対外債務（国内債務も含めた全債務の73%）である。

表 12-13 ブータン王国の債務状況

(Nu. Billion)

Borrower/Purpose	Hydropower	Non-Hydropower	Total
<b>External Debt</b>			<b>160</b>
Government	0	29	29(18% of External Debt)
DGPC/SPC*	124	0	124 (77% of External Debt)
			(in Rupee: 74%)
			(in Convertible Currencies:26%)
RMA**	0	7	7 (4% of External Debt)
<b>Domestic (T-Bills)</b>		10	<b>10</b>
<b>Total</b>	<b>124</b>	<b>46</b>	<b>170 (100%)</b>

出典：National Budget 2017/18, MoF

\*SPC: Special Purpose Companies

\*\*Royal Monetary Authority

この債務残高は、稼働を開始している水力電力所の年間債務返済額が漸増する一方、Mangdechhu 発電所や Nikachhu 発電所の完工が近々予定されており、また Punatsangchhu 等の水力発電所建設過程が後半に入り設備や部品の（インドからの）輸入が向こう数年間減少すると期待されている。他方、電力売り上げは（Mangdechhu や Nikachhu 発電所がフル稼働するまでは）ほぼ一定のレベルを保つと推測され、他のセクターの寄与もあり GDP トータルの増大が期待されている。加えて債務返済も進む結果、対 GDP の債務残高比率は短・中期的に漸減するものと予測されている。MoF の 2018 Budget Report においても、2016/2017 の 100%を超える債務残高のレベルから、2017/2018 に 99.9%、2018/2019 に 96.3%、そして 2019/2020 には 91.8%まで漸減すると予測している。現在建設中の水力発電所が完工・稼働開始する際には、電力輸出収益からすぐに債務返済が発生し、債務残高減少に貢献することが期待され、ブータン王国全体の対外債務比率は更に低下していくものと推測される。世界銀行や ADB 等の国際金融機関も同国の債務残高が高いことを指摘しつつも、水力発電所建設に係る債務が残高 70%以上であり、水力発電所は将来、投入したコスト以上のリターンを生むことから、現在の債務高はそれ程の問題はないと認識している。

2016/2017 年の債務返済の年間総額は Nu. 4,897 百万（総歳費の 8.7%）に上り、その内の 57% は元利返済、43%が金利の支払いであった。この結果、債務返済比率（Debt Service Ratio: 債務返済額/総輸出額）は MoF の 2018 年 Budget Report では債務返済比率は 14.8%で、一般的に債務返済

の安全基準値である 20%を下回っている。なお近年世界的に各国の債務比率は上昇傾向にあり、他方でリスク・ヘッジも多様化してきており DSR 20%をはるかに上回る国々が大多数である。この DSR も対 GDP 債務比率の漸減で述べた同じ理由で中・長期的には更に下がっていくと期待されている。以上に鑑み、ブータンの債務返済率は優良な水準であると判断される。

#### 12.4.2 公的債務政策

問題は無いとはいえ相対的に高い債務残高に加え、国際金融機関から中進国の認定を受けグラント額の減少、低利 (concessional) ローンの借入が困難な状況になってきていることを背景に、財務省は 2016 年に「公的債務政策 (Public Debt Policy)」を発表した。

同政策では、先ず「公的融資法 (Public Finance Act 2007)」に基づき、「外貨保有高の年間輸入額以上保持」を強調し、以下の主な threshold (最低基準) を満たさなければならないとしている。

- 年間元利返済総額は輸出額の 25%を超してはならない、
- 「5 か年計画」の期間中、非水力発電の債務残高が GDP の 35%を超してはならない、
- ローンはグラントの取得が困難な際に限定する、
- 低利ローンに限定する、
- 借入に当たっては可用性(availability)ではなく、ニーズおよび吸収能力 (absorptive capacity) に基づく、
- 商業ローン借入は返済能力があるセクターに限定する、
- 借入外貨の種類、金利および返済期間の適正化に務める、
- 公企業の借入も財務大臣の認可のもとに可能であるが、直接の借入が困難な場合は政府が借入し公企業への転貸が可能である (0.75%のチャージ) 、
- 元利返済カバー率 (Debt Service Coverage Ratio: 当該年度キャッシュフロー/元利金支払総額)が 1.2 を上回る、
- 水力発電に関する債務返済額はその輸出額の 40%以下を保持する、
- 水力発電所建設の債務資本比率は 70:30 を超えない。

この債務政策に照らしてブータン王国の債務現況を検証する。先ず憲法が定める外貨保有高が年間輸入額を上廻らなければならないことについては、2018 年 3 月時点における同国の外貨保有残高は USD 1,033 百万であり、年間輸入額の 11.5 か月分(2018 “Monetary Policy Statement”, 財務省)で憲法の規定に若干ながらも抵触している。今後更なる外貨準備増が望まれ、上記 Statement でも中期的に USD 1,651 百万、18.5 か月分の年間輸入額迄増やすと記している。次に 2016/2017 年度の年間債務返済額 (元利返済と利息支払い) は Nu. 4,897 百万、年間輸出額の対 GDP 比 13%であり、「債務政策」の 25%を大幅に下回っている。また「債務政策」に基づき、(返済原資のリターンが少ない) 非水力部門の債務残高は、対 GDP 比 35%以下でなければならないが、その財務残高は GDP の 23%に抑えられている。



### 12.4.3 国家財政、国家債務に与える影響のシミュレーション

水力発電所の開発は、ブータンにとって最も大きな事業である。このため、国家財政、債務に及ぼす影響も非常に大きい。前述したように 2017 年 6 月末現在で、ブータンの債務総額は Nu. 170.3 billion で同年の GDP 総額を上回る 106.6%に達している。この総額の内 77%に上る Nu. 124 billion が水力発電所建設に係る対外債務である。

このような点を踏まえ、水力開発に伴って増加する国家債務の状況や国家財政に与える影響について、シミュレーションを実施した。

#### (1) 電源開発計画

本 MP の検討対象外である以下の地点（13 地点）の運転開始時期、建設工事費、発電電力量などを以下に示す。運転開始年は、NTGMP 2018 に記載されている 5 か年の中で比較的均等になるように配分した。

表 12-14 本 MP の対象外 13 地点の状況

Name	Capacity (MW)	Energy (GWh)	COD	Cost (million Nu.)	Conditions of Loan
Punatsangchhu-1	1,200	5,585	2023	93,756	Loan: 60%, Grant: 40%
Punatsangchhu-2	1,020	4,667	2022	72,906	Loan: 70%, Grant: 30%
Mangdechhu	720	2,924	2019	48,184	
Sankosh	2,595	6,215	2029	114,720	Not yet decided
Kuri-Gongri	2,640	10,056	2035	200,000	
Amochhu	540	1,835	2045	37,917	JV (50%:50%) Loan: 70%, Grant: 30%
Kholongchhu	600	2,569	2023	38,689	
Wangchhu	570	2,280	2031	40,608	
Bunakha	180	719	2032	29,528	ADB Equity: 35% (Loan: 50%, Grant: 50%)
Chamkharchhu I	770	3,373	2033	47,760	
Nikachhu	118	492	2021	11,960	Not yet decided
Nyera Amari	404	1,700	2030	22,080	
Dorjilung	1,125	4,558	2026	84,050	

(出典：DHPS 提供資料を基に JICA 調査団作成)

Sankosh, Kuri-Gongri, Amochhu, Dorjilung 地点の資金調達条件は決定していないが、シミュレーションにおいては、Mangdechhu と同様に Loan: 70%, Grant: 30%とした。

本 MP で抽出した Short list 地点の運転開始時期、建設工事費、発電電力量などを以下に示す。運転開始年は、基本的には B/C の高い順に毎年 1 か所程度開発することにした。

表 12-15 本 MP で抽出した Short list 地点の状況

Project code	Name	Capacity (MW)	Energy (GWh)	COD	Cost (million Nu.)
A-8	Dorokha	550	2,407	2034	50,444
C-10	Chamkharchhu-II	414	1,814	2033	38,628
P-30	Pinsa	153	672	2031	10,543
A-5	Tima	783	3,428	2036	42,798
M-6	Jongthang	227	995	2040	25,791

Project code	Name	Capacity (MW)	Energy (GWh)	COD	Cost (million Nu.)
G-14	Uzorong	840	3,678	2038	84,074
P-17	Tseykha	215	943	2042	23,803
P-26	Thasa	706	3,094	2047	82,467
P-29	Kago	58	255	2048	6,104
P-34	Darachhu	89	389	2049	10,077
P-35	Dagachhu-II	71	311	2049	8,526
M-11	Wangdigang	502	2,200	2044	52,772
M-17	Buli	69	302	2048	7,080
C-7	Chamkharchhu-IV	451	1,974	2041	42,332
K-13	Minjay	673	2,948	2043	87,385
G-10	Gamrichhu-2	108	471	2046	12,330
G-11	Gamrichhu-1	150	656	2046	15,381
N-1	N.A. Kangpara (G)	71	312	2050	7,948

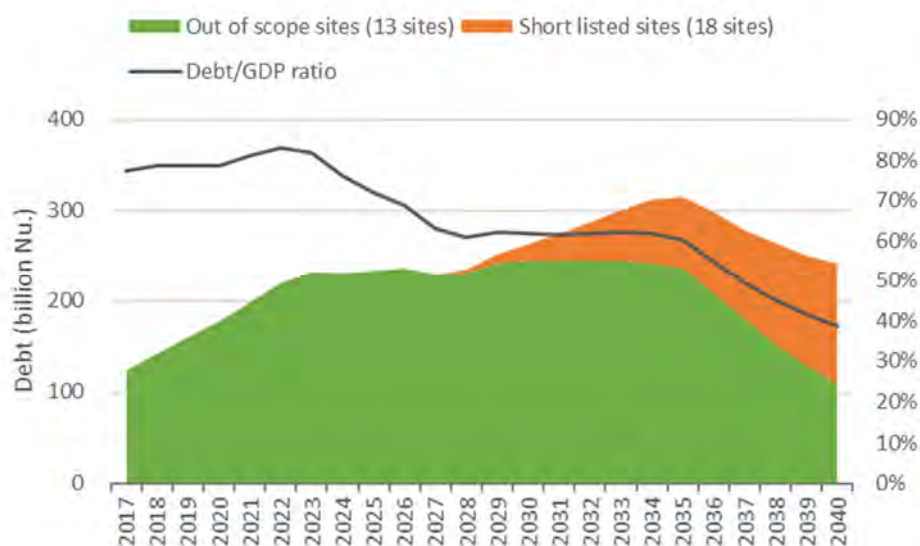
これらの地点の資金調達条件は決定していないが、シミュレーションにおいては PPP 方式とし、50%ずつの出資とした。なお、発電電力量の配分については、Royalty Energy 分として 15% はブータンの取り分とし、残りの 85%を折半する。

## (2) 水力開発に伴う国家債務状況

以下の条件により、水力開発に伴う国家の債務状況をシミュレーションした。

- 借入資金：運転開始後 12 年間で均等に返済
- 建設中利子：10%
- 建設工事期間：5 年～8 年（開発規模による）
- エスカレーション率：考慮しない。

シミュレーションの結果を以下に示す。



(出典：JICA 調査団)

図 12-10 国家債務状況予測

水力開発に伴う国家債務は、発電所が完成して運転を開始すれば、電力の売電により返済が可能な債務であり、その量が多くなったとしても大きな問題とは言えない。水力開発に伴う国家債務は、徐々に増加していき、2022年にはNu. 200 billion を超えると想定される。本MPの対象外である13地点の開発だけであれば、Nu. 300 billion を超えることはない。ただし、今後、工事開始後に運転開始時期が遅れていく場合や工事費が当初想定よりも多く必要になる場合には、債務がさらに増加する可能性はある。

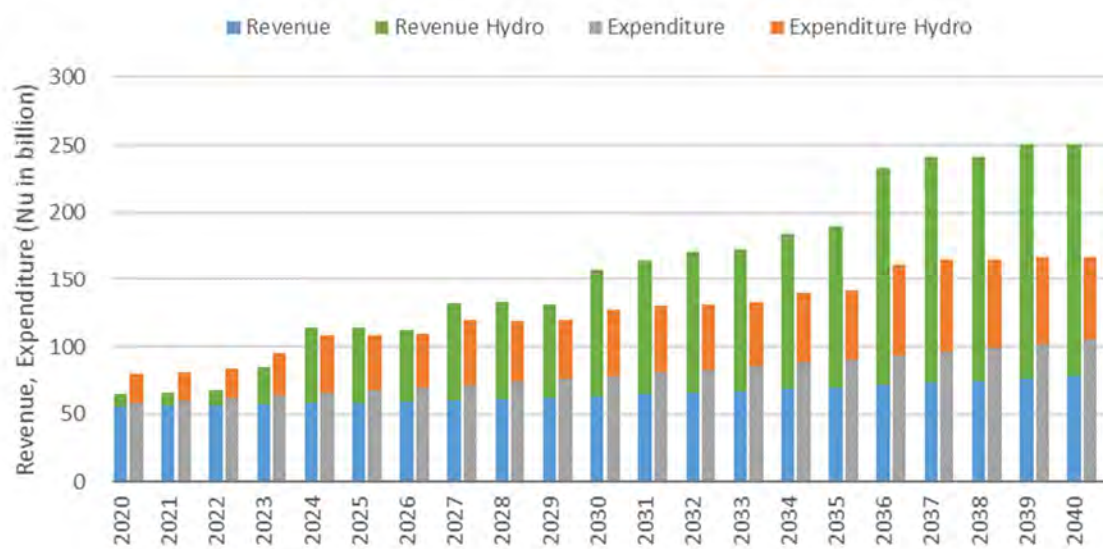
GDPは毎年一定額(Nu. 20 billion)増加していくと想定しており、国家債務のGDPに対する比率を見ると、2023年までは80%程度の高い水準で推移する。その後徐々に低下し、本MPの対象地点の開発を行ったとしても、2040年には40%程度まで減少する。

### (3) 国家収支状況

以下の条件により、国家の収支状況をシミュレーションした。

- 2018年において、収入・支出ともNu. 55,000 millionで収支がバランス
- 新規水力分を除く収入・支出とも年3%の増加率で増加。ただし、収入のGrant部分(2018年で約30%)は、毎年5%ずつ減少
- 発生電力量から国内需要に供給する分を除いた電力は、すべてNu. 4.2/kWhで売電
- 水力発電所のO&M費：毎年建設費の1%
- 借入資金：運転開始後12年間で均等に返済
- 借入金利：10%

シミュレーションの結果を以下に示す。



(出典：JICA 調査団)

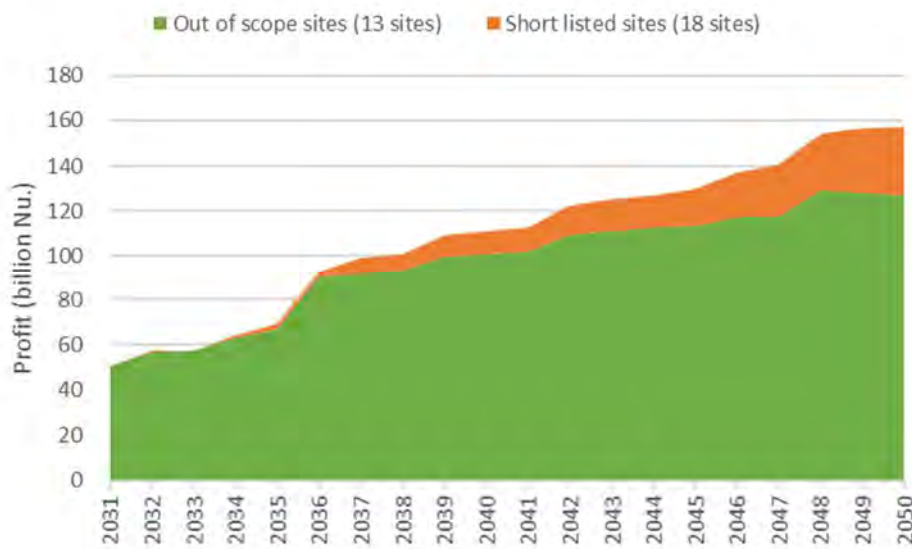
図 12-11 国家収支状況予測

2025年までは収支均衡状況が継続するが、2026年以降水力発電所からの売電収入により徐々に収入が支出を上回るようになる。国家収入が増加することにより、国家として必要な各種政策

(例えば、道路整備、福祉政策など) の実施時期を前倒しして実行するための予算確保が可能となる。

上記の国家収支について、水力開発に起因する収支 (収入-支出) だけを抜き出したものを以下に示す。

2040 年までは、本 MP の対象外である 13 地点から得られる収益がほとんどであるが、2041 年以降、本 MP で抽出した Short list 地点からの収益も徐々に増加し、2050 年においては全体の約 15%を占めている。



(出典：JICA 調査団)

図 12-12 水力開発に起因する収支の予測

## 第 13 章 キャパシティ・ビルディング

本調査は、ブータン国電力マスタープラン 2040 (PSMP2040) の策定を支援するとともに、水力発電・電力系統局 (DHPS) 職員の中・長期的な PSMP 策定能力の強化を図ることを目的としている。このため、次期マスタープランを DHPS 職員が独力で策定できるようになることを目指して、DHPS 職員に対してキャパシティ・ビルディングを実施した。

### 13.1 ニーズの洗い出し

マスタープラン策定にあたって必要となる業務内容を抽出すると以下ようになる。

表 13-1 マスタープラン策定にあたって必要となる業務内容

業務	実施項目	実施内容
Potential site identification	Civil design	主要設備 (ダム、導水路、発電所) のレイアウト作成における条件の設定
	Hydrology	測水所データの確からしさの確認 各水系の流況状況の把握
	Q-GIS	レイアウト図の作成 河川縦断点の取得 取水地点における流域面積の算定
Comparison of projects (Site reconnaissance)	Cost estimation	発電所設備 (土木、電機) 送変電設備 O&M 費
	Benefit evaluation	販売価格の設定 Firm power の価値 アンシラリーサービス供給の価値
	Geological survey	地形地質の諸現象のとらえ方 地質調査計画の具体的方法と結果の解釈方法 (設計者との連携の重要性)
	Environmental survey	自然・社会環境調査時のチェックポイント 自然・社会環境 MCA 項目の判断根拠
	SEA	SEA の基本的考え方と EIA との違い 代替案との比較検討 累積インパクトおよび気候変動へ影響の考え方 候補プロジェクトの EIA 実施時の留意事項
Create PDP	Financial analysis	割引キャッシュフロー法によるプロジェクト財務分析 (IRR、NPV の算出) 財務三表の基礎的な理解
Create Grid expansion plan	System analysis	潮流解析、電圧解析、事故電流解析、安定度確認など

(出典：JICA 調査団)

DHPS 職員が、上記に示した業務内容のスキルを身に付け、自らマスタープランの策定ができるようになることを目指して、OJT と Off-JT の両方の手段で、キャパシティ・ビルディングを実施した。

## 13.2 土木関係

### 13.2.1 第1回研修

#### (1) 実施概要

- (a) 日時：2018年3月8日 10:30-14:00
- (b) 場所：Financial Institutions Training Institute (FITI) 4F Training Room
- (c) 出席者：5 部署から計 27 名  
BPC：2 名、BEA：4 名、DHPS：17 名、DGPC：3 名、DRE：1 名

#### (2) トレーニング内容

JICA 土木関係調査団から以下の議題について説明を行い、その後質疑応答を行った。

- 水力計画（一般水力）  
水力開発ガイドマニュアル (JICA, 2011) の内、第 5 章概略調査手法による計画策定ならびに第 6 章概略工事費の算定方法について概要説明を行った。
- 追加資料  
以下の主要項目について追加資料を作成し、説明を行った。なお、課題を与え、第 3 次現地調査時に DHPS の検討結果の評価を行うこととした。
  - 地形図上計画策定方法
  - ダム地点の流量の算定および流況曲線の作成方法
  - コンクリート重力式ダムの安定解析方法
  - 水力ポテンシャルサイトの抽出に関する課題（1 水系を選定し、検討実施）
- 水力計画における地形地質調査方法  
ブータンのポテンシャル調査段階ならびにプレフィージビリティ調査段階における地形地質解析の方法・進め方を解説し、結果を示した。また、国内外における個別完成地点の具体的な調査計画例と成果の例について概要説明を行った。



Presentation on Guideline



Presentation on Supplemental  
Material



Presentation on Topographical &  
Geological Investigation



Training



Training

### (3) 研修成果

地形地質解析に関しては土木技術者からの具体的な質問もあり、活発な議論ができた。しかし、地質調査項目については、ブータンで実施できないものもあり、十分な成果が得られない点をいかにカバーしていくかが課題と感じた。

### (4) 今後の展開

地形地質上、広域では問題と評価されるものの中でも、目的とする構造物や規模の違いによって、実際には問題とはならないものがある。この上のレベルでは、地形地質的問題点の基本を踏まえたうえで、プロジェクトの経済性や周辺環境への影響を考慮した適正な評価が不可欠である、という観点を実地に指導していく必要がある。

## 13.2.2 第2回研修（流出解析）

### (1) 実施概要

- (a) 日時：2018年3月12日 14:30-17:00
- (b) 場所：DHPS、2階会議室
- (c) 出席者：5部署から計19名  
BEA：4名、DHPS：8名、DGPC：2名、DRE：3名、NCHM：2名  
調査団：伊東、玉川、植松（資料作成、説明）、青木
- (d) 配布資料  
Off-JT for Hydrology  
Off-JT for Hydrology: SWAT  
Off-JT for Water Balance Analysis by MODSIM

### (2) トレーニング項目

- Outline of hydrological study
- Outline and demonstration of Run-Off analysis by Soil and Water Assessment Tool
- Outline of water balance analysis by MODSIM

### (3) トレーニング内容

#### (a) Outline of hydrological study

配布資料（Off-JT for Hydrology）に基づき水文・気象解析の概要を説明した。

配布資料は、JICA が 2011 年に作成した水力開発ガイドマニュアルの水文調査に沿って作成したもので、以下の内容となる。

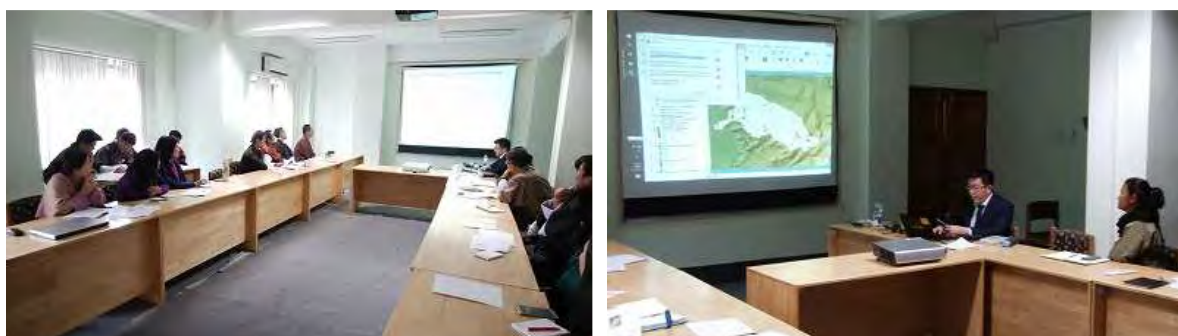
- 調査項目及び調査目的
- 水文調査方法
- 発電計画に用いる流量解析
- 蒸発量解析
- 貯水池の堆砂量の解析
- ダムの設計に用いる洪水量解析

#### (b) Outline and demonstration of Run-Off analysis by Soil and Water Assessment Tool

開発途上国を中心に広く採用されている無償の長期流出解析ツール SWAT（Soil and Water Assessment Tool）の概要を説明した。SWAT は単独で動作するアプリケーションではなく、Arc GIS（ESRI 社）や QGIS（無償）などの地形情報システムの追加機能として動作する。本説明では、無償の地形情報システムソフト QGIS 上で動作する SWAT モデル（QSWAT）を使用し、データ入力から流出計算までの一連の操作のデモを行った。希望者には、トレーニング中に QGIS と SWAT ソフトのインストーラーを配布した。

#### (c) Outline of water balance analysis by MODSIM

流域の水系ネットワークの最適水配分モデル MODSIM の概要を説明した。MODSIM は、米国コロラド州立大学で開発された無償のスタンドアローンアプリケーションである。米国では主に内務省開拓局の事業に採用されており、途上国でも広く採用されている。





### 13.2.3 第3回研修

#### (1) 実施概要

- (a) 日時：2018年5月22日 10:00-12:00
- (b) 場所：MOEA 2F Conference Room
- (c) 出席者：4 部署から計 24 名
  - BPC (Bhutan Power Corporation Limited): 4 名
  - BEA (Bhutan Electricity Authority): 5 名
  - DHPS (Development Hydropower and Power System): 11 名
  - DGPC (Druk Green Power Corporation): 4 名

#### (2) トレーニング内容

JICA 土木関係調査団 から以下の議題について説明を行い、その後質疑応答を行った。

- (a) 全国の主要7水系の年間流況曲線（上流域、中流域、下流域）の作成方法
  - 全国の測水所データの信頼度チェック方法（ダブルマスカープ法）ならびに欠損データの補完方法について説明した。また、信頼度が確認された Primary 測水所と Secondary 測水所の11年間の流量データを用いて作成した主要7水系の年間流況曲線について説明した。
- (b) QGIS の基本的操作方法、ならびに地形図作成方法
  - QGIS の基本的操作方法、10m メッシュの標高データから地形図を作成する方法、ならびに流域区分と流域面積の算出方法について説明した。
- (c) ポテンシャルサイト抽出方法（Wangchhu）
  - 上記、地形図データを用いて Wangchhu 水系における河川縦断図を作成し、水力ポテンシャルサイトを抽出するとともに、年間流況曲線ならびに等雨量線図を基に最大使用水量を算出することにより、抽出されたポテンシャルサイトの設備出力を計算した結果について説明した。



Training Scenery



Training Scenery

### (3) 成果、課題

Off-JT における質疑応答等から判断して、高いレベルで知識としては習得されたものと判断される。さらに、各 JICA 専門家がそれぞれの CP に個別に Off-JT のデータ、分析結果等を含めて技術移転を行うことにより、実務的な成果も得られたと判断される。ただし、技術分野の範囲が広い（地形、地質、水文気象、土木設計）こともあり、特定の技術者（2名程度づつ）に限られていることから、将来 MP をスパイラルアップするためには、組織的な品質管理能力の向上を図る必要がある。

#### 13.2.4 OJT による現地調査に係わる土木・地質技術の向上

##### (1) 実施概要

- (a) 日時：第1次現地調査（2018年11月14日～12月11日）  
第2次現地調査（2019年1月16日～1月30日）
- (b) 場所：セミロングリスト地点37地点
- (c) 研修者：第1次現地調査 DHPS から計8名（土木：6名、地質：2名）  
第2次現地調査 DHPS から計3名（土木：1名、地質：2名）
- (d) 配布資料
  - QGIS 上の各地点の平面レイアウト
  - 各地点の取水ダム、水路、発電所位置を示した Google Earth イメージデータ
  - 地質予察図
  - Google Earth 画像を用いた不安定斜面、リニアメント、断層等の予察結果

##### (2) トレーニング項目

- 土木関係
  - 土木関係チェック項目
  - ダム（堰）軸および型式の選定方法
  - 水路ルート選定方法、
  - 水圧管路ルート選定方法
  - 発電所位置（地上式、地下式）の選定方法
  - ドローンによる調査方法
- 地質関係
  - 地質関係チェック項目（予察をベース）
  - 地質構造解析方法
  - 岩盤クリープ、熱水変質等を起因とした斜面崩壊、不安定斜面解析方法
  - 基礎岩盤のグレート評価方法
  - 風化度、緩み度の評価方法
  - 透水性岩盤の分布の想定方法



地質図と実際との整合性の説明



ドローンによる調査方法説明

### (3) 成果、課題

予察図と実際の地点との対比により、想定・期待した状態かどうかを判断していくことを実地に指導できた。先行地点・計画地点での Q&A を通じて、定性的な地形地質現象を何に基づいて如何に定量的に評価していくかについて学ばせることができた。

計画地点の今後の進め方については、上述の学習内容を先行地点でレビューしながら計画地点に生かしていく、という進め方を体得していくためには国内外の多様な地点を視察しながら技術研鑽し技術の向上を図っていく必要があるので、若手技術者への時間的・予算的配慮が必要と感じる。

#### 13.2.5 GIS 基礎講座

今後、発電計画などの DHPS の業務において、DHPS が独自で GIS や地理情報を活用できるように GIS のさらなる普及と利用を目指し、GIS の基礎講座（座学および実習）を行った。本基礎講座は、普段、GIS の利用を専門としていない初心者レベルを対象としたものである。なお、11 章で記載している GIS の技術移転は、GIS 担当者に対する比較的高度なレベルの内容であった。本基礎講座では、GIS 担当者が指導的な立場で実習のサポートにも参加したことで、GIS 担当者のトレーナーとしての役割についても実践と評価ができた。

##### (1) 技術移転の内容と評価

本講座の参加者は 10 名で、DHPS をはじめ、DGPC、BPC や JICA ブータン事務所からの参加者もあった。参加者の中には GIS を初めて使う方もいたため、GIS の導入、理論、GIS で可能なことなど、GIS の基礎内容についても説明を行った。

##### (2) 技術移転の評価

本講座の理解度・習得度の評価については、実習における各参加者の到達度により評価したものである。実習において、到達度が悪く特別後れを取っていた参加者はいなかったため、参加者全体を通しての平均的な評価を行った。

また、GIS 担当者に対する評価については、本講座のサポート役としても参加してもらい、参加者に対する細かな操作の指導やアドバイスが行えたことは評価できた。また、講座の中で参加者が疑問に思う点を察知して代表して質問をすることで、初心者である参加者への詳しい説明ができた点についても、技術への理解度とトレーナーとしての立場としても評価できた点であった。

表 13-2 講座項目および参加者の評価

項目	内容	参加者 評価	評価基準
GIS 基礎理論	What is GIS ? Data Type for GIS Layer Database Analysis Coordinate reference system	3	3 : 内容を理解し運用できるレベル
QGIS 基本操作	導入方法	3	2 : サポートにより実施できるレベル 1 : 再指導が必要なレベル
	読み込み、選択、新規入力	3	
	スタイル、ラベル表示、編集	3	
	属性テーブル入力、テーブル演算	2	
GIS 主題図 データ作成	等高線の生成	3	
	河川流域界の作成	2	
	河川縦横断データの作成	2	

(出典：JICA 調査団)

### 13.2.6 貯水池の管理および運用最適化

#### (1) 実施概要

- (a) 日時：第1回 2019年6月14日 13:30 – 16:00  
 第2回 2019年6月18日 10:00 – 16:00  
 第3回 2019年6月19日 10:00 – 15:30  
 第4回 2019年6月20日 10:00 – 12:00

(b) 場所：DHPS、2階会議室

(c) 出席者：DHPS から計 11 名

DHPS : 8 名、DRE : 3 名

調査団：関、伊東、玉川、植松（資料作成、説明）、上田（資料作成、説明）、蒔田

(d) 配布資料

Off JT Reservoir Management Optimization Introduction

Off JT Reservoir Management in Japan

Off JT Reservoir Operation by Mass Curve

Off JT Optimization Theory

Off JT DP Software (CSUDP) and Example of DP Sankosh

その他関連資料

#### (2) トレーニング項目

- Introducing reservoir management in Japan

- Reservoir operation simulation by mass curve method.
- Learning optimization theory.
- Learning dynamic programming.
- Learning how to use the dynamic programming software (CSUDP).

(3) トレーニング内容

(a) Introducing reservoir management in Japan (第1回：説明者上田)

配布資料 (Off JT Reservoir Management in Japan) に基づき、以下の日本の貯水池管理の概要 (治水・利水) と実例を紹介した。

- 貯水池管理概要
- 洪水管理
- 低水管理
- 堆砂対策

(b) Reservoir operation simulation by mass curve method (第1回：説明者植松)

- 水力開発ガイドマニュアルで、貯水池式水力の貯水池運用計算として紹介されているマスカーブによる貯水池運用のトレーニングを実施した。トレーニングでは、マスカーブの作成方法について学び、Sankosh 水力を例としてマスカーブ作成の演習を行った。

(c) Learning Optimization Theory (第2回：説明者植松)

- 基礎的な最適化手法として、線形計画法について学び、線形計画法を解く Simplex Method など、線形計画法の基礎と解法について学んだ。
- Simplex Method の計算方法を、演習を通じて学んだ。
- 非線形計画法の基礎を学び、水力・火力混合系統の経済運用など、非線形計画法が電力セクターでどのように用いられているかを学び、演習問題を通じて具体的な計算方法を学んだ。
- 貯水池の最適運用検討で多く用いられている動的計画法の概要について学んだ。
- 遺伝アルゴリズムや、Artificial Neural Network など、最新の最適化手法について概要を紹介した。

(d) Learning dynamic programming (第3回：説明者植松)

- 貯水池の最適運用として用いられている動的計画法の計算方法について学び、簡単な例題を通じて、手計算により動的計画法の問題を解いた。
- Sankosh 水力を例として、手計算による貯水池運用最適化計算の演習を行った。

(e) Learning how to use the dynamic programming software (CSUDP) (第3回および第4回：説明者植松)

- 動的計画法の汎用化ソフト (CSUDP：フリーソフト) の使用方法の説明を行った。
- Sankosh 水力を例に、CSUDP を用いて動的計画法による貯水池運用の最適化の演習を行った。
- 最後に、最適化手法が実際のプロジェクトでどのように適用されているか、インターネットの検索を通じて情報収集を行い、手法、目的、結果について内容をまとめ、各自発表を行った。

#### (4) 成果、課題

##### 【成果】

- 日本の貯水池管理の概要について理解することができた。
- 貯水池運用最適化の基本となる線形計画法、非線形計画法の理論の概要を理解し、簡単な例題を通じて、計算内容を理解することができた。
- 貯水池運用の最適化に適用されている動的計画法の概要について学び、簡単な例題を通じてその計算方法を理解することができた。
- 最適化計算ソフト（CSUDP：フリーソフト）の操作方法を学び、例題を通じて内容を理解することができた。

##### 【課題】

最適化を実問題に適用する場合、複雑な制約条件を考慮することでモデルが大きくなり、解析に多くの時間を要することが多々ある。また、適用する最適化手法は、コンサルタントにより異なる。手法によっては理論が煩雑であったり、計算内容がブラックボックス化され検証が困難になる問題がある。従い、実際の適用に際しては、学識経験者やコンサルタント等のアドバイスの下、最適化検討を行うことが課題となる。



Training Scenery



Training Scenery

### 13.3 系統関係

#### 13.3.1 第1回研修

##### (1) 実施概要

(a) 日時：2018年3月6日 14:30-17:00

(b) 場所：DHPS の調査団事務所

(c) 出席者：2 部署から 9 名

DHPS - TPSD (Transmission and Power System Division) 1 名、

- PCD (Planning and Coordination Division) 4 名、

- HDD (Hydropower Development Division) 2 名

BPC - BPSO(Bhutan Power System Operator) 2 名

調査団：上林、馬橋、堀内

##### (d) 配布資料

PSS/E Training in Bhutan

Example of an existing circuit breaker list (一部関係者のみ)

##### (2) トレーニング項目

■ Outline of analysis on system planning

■ Power flow analysis

■ Fault current analysis

##### (3) トレーニング内容

###### (a) Outline of analysis on system planning

配布資料（PSS/E Training in Bhutan）に基づき系統計画の概要を説明した。

系統連系するインドの系統計画基準をベースに策定した、本プロジェクトで適用する系統計画基準について提案・説明した。参加者からの訂正意見などは特になかった。

###### (b) Power flow analysis

DHPS 作成の 2020 年断面の PSS/E ファイルを使用して、プロジェクトに PC 画面を映して、PSS/E への入力データのうち特に重要なデータについて詳細説明した。

2 人 1 組で PC 1 台を使用して、PSS/E での潮流計算の基本的な実施方法について、個別指導した。

###### (c) Fault current analysis

Power flow analysis と同様に、2020 年断面の PSS/E ファイルを使用して事故電流計算の方法を説明した。事故電流計算の計算条件として、インドで適用している条件を提案し、訂正意見などは特になかった。提案した計算条件の他に、ブータンで適用されている計算条件があれば提示するよう依頼したが、そのようなものは無いとのことである。

2人1組でPC1台を使用して、PSS/Eでの事故電流計算の基本的な実施方法について、個別指導した。さらに、Excelによる計算結果の効率的な評価方法についても説明した。

#### (4) その他補足

遮断器調書のようなものはない。事故電流計算結果を評価するために必要となる遮断器調書の作成を強く提案し、調書ができたら送付してもらうように依頼した。



### 13.3.2 第2回研修

#### (1) 目的

ブータンの将来システムの計画は、National Transmission Grid Master Plan (NTGMP) of Bhutan に基づいており、解析用データ（PSS/Eデータ）は、インド系統はインドのコンサルタントが、ブータン系統はDHPSが作成している。

解析結果についてはブータン側でも確認しているものの、解析ツールを使える技術者が少ないことから、技術が個人についていると言う状況であり、こういった状況は技術維持を阻害しかねない。

加えて、解析についてもその目的を理解しなければ、本来解決しなければならないことが見え、時間ばかりを浪費し、ともすると間違った方向性を導きかねない。

そこで、本MPでは「解析技術者の裾の拡大」、「基本知識の習得」、「技術者のスキルアップ」を目的に系統解析の研修を実施した。

#### (2) 日程と実施事項

日程と実施事項を以下に示す。

特にブータンの技術者は初心者から中級者まで技術レベルに差が大きいことから、DHPCの要望も踏まえ、レベルを分けて研修を実施した。その内容を以下に示す。



表 13-3 研修日程と内容

研修日	対象者	研修内容
2018年8/9	初心者	系統解析の基礎 (pu 法と潮流計算)
8/14	初級者	系統解析の基礎 (短絡計算)
8/16	中級者	系統パラメータの作成 (Tr・送電線インピーダンス)

(a) 系統解析の基礎 (pu 法)

ブータンでは、系統解析に PSS/E を使用している。その基礎となるデータは pu 法 (単位法) で示されるのが一般的である。

そこで、本講義では系統解析で使用される pu 法について、その原理や変換手法、使用法などを研修した。

(b) 系統解析の基礎 (潮流計算、短絡計算)

初級者向けに系統計画の基本となる潮流計算、短絡計算について研修を行った。研修内容は潮流計算と短絡計算を手計算および PSS/E で実施することにより、計算原理と計算手法を学ぶことに主眼を置いた。

加えて、課題解決型研修の手法を採用し、実際に PSS/E による解析を通して、電圧維持や事故電流抑制の基本的な対策についても学べるように工夫を行った。

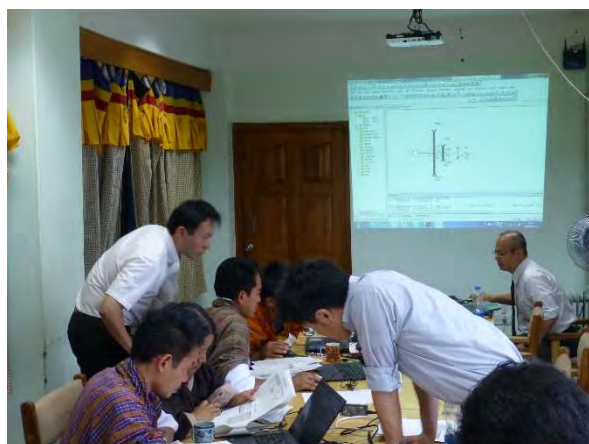
(c) 系統パラメータの作成

系統解析を行う上で重要となるのが、如何に現実的なデータを用意するかという事があげられる。特に送電線と変圧器については、計算結果を左右するため、慎重に扱う必要がある。

現在の系統データはインド側からの提供に基づくものであることから、DHPS にてデータの適否の判断が困難であり、また、DHPS にて系統増強を検討する場合、どのようなパラメータを使用すべきか不明確であるという問題を抱えている。

今回 DHPS より、系統パラメータをどのように作成するのか知りたいというリクエストがあったことから、中級者向けに、系統パラメータの作成手法に関する研修を行った。

研修では PSS/E の機能を利用した作成手法の他、フリーソフト(ATP)により鉄塔形状を詳細にモデル化して系統パラメータを算出する方法も紹介した。



### (3) 研修成果

今回の研修には DHPS から 7 名が参加し、レベルにあわせ研修を実施した。研修に参加した感想を聞いたが、概ね良好であった。

また、実務での課題に関する質問もあり、活発な議論もでき、想定以上の効果も得られた。一方で、レベル差が大きいことから、中級者からは「実務 OJT」を望む声も寄せられた。

### (4) 今後の展開

今回参加者から寄せられた意見や DHPS の「系統計画に資する解析技術力の向上」という意向を踏まえ、中級者向けにより実務に近い形の研修を準備する。

## 13.3.3 第 3 回研修

### (1) 目的

前回 2018 年 8 月以降、TPSD で最も PSS/E に慣れていて系統解析面で主力となっていた若手技術者が留学していなくなったため、後を引き継いだ技術者の技術レベルに合わせた研修を計画した。また、今回の研修では、2018 年 3 月以降の一連の研修に初めて参加する参加者が少なからずおり、参加者の多くが系統計画業務に直接携わっていないことを考慮し、系統計画で必要となる基礎的な知識を再説明するとともに、PSS/E を実際に使ったセッションでは、研修のペースを落とし、全員がついてこられるようにトレーニングを実施した。

前回までは、簡単な例題をベースとしたが、今回はドラフト・ファイナル・レポートで実際に検討した PSS/E ファイルを使用して、トレーニングを実施した。

### (2) 日程と実施事項

日程と実施事項を以下に示す。

JICA 調査団の系統解析者の経験上、PSS/E の取り扱いについては、何度か作業を繰り返して体で覚える場合も多い。ドラフト・ファイナル・レポートの結果については今回の研修参加者も興味があると考えられることから、今回のマスタープラン検討での複数の系統解析を PSS/E を使って再現し、研修参加者も同じ解析を実施することで、PSS/E による解析を繰り返して行った。

表 13-4 研修日程と内容

研修日	研修内容
2019 年 6/14	系統計画および系統解析の基礎、 ドラフト・ファイナル・レポート系統関係部分の報告(1/3) 2020 年断面の N-0 条件での OJT (潮流・電圧解析、事故電流解析、安定度確認)、N-1 条件での潮流解析方法
6/18	ドラフト・ファイナル・レポート系統関係部分の報告(2/3) 2020 年、および 2030 断面で N-1 条件での OJT (潮流・電圧解析、安定度確認) 2050 年断面での OJT (N-0 条件での潮流・電圧解析)

研修日	研修内容
6/19	ドラフト・ファイナル・レポート系統関係部分の報告(3/3) 2050年断面での OJT (N-1 条件での潮流・電圧解析、事故電流解析、安定度確認)
6/20	系統解析に有用な PSS/E オプション機能説明 新設発電所の電源送電線の評価

(a) 系統計画の基礎

需要想定から電源計画の策定、それらを入力要素として系統計画を策定するまでの一連の検討フローについて説明した。

(b) 系統解析の基礎

1) pu 法

PSS/E を取り扱うためには、pu 法を理解していることが事実上の条件となっている。今回初めて PSS/E を取り扱う研修参加者が多かったことから、最低限の基礎知識として pu 法について再度説明した。

2) 潮流、事故電流、安定度

系統解析において、潮流、事故電流、安定度が互いに影響を及ぼすことを、簡単な理論式に基づいて説明した。

3) N-1 基準の理解

ドラフト・ファイナル・レポートでは、2025年断面で、ブータン南東部 132kV 系統で N-1 基準が満たされていないため、事故送電線をトリップした後他の送電線が過負荷し、その過負荷送電線をトリップした後にさらに別の送電線が過負荷し、最終的に停電に至るといいうわゆるカスケードが発生する事象を報告しており、今回参加者にもそれを説明した。

4) 電圧崩壊についての理解

ドラフト・ファイナル・レポートにおいて、2020年断面、N-1 条件で系統の無効電力が不足するために電圧崩壊にいたるリスクがあることを報告している。今回参加者には、その対策として発電機から無効電力をさらに多く出力するような設定について説明した。

(c) PSS/E トレーニング

2020年および2030年、2050年断面の PSS/E データを使用して、系統解析を実習した。

本実習は、今後 DHPS メンバーが、JICA 調査団が作成した解析データを実務で活用できるよう、実際のマスタープランの策定で使用した PSS/E ファイルを使用して、課題の抽出および課題解決へのアプローチや具体的な対策立案を体験する OJT 形式で実施した。

1) PSS/E 基本機能の習得

系統解析で有用な PSS/E 機能やその使い方について、事例を題材に実習した。

2) 潮流・電圧解析

N-0 条件および N-1 条件での潮流・電圧解析の具体的な解析手法、解析結果の評価方法および対策について実習した。N-1 条件については、自動計算手法について実習した。実習に際しては、

一部の送電設備停止時に、無効電力不足のため潮流計算が収束しない場合があるケースについて確認した。

### 3) 事故電流解析

事故電流解析の具体的な解析手法、解析結果の評価方法および対策について実習した。

### 4) 安定度確認

安定度確認の具体的な解析手法および解析結果の評価方法について実習した。

### (d) 新設発電所の電源送電線の評価

新設発電所の電源送電線について、ルート・電圧・線種やコスト等について、机上研修を実施した。



### (3) 研修成果

今回の研修には、PSS/E トレーニングに過去に参加した技術者が数人いた一方、初参加で系統計画業務に直接携わっていない技術者もあり、参加者のレベルのばらつきを考慮して慎重に研修を実施した。ある程度基礎的な項目を説明した上で、今後の実業務への展開を考え OJT 形式としたことで、研修で得た知識を直ぐに実務へ活用できることもあり、参加者が現状で抱えている業務に関連する質問も多く出された。

更に、参加者からの質問を起点に課題解決のアプローチ、そのための解析のプロセス等実務的な議論に発展するなどの副次的な効果もあり、より全員参加型に近い研修となった。

また、カスケードの発生例として 2003 年のイタリア停電の解説や、無効電力の必要性の事例として 1987 年の東京電力での電圧崩壊事故の説明等、事例を中心とした説明を取り入れたことにより、参加者の興味を誘い、満足度を高めたようである。

### 13.4 財務分析に関するキャパシティ・ビルディング

#### (1) 目的

DHPS の担当職員が、将来、有望サイトの開発計画を策定する上で、プロジェクトの適切な財務分析が行われるよう、割引キャッシュフロー法に基づくプロジェクト財務分析や財務三表の基礎的な理解を深める。

#### (2) 日時

研修第 1 日	2019 年 6 月 5 日	10:00～15:30
研修第 2 日	2019 年 6 月 6 日	10:00～16:00
研修第 3 日	2019 年 6 月 19 日	15:30～17:00
研修第 4 日	2019 年 6 月 20 日	12:00～15:30

#### (3) 場所：DHPS 会議室

#### (4) 受講者

研修第 1 日	DHPS、DRE、BPC 等の職員 26 名
研修第 2 日	DHPS、BEA、BPC 等の職員 28 名
研修第 3 日	DHPS・DRE の職員 8 名
研修第 4 日	DHPS・DRE の職員 8 名

#### (5) 講師：JICA 調査団 蒔田勇作（経済財務分析）

#### (6) 概要

最初の二日間の研修は、講義による解説に加え、受講者がそれぞれコンピュータで Microsoft Excel を用いて計算演習を行うことで実施した。その後、第 3 回・第 4 回の研修では、DHPS が作成した有望サイト Uzorong のキャッシュフロー予測・財務分析をレビューするケーススタディを実施した。

##### (a) 研修第 1 日：割引キャッシュフロー法によるプロジェクト財務分析

- ・ 財務分析の基礎知識：財務分析と経済分析の違い、財務分析の対象による違い（プロジェクト・企業）、財務分析で用いる主な指標、割引率と現在価値の理解
- ・ ディスカウント・ファクター、正味現在価値（NPV）、財務的内部収益率（FIRR）、加重平均資本コスト（WACC）の計算と分析方法
- ・ 借入金の返済計画表の作成

##### (b) 研修第 2 日：企業の財務分析、民間投資・官民連携（PPP）プロジェクトの財務分析

- ・ 財務三表の基礎的な理解、主な財務指標と計算方法
- ・ 民間投資プロジェクトの構造、特徴、主な財務指標
- ・ 民間投資プロジェクトの損益計算書（P/L）の作成
- ・ 民間投資プロジェクトの株主資本内部収益率（Equity IRR）、デットサービスカバレッジレシオ（DSCR）、平均発電原価の計算と分析方法

(c) 第3日・第4日：Uzorong Site の財務分析（ケーススタディ）

- ・ 有望サイトの一つである Uzorong を題材に、DHPS 職員が作成したスプレッドシートをレビューした。
- ・ インド政府の電力規制委員会（CERC）規則に基づいた平均売電料金の計算
- ・ Project IRR、NPV の計算と解釈についてのディスカッション
- ・ PSMP の情報に基づいた財務分析のアップデートと感度分析

(7) 成果

受講者のほとんどが財務分析を学んだ経験のないエンジニアであったが、皆意欲的に研修に取り組んだ。未経験者が多いために、第1日・第2日の研修は、財務分析の基礎的な内容、すなわち割引キャッシュフロー法による各種分析や財務三表の見方に絞り、演習やディスカッションを通じて理解を深めることができた。DHPS 以外の関連機関からも参加者を得て、料金設定方法などについて実務経験に基づいた意見交換も行われた。

第3日・第4日のケーススタディでは、DHPS 職員が作成した Uzorong 水力発電所の売電料金計算や Project IRR の推計をレビューし、これまで学んだ基礎知識を踏まえ、実際の財務分析・評価のプロセスと留意点についてディスカッションした。

今回のキャパシティ・ビルディングを通じて、今後、DHPS 職員が各種財務分析・評価を内製化または効率的な外注を行っていくうえで、単に作成ガイドライン等に従うだけでなく、正しい前提条件と分析の仕組みの理解に基づいて計数の解釈・評価ができ、また将来 DPR 等の調査を実施する上で、適切なコンサルタント TOR を設定し、コンサルタントが作成する報告書をよく理解し調査の品質管理ができるようになることが期待される。

## 13.5 環境社会配慮

環境社会配慮については、第 10 章で既述の SEA Task Force/WG の活動にて、メンバーである DHPS および各関係政府機関の環境社会配慮担当者を対象に、彼らのキャパシティ・ビルディングを意図して調査団が SEA 概念の説明や本調査におけるスコーピング手法・MCA 項目案の説明と意見交換を行った。すなわち、本調査の SEA Task Force/WG の活動プロセスを通じて SEA Task Force/WG メンバーの SEA の理解と知見の向上を促した。具体的な実施内容は以下の通りである。

### 13.5.1 第 1 回研修

#### (1) 実施概要

- (a) 日時：2018 年 3 月 6 日 14:30-17:00
- (b) 場所：Energy Conference Hall, Ministry of Economic Affairs.
- (c) 出席者：DHPS 以下 SEA Task Force/WG メンバー 10 名  
DHPS: 4 名、BPC: 2 名、DGPC: 1 名、NLCS: 1 名、DOFPS: 1 名、DOC: 1 名

#### (2) トレーニング内容

JICA 環境社会配慮関連調査団から以下の議題について説明し、その後質疑応答を行った。

- (a) SEA の理念と概念
  - SEA の目的と役割、マスタープランにおける SEA の役割。
  - JICA ガイドライン及びブータン国内法に基づく SEA 制度の枠組み。
  - SEA と EIA の相違点（アセスメントの実施段階、影響把握の範囲、複数案の範囲、アセスメントの特質）等。
- (b) SEA の実施手法
  - 以下の主要項目について説明を行った。
  - SEA の調査・予測・評価手法としての MCA の特質と利点（定量分析と重み付けの考え方）
  - MCA を用いた SEA の TOR の考え方と作成手法
  - MCA を用いた SEA のスコーピングの概念とスコーピング項目の選定手法 (I)
- (c) 配布資料
  - SEA に関する TOR(案)
  - SEA に関するスコーピング(案)

### 13.5.2 第2回研修

#### (1) 実施概要

- (a) 日時：2018年5月16日 09:30-13:00
- (b) 場所：Energy Conference Hall, Ministry of Economic Affairs.
- (c) 出席者：DHPS 以下 SEA Task Force/WG メンバー 8名  
DHPS: 3名、BPC: 1名、DGPC: 1名、NLCS: 1名、DOFPS: 1名、DOC: 1名

#### (2) トレーニング内容

JICA 環境社会配慮関連調査団から以下の議題について説明し、その後質疑応答を行った。

##### (a) 議題

- SEA のスコーピング手法（調査項目の選定手法、現場での調査手法、調査結果の分析・予測・評価手法）
- MCA を用いた SEA のスコーピングの概念とスコーピング項目の選定手法（II）
- SEA の観点からの水力開発が地域社会へもたらす開発効果の把握・分析手法
- 自然環境や社会環境が脆弱で、原則的には水力開発を避けることが好ましい地域における SEA の進め方

##### (b) 配布資料

- スコーピング案（調査項目、現地調査手法）
- 現地調査マニュアル（現地調査用チェックリスト、調査項目ごとの評価基準案）

### 13.5.3 第3回研修

#### (1) 実施概要

- (a) 日時：2018年11月7日 10:00-13:00
- (b) 場所：Energy Conference Hall, Ministry of Economic Affairs.
- (c) 出席者：DHPS 以下 SEA Task Force/WG メンバー 15名  
DHPS: 8名、BPC: 2名、DGPC: 1名、NLCS: 1名、GHNC: 1名、DOFPS: 1名、DOC: 1名

#### (2) トレーニング内容

JICA 環境社会配慮関連調査団から以下の議題について説明し、その後質疑応答を行った。

##### (a) 議題

- 環境社会配慮の視点を留意したプロジェクト候補地選定手法（保護区域及び大規模な住民移転等が想定される社会環境が脆弱な地域における候補地の選定手法）
- SEA の観点からの水力開発が地域社会へもたらす開発効果の把握・分析手法  
自然環境や社会環境が脆弱で、原則的には水力開発を避けることが好ましい地域における SEA の進め方（代替地の選定手法、環境保全対策（緩和策）の検討手法）

##### (b) 配布資料

- スコーピング案（調査項目、現地調査手法、調査期間）
-



- 現地調査マニュアル（現地調査用チェックリスト、調査項目ごとの評価基準案）

#### 13.5.4 第4回研修

##### (1) 実施概要

- (a) 日時：2019年1月15日 14:30-17:00
- (b) 場所：Energy Conference Hall, Ministry of Economic Affairs.
- (c) 出席者：DHPS 以下 SEA Task Force/WG メンバー 12 名  
DHPS：7名、BPC：1名、DGPC：1名、NLCS：1名、DOFPS：1名、DOC：1名。

##### (2) トレーニング内容

JICA 環境社会配慮関連調査団から以下の議題について説明し、その後質疑応答を行った。

- (a) 現地調査結果を反映させた下記の MCA 項目の精査手法とスコアリング手法
  - 絶滅危惧種の取り扱い手法
  - 国家的重要性の文化財の判断と評価手法
  - 影響を受ける農地の面積基準の設定と評価手法
  - 社会開発指標におけるエコツーリズム、手工芸品生産活動等のスコアへの反映の検討
- (b) 配布資料
  - スコーピング修正案（調査項目、予測・評価手法に関する追加・修正案）

#### 13.5.5 第5回研修

##### (1) 実施概要

- (a) 日時：2019年6月10日 10:00-12:00
- (b) 場所：Conference Hall, Ministry of Economic Affairs.
- (c) 出席者：DHPS 以下 SEA Task Force/WG メンバー 7 名  
DHPS：4名、DGPC：1名、NLCS：1名、DOC：1名

##### (2) トレーニング内容

JICA 環境社会配慮関連調査団から以下の議題について説明し、その後質疑応答を行った。

- (a) 議題
  - 水力開発が地域社会へもたらす開発効果（正のインパクト）の把握・分析手法
  - SEA における代替案検討手法（計画レベルでの代替案、プロジェクトレベルでの代替案）
  - 経済、環境、地域開発の重みづけが異なるケース、及び基本ケース（技術と環境の重みづけを同等とした案）の4タイプの代替案（開発シナリオ）の作成手法
  - 同一水系に複数のダム（堰）が開発される場合に想定される累積的影響に関する調査・予測・評価手法
  - SEA レベルでの地球的規模への環境影響の予測・評価手法

- 各プロジェクト間を繋ぐ広域送電線計画における環境社会配慮手法
  - SEA の結果に基づき実施される各プロジェクトレベルでの F/S、IEE 及び EIA 段階で配慮すべき環境社会配慮事項について
- (b) 配布資料
- マスタープランで検討した環境社会配慮事項
  - SEA Report (Draft)

### 13.5.6 OJT による現地調査に係わる SEA 実施技術の向上

#### (1) 実施概要

- (a) 日時：第 1 次現地調査 (2018 年 11 月 14 日～12 月 11 日)  
第 2 次現地調査 (2019 年 1 月 18 日～ 1 月 30 日)  
第 3 次現地調査 (2019 年 3 月 5 日～ 3 月 14 日)
- (b) 場所：第 1 次現地調査-セミロングリスト地点 37 地点  
：第 2 次現地調査-セミロングリスト地点 37 地点の中の 6 地点  
：第 3 次現地調査-セミロングリスト地点 37 地点の中の 3 地点
- (c) 研修者：第 1 次現地調査 DHPS から 2 名 (自然：1 名、社会：1 名)  
第 2 次現地調査 DHPS から 1 名 (自然：0 名、社会：1 名)  
第 3 次現地調査 DHPS から 1 名 (自然：0 名、社会：1 名)
- (d) 配布資料
- QGIS 上の各地点の平面レイアウト
  - 各地点の取水ダム、水路、発電所位置を示した Google Earth イメージデータ
  - 現地調査マニュアル (現地調査用チェックリスト、調査項目ごとの評価基準案)

#### (2) トレーニング項目

- 自然環境関係
  - 自然環境関係チェック項目
  - 生態系影響評価項目の選定手法 (指標種の考え方)
  - 森林植生の評価項目の選定手法
  - 環境維持流量の推定方法
  - 環境保全対策方法 (緑化工法、地盤安定工法)
- 社会環境関係
  - 社会環境および社会開発のチェック項目
  - 各サイトの影響の範囲と住民への影響
  - 各サイトのステークホルダーの特定とインタビューの方法
  - 地元の文化財に対する理解

- 社会配慮項目の選定方法とスコアの付け方
- 社会開発項目の検討とスコアの付け方

### 13.5.7 研修の成果と今後の課題

#### (1) 研修成果

マスタープランに関する SEA の構成を企画し、その実施をフォローするために設置した、SEA Task Force/Working Group (DHPS および各関係政府機関の環境社会配慮担当者で構成される) のメンバーを対象に、SEA の理解増進と SEA の具体的な実施に係る技術的手法に関する研修を 5 回に分けて実施した。研修には、DHPS からは少ない時には 3 名、多い時には 8 名の参加者があったが、全研修を通して参加した職員は、幹部職員と実務を担当する中堅職員の参加者は、1～2 名であり、かつ、研修ごとに参加者が異なっていた。これは、DHPS には、環境社会配慮を所掌する独立した環境部門のセクションが無く、GIS セクションをはじめとする他の技術部門の職員が、本来の職務に支障を及ぼさない範囲内で、環境社会配慮に関する業務をサポートしていく体制を採っていることに起因していると考えられる。

上述の DHPS の組織上から、研修に参加した DHPS の中堅職員には、SEA への理解と SEA の実施に関する技術的手法に関しては、部分的な理解に止まり、全体を体系的に理解することは困難であったものと推察される。

#### (2) 今後の課題

DHPS から、SEA に関する研修の継続を期待されていることから、今後は、DHPS に環境社会配慮を所掌する専任の担当者を置くことを前提に、SEA の理解促進と SEA の具体的な実施に係る技術的手法に関する研修を体系的に実施していくことが必要である。

### 13.6 キャパシティ・ビルディングの評価

本調査を通じて、OJT および Off-JT により、DHPS 職員に対してキャパシティ・ビルディングを実施してきた。この結果を踏まえて、マスタープラン策定にあたって必要となる業務内容各項目について、以下に示す基準により評価を実施した。

表 13-5 キャパシティ・ビルディングの評価基準

評価点	評価内容
5	全く問題なく実施可能
4	細かい部分では不安があるが、ほぼ問題なく実施可能
3	若干の支援が必要であるが、実施可能
2	DHPS が単独でマスタープランを作成する際は、多くの支援が必要
1	DHPS 単独でのマスタープラン作成は無理、再教育・再支援が必要

(出典：JICA 調査団)

次期マスタープランを DHPS 職員が独力で策定できるかどうかという視点から、評価した結果を以下に示す。

表 13-6 マスタープラン策定にあたって必要となる業務内容の評価

実施項目	評価点	評価
Civil design	4	最大使用水量の計算および河川縦断図の作成、さらに Q-GIS を活用したポテンシャル地点の抽出評価については、ほぼ問題なく実施可能。
	3	現地確認調査において OJT で学んだダム位置、水路ルート（型式）、発電所位置（型式）の選定方法に関しては今後さらに経験を積み重ね、技術の向上を図ることが望まれる。
Hydrology	4	MP レベルの水文資料の評価は、DHPS 職員は一部既に実施しており、今後の MP 策定で DHPS 職員自ら水文評価を実施することは十分に可能である。
Q-GIS GIS 担当者	5	データ整備および高度な解析処理に至るまで独自で問題なく運用できるレベルである。また、他の職員に対する技術指導ができるレベルに達した。
Q-GIS 情報セキュリティ	2	組織のみならず、ブータン国全体としての意識が問われる点でもあるため、まずは、身近なところから可能な範囲でリスクを留意しながら対策を継続していくことが望まれる。
Q-GIS DHPS 内の GIS 普及	3	本研修により GIS の導入と基礎操作の實踐ができたことで、独自にその利用の幅を広げていける環境が整った。GIS 担当者によるサポート環境も構築できたため、今後、GIS による各種情報整備とその運用が期待できる。
Cost estimation 土木設備	3	マスタープランレベルの精度であれば、本調査で作成した積算キットを用いて DHPS 職員で対応できると考える。ただし、当ツールの基本データ・算定方法は、現時点のバージョンであり、適切なバージョンアップには外部支援が必要となる。
Cost estimation 送変電設備	4	マスタープランレベルの精度であれば、本調査で作成した積算用ツールを用いて DHPS 職員で対応できると考える。ただし、当ツールの基本データ（単価）は、現時点の数値であり、適切なバージョンアップが必要となる。

実施項目	評価点	評価
Benefit evaluation	4	本 MP において使用した便益は、電力の販売、Firm capacity の価値、アンシラリーサービス供給の価値であり、これらの考え方は十分に理解している。将来的には、CO <sub>2</sub> 排出量削減効果などの他の便益も考えられるが、これらについても便益として算定する手法は既に身につけている。
Geological survey	2	ブータン固有の地質特性に関する知識自体は既に備わっているので問題ない。しかし、それらの地質体が地形営力や風化の影響によってたどり着いた現地地形の総合的解釈や評価に関して、計画全体を俯瞰し評価する能力の醸成を要望する。
	3	先行開発各地点の調査設計に関する評価をレビューすることによって、調査と設計が乖離している幾つかの事例があることを認識させた。今後は、その観点で設計サイドの意向を汲んで計画立案・結果の評価を行い、必要なサジェスションを書面で残す習慣を身につける努力を望む。
Environmental survey 自然環境調査	2	多様な自然環境要素（植物、陸・水域動物等）に関する基礎的な知見が不足するため、信頼できる自然環境調査の実施及び調査結果の的確な評価は期待できない。
Environmental survey 社会環境調査	2	現地調査に同行した若手職員は、各サイトで社会環境の調査項目に沿って調査を行い、その結果について議論したことで各サイトの関係者の特定と情報収集の仕方を学んだとみられる。SEA タスクフォース/WG の会合で他省メンバーも交えての議論を通じ、社会配慮の調査項目および MCA の判断根拠の理解は進んだと思われる。ただし、社会調査同行者は環境社会グループメンバーとは異なる職員になったりしたことから、カウンターパートに一貫性がなく、今回の業務を通じての DHPS 側職員の学びはまだ限定的である。
SEA	2	DHPS に環境を専門とする技術者が在籍しないことから、副次的に環境部門を担当する水力土木技術者等を対象に、専門外の環境技術の研修を行った。そのため、SEA の理念・重要性に対する認識を深めることにはなったが、環境に関する高度の知見や調査経験が要求される SEA の実施能力は不十分である。
Financial analysis 財務分析業務管理	3	DHPS の職員は皆エンジニアであり、マスタープランや DPR 作成時には外部の経済財務・資金計画専門家を雇用することを想定すると、今回の研修を通じ財務分析の基本的な考え方や手法を習得したことで、今後、的確な専門家雇用や実施管理・レビューを行う基本的な知識は得られた。また研修では実際に DHPS 職員が作成したケーススタディを元にレビューを行い、実務上のアドバイスや分析を実践する上で留意すべきポイントを整理しており、これらはただちに改善可能である。
Financial analysis 財務分析実施	2	本研修は未経験者の職員に対し、財務分析の基本的な知識を習得するものであったが、実際のマスタープラン策定や個別プロジェクトの計画には、Project Development Agreement や PPA に基づいたリスク分析、PPP 法制度の理解など、単純なキャッシュフロー分析に留まらない専門性が必要とされる。DHPS にはこれらを専門とする職員は在籍せず、他国の類似機関の体制に鑑みても、外部専門家の雇用は必須と考えられる。
電源計画	4	MCA の使用には慣れており、MCA の評価結果に基づいて電源開発計画を策定することは十分に可能である。
送電計画	3	送電電圧や送電線の接続個所の選定は可能であるが、系統解析の結果を踏まえた妥当性の評価には不安がある。

実施項目	評価点	評価
System analysis	2	系統計画の基本的な検討フローや系統解析ソフトウェア(PSS/E)の基本的な操作については身についたが、DHPS が単独でマスタープランを作成する際に必要となる、過負荷・異常電圧・事故電流超過発生時の具体的な対策の策定やより高度な系統解析（N-1 条件での自動計算や従来と異なる送電線導体を導入する場合の送電線定数計算等）についてはサポートが必要である。

(出典：JICA 調査団)

## 第 14 章 アクションプランとロードマップ

本 MP は以前の MP と大きく異なり、既に今後 10 年間以上の計画が決定し、推進している中で、これらの推進中地点の次期地点を探索し、Short list 地点として提案している。今後、本 MP を進めていくにあたり、直面すると想定される課題について、取り組むべきアクションプランとロードマップを提案する。

### 14.1 アクションプラン

#### 14.1.1 優良案件の Feasibility Study

本調査において、2031 年から 2035 年の開発候補地点として、Dorokha 地点（550MW）、Pinsa 地点（153MW）、Chamkharchhu-II 地点（414MW）の 3 地点を提案している。これらの 3 地点において、早期開発を目指して Feasibility Study（FS）を実施する。

具体的には、地形・地質調査（地表構造物周辺の地形測量、ボーリング調査等を含む）、環境影響調査を実施し、基本設計ならびに施工計画・積算を行い、その実行可能性を評価する。なお、FS 実施の中で、環境影響評価書（EIA）の許可を取得することを目指す。計画を確定する前にダム位置、発電所位置、開発規模、工事方法等を変更したいいくつかの代替案比較を実施して環境への影響を評価し、その内容を地域住民などの関係者と協議することも同時に実施する。

#### 14.1.2 Off-taker と資金ソースの多様化

これまで、ブータンの水力開発の多くは、インド政府からの資金援助で実施されてきている。この方式では、建設時に必要となるすべての資金がインド政府から拠出され、国内で余剰となる電力はすべてインド政府が買い取ることになっている。借入金の返済は、発電所の運転開始後にインド政府への販売電力料金から差し引くことになっており、ブータン政府から見るとリスクの非常に少ない開発スキームであると認識されている。しかしながら、このスキームにより現在建設中の地点において、施工品質上の懸念や運転開始時期の遅延による工事費の上昇などのリスクが顕在化してきている。また、現在享受しているような有利な条件が、将来にわたって確保できるかは不透明である。

このような状況を考慮すると、バングラデシュやネパールなど近隣国も含めて、インド政府以外への売電も視野に入れた Off-taker の多様化が重要になってくる。ブータンで発電される安価な電力を南アジア地域の他国へ売電することは、南アジア地域全体の経済的繁栄に貢献できるものであり、また、インフラ整備・電力供給により地域連結性を向上し地域全体の繁栄を促すとともに個々の国々にも安定と繁栄をもたらすと考えられる。将来的には、BBIN（Bangladesh, Bhutan, India, Nepal）という大きな市場の中で電力の売買を行うことになる可能性が高く、インド政府以外の資金ソースによる開発も必要になってくる。しかしながら、ブータン国内のリソース（資金、

人材)には限界があり、すべての水力開発プロジェクトについてブータン政府のリソースを使って関与していくという条件に固執すると、水力開発の遅れが懸念される。ブータン政府のリソースをほとんど使わない IPP による開発スキームは、Royalty Energy などの条件によっては、ブータン政府にとって PPP スキームと同等程度の収入が得られる。このため、水力開発を促進してより多くの国家財源の確保を目指すのであれば、選択肢として、IPP での開発も可能な制度の導入も考える必要がある。

また、Off-taker としてバングラデシュやネパールなど近隣国も含めるとすると、それらの国々への電力輸出を踏まえた条件整備が必要になってくる。具体的には、以下のような項目の実施を進めていく必要があるが、これらの項目は他国間においても同様な協議が必要になるため、対象国との 1 対 1 で協議を実施するよりも、BBIN などの多国間での枠組みにより協議を実施していくことが有効である。

### (1) インドの系統運用ルールの正しい理解

ブータンから隣国へ電力輸出を実施する場合には、インドの系統を通過せざるを得ない。このため、インドの理解を得ることが不可欠である。インドの CERC は他国との電力融通に関して、2019 年 3 月に Cross Border Trade of Electricity Regulations を改訂している。その Regulation に従えば、インドを経由して第三国に電力を輸出することは十分に可能なルールになっている。ただし、インドの系統に接続する場合には、インドの発電会社と同様な系統運用ルールの適用が求められるため、インドの系統運用ルールを正しく理解し、課題があれば、インドとの協議により、課題の解決を図っていくことが重要である。

### (2) Off-taker (バングラデシュ、ネパール等) との協議

インド以外の第三国に電力を輸出する場合には、Off-taker であるバングラデシュやネパール等との協議が必要になってくる。具体的には、以下のような項目の協議が必要となる。

- 販売料金、取引通貨
- Off-taker の支払能力の確認と政府保証の有無
- 開発事業体の構成、資金の拠出方法 (送電設備も含む)
- 連系送電設備の新規建設ニーズの確認、費用負担方法
- インドへの託送料金の費用負担方法

### (3) 連系送電線の強化

インド以外の第三国に電力を輸出する場合には、ブータン-インド間のみならず、インド-輸出相手国間の送電線の増強が必要になってくる。また、インド国内の送電線増強が必要となるケースも考えられる。インド-バングラデシュ間、インド-ネパール間は既に連系送電設備が完成しているが、今後電力輸出量を増加させていく場合には、送電容量が不足し、新規に連系送電設備を建設しなければならなくなる可能性が高い。このような点を踏まえて、連系送電線の強化に向けた協議を進めていくことが重要である。 ((3) (c) 参照)



### 14.1.3 将来構想を踏まえた送変電設備計画の着実な推進

#### (1) 将来構想を踏まえた送変電設備計画の推進

本調査の中で抽出した Short list 地点の送電計画は、近隣の発電所への接続も提案している。しかしながら、既に建設がほぼ終了している Punatsangchhu II や Mangdechhu 変電所の用地は狭隘であり、増設の余地は少ないとの見解である。今後、新規発電所（具体的には Dorjilung、Chamkharchhu I）の送電用設備（開閉所）の計画を実施する場合には、系統計画の将来構想を踏まえて、近隣の発電所開発時における接続も考慮して、増設余地を確保しておくことが必要である。

#### (2) ブータンの国土、政策に合致した送変電設備標準設計の検討

ブータンでは、経済性はもちろん、環境面からも送電線ルートを極力少なく・短くすることが非常に重要である。現在は、発電所と変電所を1対1で連系するため、同じようなエリアに複数の送電線を建設する必要がある。T分岐送電線の採用により、複数の送電線ルートを1ルートにまとめることができるため、環境面・経済性から非常に有効である。このため、T分岐送電線の採用可否の検討、採用可能な場合はT分岐送電線を採用した送変電設備計画の検討が必要である。

#### (3) 近隣諸国への電力販売に向けた送電設備の増強

インドとの連系送電線は、基本的にはブータン国内はブータン（BPC）が実施し、インド国内はインド（PGCIL）が実施することになっている。今後、国内の発電所開発に伴って、多くの連系送電線の建設が必要になってくるが、今後は、インドだけではなく、バングラデシュやネパールへの送電も視野に入れた対応が求められる。このため、インドーバングラデシュ間、インドーネパール間の連系送電線についても、推進状況を注視し、必要に応じて計画の促進に向けた働きかけを実施する必要がある。

Dorjilung 地点（1,125MW）は、バングラデシュに電力を供給することでインドを含む三国間で基本合意されている。この地点の開発にあたっては、ブータンからインド国内を経由して、バングラデシュ北部まで長距離・大容量送電線や関連する変電設備の建設が必要であり、この送変電設備の建設に向けた三国間の協議を早急に開始する必要がある。

#### (4) Thimphu 市内供給の信頼度向上策

首都である Thimphu 市内の周辺には大きな発電所はなく、Chhukha 発電所（336MW）と Basochhu 発電所（64MW）を連系する 220kV 送電線から Thimphu 市内に電力を供給している。この送電線は、両端電源であるが1回線送電線であり送電容量も十分ではないため、非常に重要な負荷である Thimphu 市内への供給用としては、供給信頼度面から見て非常に弱い設備構成である。2025年の段階で、当該送電線の事故時には、66kV 系統に過負荷が発生するため、66kV 系統を分断して放射状系統で運用することを推奨している。2030年の段階では、当該送電線がループ運用すると常時過負荷となるため、66kV 系統に加えて、220kV 系統も分断運用を推奨しているが、当該送電線の1回線事故時に Thimphu 市内では系統切り替えのため一時的に停電が発生するため

供給信頼度面から望ましいとは言い難い。このため、将来的にはこのような運用対策だけでは対応が不十分であり、いずれは2回線化などの設備対策が必要になってくる。

新規に2回線送電線を建設することが可能であれば、今すぐに検討を開始する必要はない。しかしながら、新たに送電線用地の確保が難しい場合には、現在の用地を活用して2回線化することになる。この場合には、現在の送電線を一旦撤去する必要がある、市内への電力供給に支障を与えないで実施する方法としては、仮鉄塔を建てて仮送電線を敷設する案と、鉄塔を建替える区間毎に停止する案が考えられる。幸いなことに、当該送電線は両端電源であり、2030年頃までであれば、一部区間を停止しても供給支障を発生させない系統構成を構築することは可能な見通しである。このため、2030年頃までの間で、区間毎に停止して撤去・再建設する方法が現実的な選択肢である。この工法では、完成までの工事期間が非常に長くなるため、早めに実施方策の検討を開始する必要がある。

#### (5) Yangbari PS の設備設計

現行計画では、Yangbari PS に多くの送電線を接続させることにしている。Yangbari PS の事故を考慮すると、供給信頼度面からはあまり好ましい形態ではない。また、電源が集中することにより、Yangbari PS の 400kV 母線事故時の短絡電流が大きくなり、一般的な遮断器の最大定格遮断電流 63kA を超える可能性が高い。事故電流が 63kA までであれば、定格 63kA の遮断器を採用することで対応できるが、一般的には、定格 63kA 超の遮断器は特殊なものとなるため、事故電流が 63kA を超える場合は、基本的には母線分割運用等の系統構成変更などにより事故電流の低減を図ることになる。このため、母線分割が可能となる設備構成にしておくことが非常に重要である。Yangbari PS は 2030 年までには必要になってくるため、長期的な電源の増強計画も踏まえた設備設計を早急に実施する必要がある。

ブータンでは、このような大型で複雑な変電設備を計画・設計した経験がないため、計画・設計時において、外部の専門家による支援が不可欠である。

#### 14.1.4 人材育成 (Capacity Building)

次期マスタープランを DHPS 職員が独力で策定できるかどうかという視点から、DHPS 職員のスキルレベルを評価した結果を第 13 章に示している。マスタープランの策定には、非常に幅広い知識と経験が求められる。当然のことながら、すべての業務を全員ができるようになっている必要はないが、少なくとも 1 名は必要な業務を「ほぼ問題なく実施可能」というレベルになっている必要がある。第 13 章に示した評価レベルを踏まえると、地質調査、環境社会配慮、経済財務分析、系統解析分野における技術習得レベルはまだ低く、現状のレベルでは、次期マスタープラン策定時には、支援が必要であるという結果となった。

地質調査と系統解析については、DHPS の本来業務に非常に密接に関係しており、DHPS 内部に地質工学や電気工学を専門的に学んできた経歴を持つ若手人材を配置している。両業務とも知識だけでなく、業務の実施経験が必要であり、具体的な案件において業務を実施することにより、

経験を蓄積していくことが望まれる。その際に豊富な経験とスキルを持つ先輩の指導の下で経験を積むのが最も効果的であるが、DHPS には、豊富な経験とスキルを持つ先輩がいないため、同じ経験をしても蓄積されるノウハウや得られるスキルが少なくなってしまう。このため、当面の策として、豊富な経験とスキルを持つ外部専門家を DHPS 内部に配置し、その指導の下に経験とスキルを習得するスキームを構築することが望まれる。

環境社会配慮と経済財務分析に関しては、DHPS 内部に環境学や経済学を専門的に学んできた経歴を持つ人材がいないため、土木工学や電気工学を学んできたエンジニアが、自分の専門業務に加えて、追加的な業務として実施している。このため、どうしても深い知識までの習得に至らず、マスタープランレベルの業務の実施においては、コンサルタント等の外部専門家の支援が必要となっている。特に環境社会配慮に関しては、今後、建設計画の上位段階で実施される戦略的環境影響評価（SEA）及び Pre-FS 時に実施される初期環境調査（IEE）において、環境社会配慮の側面から事業実施の可否を計画の初期段階で的確に判断し、現代社会が求める地球規模の環境保全施策や国際ドナーが求める環境社会配慮事項を、水力発電所プロジェクトに反映することが求められている。このため、DHPS 内に環境に特化した Division を創設し、自然環境と社会環境に関する広範な知見・技術・経験を持つ環境専門家を配置することが望まれる。

次期マスタープランの策定は、早くとも 10 年後が予定されているため、現段階での技術レベルで判断することは時期尚早であるが、次期マスタープランを DHPS 職員が独力で策定するためには、今後大幅なスキルの改善が望まれる。



## 第 15 章 JICA 電力セクター協力プログラムに係る提案

### 15.1 建設中地点の課題解決に向けた技術協力

#### (1) 背景、目的

DHPS は、現在建設中の Punatsangchhu-I、Punatsangchhu-II に多くの問題を抱えていることに加えて、建設準備段階にある Sankosh と Kuri-Gongri という二大プロジェクトの推進方策に苦慮している。これらのプロジェクトはすべてインドとの G to G 案件であり、日本側が直接支援できる立場にはない。また本 MP のスコープ外のプロジェクトである。しかしながら、DHPS としては、これらのプロジェクトの目途が立たない状況では、計画決定済みの他案件（例えば、Dorjilung や Nyera Amari 地点）を検討している余裕がなく、ましてや本 MP で抽出された優良案件については、全く議論の俎上にも載らない状況である。

つまり、本 MP で抽出された優良案件の開発を実現するためには、現在建設中の Punatsangchhu-I、Punatsangchhu-II が直面している課題を解決させる必要がある。両プロジェクトの現状は以下の通りである。

#### (a) Punatsangchhu-I の課題

2013 年 7 月に、取水ダムの河床掘削中に右岸の斜面で滑動が発生した。その後、PHPA (Punatsangchhu Hydroelectric Project Authority) はいろいろな防止策を講じてきたが、滑動は止まらないため、第三者技術者の意見を聞くこととし、2017 年 2 月に Norwegian Geological Institute (NGI) を雇用した。NGI の指示に従って、右岸斜面に多くのアンカーを打設して対策をとったが、2019 年 1 月現在、右岸斜面の変位は継続的に発生しており、課題解決には至っていない。

#### (b) Punatsangchhu-II の課題

2016 年 1 月に、放水口サージタンク周辺のトンネル掘削中に崩落が発生した。崩落した空洞部分を何らかの方法で充填して塞いでおかないと、更なる崩落を引き起こす可能性があるが、地質状況が非常に悪いために対応策に苦慮している。

#### (2) 目標値

日本におけるこれまでの知見を活用して、可及的速やかに両地点の対応策を提案する。

#### (3) 業務内容

これまで、インドおよびノルウェーの技術者が対応策を提案して実施してきているが、いまだに根本的な解決に至っていないことを考慮すると、技術的に非常に困難な課題であると想定される。このため、日本国内の英知を結集して臨むことが重要であり、当該分野で権威のある大学の教授（又は世界的に権威のある大ダム会議などの団体の役員経験者）を団長とする調査団の結成が望まれる。しかしながら、当該プロジェクトはブータンとインドとの G to G 案件であり、日本の調査団が、直接インド側に提案する、またはインド側と協議することは難しい。このため、ブー

タン技術者に対する技術指導という立場で対応策を提案し、ブータン側からインド側に提案するように仕向ける配慮が必要である。

(a) 現地の状況確認

これまでの事故発生の経緯やその後の対応策を確認するとともに、現地の状況を確認する。また、対応策の提案にあたっては実現可能性を評価するため、現地の状況確認調査を実施する。

(b) 対応策の検討

抜本的な対応策を数案策定し、その実施可能性を評価するとともに、実現可能なすべての案について、概略工事費（追加分）を算定するとともに概略工事スケジュールを提示する。

(4) 実施スケジュール

可及的速やかに対応策を検討することが求められており、全体スケジュールは約 4 か月である。ただし、対応策の検討にあたって、詳細な地質調査（例えばボーリング調査など）が必要になってくる可能性があるが、その場合には、地質調査の実施期間およびその結果の評価期間が追加で必要になる。

表 15-1 実施スケジュール案（課題解決に向けた技術協力）

	1M		2M		3M		4M	
	1H	2H	1H	2H	1H	2H	1H	2H
現地の状況確認（調査）	■			■				
対応策の検討								
対策案の策定		■						
実施可能性の評価				■				
概算工事費の算定					■			
概略スケジュールの提示					■			
ブータン側との協議							■	

（出典：JICA 調査団）

(5) 必要投入量

(a) 専門家派遣：16.0MM

地質：6.0MM（2名×3MM）

水力土木（設計）：6.0MM（2名×3MM）

水力土木（施工計画・積算）：4.0MM（2名×2MM）

(b) ローカルコンサルタントへの委託（必要になる可能性あり）

地形・地質調査（ボーリング調査、物理探査等）

## 15.2 優良案件の Feasibility Study

### (1) 背景、目的

本調査において、2031年から2035年の開発候補地点として、Dorokha 地点（550MW）、Pinsa 地点（153MW）、Chamkharchhu-II 地点（414MW）の3地点を提案している。このうち、Dorokha 地点と Chamkharchhu-II 地点は、Hydropower Development Strategy Report (Draft) において開発を行うべきではない河川として提案されている Amochhu と Chamkharchhu におけるプロジェクトであり、当面開発を見合わせる可能性が高い。この点を考慮し、優良案件として Pinsa 地点を抽出し、今後の開発に向けて Feasibility Study (FS) を実施する。

### (2) 目標値

Pinsa 地点について、2031年から2035年の開発を目指す。

### (3) 業務内容

Pinsa 地点において、地形・地質調査（取水口付近の地形測量、ボーリング調査等を含む）、環境影響調査を実施し、基本設計ならびに施工計画・積算を行い、その実行可能性を評価する。なお、FS 実施の中で、環境影響評価書（EIA）の許可を取得することを目指す。計画を確定する前にダム位置、発電所位置、開発規模、工事方法等を変更したいいくつかの代替案比較を実施して環境への影響を評価し、その内容を地域住民などの関係者と協議することも同時に実施する。

### (4) 実施スケジュール

全体スケジュールは以下に示すように約1.5年間である。この中には送電線の計画も含まれる。

表 15-2 実施スケジュール案（一般水力の FS）

	1Y				2Y			
	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q
実行可能性調査								
代替案比較	■							
地形・地質調査	■							
環境影響調査	■							
測水設備設置、流量測定	■							
設計、施工計画・積算			■					
経済財務分析、投資計画					■			

（出典：JICA 調査団）

### (5) 必要投入量

(a) 専門家派遣：38.0MM

電源開発計画：4.0MM

水力土木（調査・設計）：5.0MM

水力土木（施工計画・積算）：3.0MM

水力土木（水文）：3.0MM

地形・地質：5.0MM  
水力電気・機械：1.0MM  
系統計画・系統解析：2.0MM  
送変電設備：2.0MM  
経済財務、投資計画：2.0MM  
組織体制：1.0MM  
環境社会配慮（自然、社会）：10.0MM

- (b) ローカルコンサルタントへの委託  
地形・地質調査（地形測量、ボーリング調査、弾性波探査等）  
環境影響調査（環境影響評価書の作成を含む）  
流量測定調査（測水設備設置を含む）
- (c) 本邦受け入れ研修  
10名程度×1週間



## 15.3 民間事業者が参加可能な条件整備

### (1) 背景、目的

現在実施しているプロジェクトの多くはインド政府の支援によるもので、インド政府から資金が提供されている。しかしながら、このスキームがいつまでも継続するとは限らない。このため、新規案件の開発に際しては、新たな投資者として PPP 制度などを活用し、民間事業者の参画を呼び込む必要がある。民間事業者が事業に参加するには、具体的には、以下のようなリスクに対する十分な保証がされていることが重要である。

- 国のソブリンリスクに見合った収益（リターン）が見込めること：十分なタリフ
- オフテイクリスクが取れていること：Off-taker の支払能力や政府保証
- 為替リスクが取れていること：Convertible Currency（ハードカレンシー）でのタリフ、あるいはヘッジングメカニズムが適用されていること
- 利益の兌換・本国送金が保証されていること
- 電力の Evacuation リスクがないこと：送電線の建設遅延やトラブルによる機会ロスが保証されていること

### (2) 目標値

民間事業者が事業に参加できる環境を整備する。

### (3) 業務内容

#### (a) 投資セミナーの開催

外国の投資家が参入するための投資環境の改善を図るために、海外から官・民・国際レンダーを呼んで投資セミナーを開催し、現状の制度において改善すべき点を整理する。

#### (b) 水力発電開発政策見直し作業の支援

ブータンにおいては、Public Private Partnership Policy が 2016 年 3 月に議会承認を得ており、PPP 制度の仕組みは既に導入されている。その政策を踏まえて、今後水力発電事業において PPP のスキームにより実施する場合の制度設計を策定する必要があり、その策定業務の支援を行う。また、Bhutan Sustainable Hydropower Development Policy (BSHDP) -2008 についても、現在改訂作業中であり、その改訂作業についても支援を実施する。

#### (c) パイロットプロジェクト推進の支援

PPP 案件のパイロットプロジェクトとして本 MP で抽出した優先開発案件の中から 1 地点を選定し、バングラデシュへの電力輸出を前提に、民間事業者が事業に参加するための課題の抽出を行い、課題の解決を図る。具体的には、以下のような業務について、ブータン政府の支援を行う。

- バングラデシュの BPDB を Off-taker として売買電契約を締結する。
- バングラデシュ政府に対して、Off-taker の支払い能力不足時における保証を求める。
- インド PGCIL に対して、送電線の建設が遅延した場合には機会損失の補償を受け取れる契約とする交渉を進める。

(4) 実施スケジュール

全体スケジュールは約 4 か月である。

表 15-3 実施スケジュール案（民間事業者の参加促進）

	1M		2M		3M		4M	
	1H	2H	1H	2H	1H	2H	1H	2H
投資セミナーの開催	■							
開発政策見直し作業の支援		■						
モデルプロジェクト推進の支援			■					

(出典：JICA 調査団)

(5) 必要投入量

(a) 専門家派遣：8.0MM

PPP 政策：3.0MM

投資計画：3.0MM

水力開発：2.0MM

(b) 投資セミナーへの招待（スピーカーとして）

ネパール、ラオス等の水力開発担当（政府側）

民間投資家

国際レンダー（銀行、ADB、WB など）

## 15.4 揚水式水力のポテンシャル調査

### (1) 背景、目的

インドは、近年、再生可能エネルギーの開発に力を入れており、2018年3月末で69GWの設備量を、2020年までに175GW、2030年までに480GWに増やす計画である。このため、アンシラリーサービス（特に周波数調整）を担う発電設備の重要性が増加しており、インド国内において、揚水式水力を開発しようとする動きもみられるが、既に経済性に優れた優良地点は開発が進められていることに加えて、インド国内では開発への反対も多く、多くの揚水式水力の開発が難しい状況である。

一方、ブータンは山国であり、多くの揚水式水力の適地が存在するものと期待されているが、これまで全土にわたる包括的な調査を実施したことがないため、どのような適地（経済性と環境性の両面で優れた有望地点）が潜んでいるかは、未知数である。

本MP調査では、あくまでも一般水力のポテンシャル調査と有望地点のランク付けを実施したが、ブータンでは急峻な谷地形が多く、南部地域の平坦な地形のエリアでは既にインドイニシアティブで開発が計画されているとともに、残る僅かな平坦地においては多くの生計活動が営まれており、残念ながら、年間調整ができる貯水池容量を持つ有望地点を発掘することはできなかった。今後、インドから周波数調整容量提供の要請があったとしても、ブータンで既に調査実施済みの一般水力では、多くの周波数調整容量を提供することは期待できないため、揚水式水力への期待が高まっている。

### (2) 目標値

2030年以降において、インドで周波数調整容量および再生可能エネルギーにより発生する余剰電力吸収容量のニーズが非常に高まると想定されることから、2035年までの運転開始を目指す。

### (3) 業務内容

#### (a) 揚水式水力開発妥当性の確認

これから開発する揚水式水力は、インドシステムの周波数調整を主目的として開発することになるため、インド国内におけるアンシラリーサービス市場の動向やピーク時とオフピーク時の取引価格差の調査を実施し、揚水式水力の開発妥当性、開発必要時期、必要池容量の確認等を実施する。また、技術的に競合すると想定される蓄電池について、技術的・経済的な将来動向についても調査する。

#### (b) 有望地点の絞り込み

評価基準（落差、水路長、出力、池容量、近隣変電所までの距離等）を設定し、机上にて有望揚水地点を複数（10～20地点程度）抽出するとともに、環境性、経済性等の面から有望揚水地点の優先度評価を行う。複数抽出した有望揚水地点（5～10地点程度）について、全数現地踏査を実施して地質状況、周辺の環境状況等をチェックし、最有望地点（2～3地点）を選定する。

(c) 最有望地点の概念設計（Pre-FS）の実施

最有望地点において、概念設計（送電計画も含む）を実施し、概略工事費の積算、施工計画の策定、概略工事スケジュールの提示、経済財務分析（投資方法の検討を含む）などを実施する。

(4) 実施スケジュール

全体スケジュールは以下に示すように約 15 か月間である。インド国内におけるアンシラリーサービス市場の動向調査は、インドでの調査が必要である。なお、有望地点の現地踏査は、ブータン国の道路事情を考慮して、乾季（11月～3月）に実施するのが望ましい。

表 15-4 実施スケジュール案（揚水式水力）

	1Y				2Y			
	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q
揚水式水力開発妥当性の確認								
市場動向調査（インド）	■							
蓄電池の技術動向調査	■							
有望地点の絞り込み								
机上による有望地点の抽出	■							
現地踏査（技術・環境）		■						
地質・環境および経済性の評価			■					
最有望地点の概念設計								
概念設計				■				
経済財務分析、投資計画					■			

（出典：JICA 調査団）

(5) 必要投入量

(a) 専門家派遣：30.0MM

電源開発計画：4.0MM

水力土木（設計、施工計画・積算）：10.0MM

地形・地質：4.0MM

水力電気・機械：1.0MM

系統計画：1.0MM

系統運用・系統解析：2.0MM

経済財務、投資計画：2.0MM

環境社会配慮（自然、社会）：6.0MM

(b) 本邦受け入れ研修

10名程度×1週間

## 15.5 系統 MP で抽出した課題の解決

### 15.5.1 ブータンの国土、政策に合致した送変電設備標準設計の検討（技術協力）

#### (1) 背景、目的

発電所の開発に伴って、その発生電力を需要地に送電するために、送電線の建設が不可欠である。現在の国家送電網計画は 2018 年 6 月に策定された NTGMP 2018 であり、その計画に基づいて、今後の送電網の拡充が実施されていく予定である。

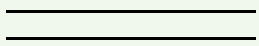
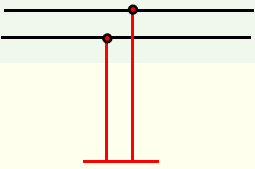
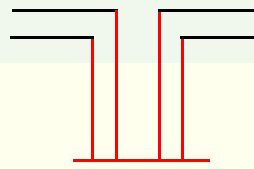
しかしながら、これらの計画は基本的にはインドの設計基準に基づいて策定されたものであり、山国であり、森林の保護を重視しているブータンにおいて、インドと同様の設計基準を採用することの是非を検討する必要がある。

森林への影響を極小化する方策として、具体的には以下のような対策が考えられる。

- 複導体などの多導体や大サイズ電線を採用し、1 ルートでの送電容量を増加させて、送電ルート数の減少を図る。また、極力 ROW（Right of Way）幅が狭い低い電圧の送電線にシフトする。
- T 分岐技術の採用により、送電距離、送電ルート数、変電機器数の減少を図る。
- 山岳地狭根開き鉄塔および効率的基礎型の採用により、鉄塔敷地の伐採面積の低減を図る。
- 鉄塔高を高くして、ROW 幅内の樹木伐採を回避する。

#### Column: T 分岐と $\pi$ 分岐

既存の送電線に対して新設送電線を接続する場合には、以下に示す 2 つの方法がある。

	既設送電線	T 分岐	$\pi$ 分岐
結線図			
特徴		送電線事故時の制御が複雑になるが、通信設備が確保可能であれば対応可	送電線事故時の制御が容易で信頼性が高い。送電線の距離が長い。遮断器が多く必要

T 分岐は、送電線事故時の制御が複雑になるため、日本以外の国ではほとんど採用されていないが、各発電所間の情報伝達（マイクロ無線、光通信）が可能であれば、制御は特に問題がなく、新設部分の送電線の距離が短くなる上に、発電所での遮断器の削減も図れるため、環境面・経済性で優位である。

#### (2) 目標値

プロジェクト終了後に、ブータン国送変電設備設計基準を発行する。

### (3) 業務内容

経済性と環境面の影響を評価して、ブータン国内において標準的に採用すべき送電鉄塔、変電機器設計基準をとりまとめる。

#### (a) 現状の課題の整理と対応策の提案

NTGMP 2018 の計画を踏まえて、提案されている送電ルート数の妥当性を検証し、森林保護の観点から課題を整理する。

#### (b) 各種対応策の経済性評価

上記に示したような各種対応策について、建設コスト、送電ロス、一回線事故時の影響等を評価し、採用の是非を検討する。

#### (c) 送変電設備設計基準のとりまとめ

経済性評価の結果を踏まえて、ブータンにおける設計基準をとりまとめる。

### (4) 実施スケジュール

全体スケジュールは以下に示すように約半年である。

表 15-5 実施スケジュール案（送変電設備設計基準）

	1Y				2Y			
	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q
現状の課題の整理	■							
各種対応策の経済性評価		■						
送変電設備設計基準のとりまとめ			■					

(出典：JICA 調査団)

### (5) 必要投入量

#### (a) 専門家派遣：12.0MM

系統計画：3.0MM

送電（電気）：3.0MM

送電（土木）：1.0MM

変電（電気）：1.0MM

地形・地質：1.0MM

系統解析、系統運用：1.0MM

経済性評価：1.0MM

環境社会配慮（自然）：1.0MM

#### (b) 本邦受け入れ研修

10名程度×1週間

## 15.5.2 Thimphu 市内供給の信頼度向上策の Feasibility Study

### (1) 背景、目的

首都である Thimphu 市内の周辺には大きな発電所はなく、Chhukha 発電所 (336MW) と Basochhu 発電所 (64MW) を連系する 220kV 送電線から Thimphu 市内に電力を供給している。この送電線は、両端電源であるが 1 回線送電線であり送電容量も十分ではないため、非常に重要な負荷である Thimphu 市内への供給用としては、供給信頼度面から見て非常に弱い設備構成である。将来的には運用対策だけでは対応が不十分であり、いずれは 2 回線化などの設備対策が必要になってくる。

新規に 2 回線送電線を建設することが可能であれば、今すぐに検討を開始する必要はない。しかしながら、新たに送電線用地の確保が難しい場合には、現在の用地を活用して 2 回線化することになる。この場合には、現在の送電線を一旦撤去する必要がある、市内への電力供給に支障を与えないで実施する方法としては、仮鉄塔を建てて仮送電線を敷設する案と、鉄塔を建替える区間毎に停止する案が考えられる。幸いなことに、当該送電線は両端電源であり、2030 年頃までであれば、一部区間を停止しても供給支障を発生させない系統構成を構築することは可能な見通しである。このため、2030 年頃までの間で、区間毎に停止して撤去・再建設する方法が現実的な選択肢である。この工法では、完成までの工事期間が非常に長くなるため、早めに実施方策の検討を開始する必要がある。

### (2) 目標値

既設 220kV 送電線 (Malbase-Basochhu 間) の 2 回線化の実施範囲と工事方法を確定し、低コスト、伐採範囲低減を考慮した FS を実施する。また、配電系統も含め、Thimphu 市内供給の将来構想をとりまとめる。

### (3) 業務内容

#### (a) 現状の課題の整理と対応策の比較

既設 220kV 送電線の 2 回線化の必要性を把握して工事実施範囲を確定するとともに、2 回線化の対応案を比較し、工事中の停電時間を極力低減する工事方法を確定する。

- Malbase~Chhukha: 29.8km
- Chhukha~Semtokha: 54.0km
- Semtokha~Bashochu: 44.9km 合計 128.7 km

#### (b) FS の実施

2 回線化工事について、地形・地質調査、環境影響調査を実施し、基本設計ならびに施工計画・積算を行い、その実行可能性を評価する。

#### (c) Thimphu 市内供給方策の検討

配電系統 (33kV 系) も含め、Thimphu 市内供給の将来構想をとりまとめる。

(4) 実施スケジュール

全体スケジュールは以下に示すように約1年である。

表 15-6 実施スケジュール案 (Thimphu 市内供給の信頼度向上策)

	1Y				2Y			
	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q
現状の課題の整理、対応策比較	■							
実行可能性調査								
地形・地質調査 (簡易)		■						
環境影響調査 (簡易)		■	■					
設計、施工計画・積算			■					
経済財務分析、投資計画				■				
Thimphu 市内供給方策の検討	■	■						

(出典：JICA 調査団)

(5) 必要投入量

(a) 専門家派遣：25.0MM

系統計画：6.0MM

送電（電気）：6.0MM

送電（土木）：2.0MM

変電（電気）：2.0MM

配電：2.0MM

地形・地質：2.0MM

系統解析、系統運用：2.0MM

経済性評価：1.0MM

環境社会配慮（自然）：2.0MM

(b) ローカルコンサルタントへの委託（簡易）

地形・地質調査（地形測量、ボーリング調査、弾性波探査等）

環境影響調査（環境影響評価書の作成を含む）

(c) 本邦受け入れ研修

10名程度×1週間



### 15.5.3 Yangbari PS の設備設計 (Feasibility Study)

#### (1) 背景、目的

現行計画では、Yangbari PS に多くの送電線を接続させることにしている。Yangbari PS の事故を考慮すると、供給信頼度面からはあまり好ましい形態ではない。また、電源が集中することにより、Yangbari PS の 400kV 母線事故時の短絡電流が大きくなり、一般的な遮断器の最大定格遮断電流 63kA を超える可能性が高い。事故電流が 63kA までであれば、定格 63kA の遮断器を採用することで対応できるが、事故電流が 63kA を超える場合は、基本的には母線分割運用等の系統構成変更などにより事故電流の低減を図ることになる。このため、母線分割が可能となる設備構成にしておくことが非常に重要である。Yangbari PS は 2030 年までには必要になってくるため、長期的な電源の増強計画も踏まえた設備設計を早急を実施する必要がある。

#### (2) 目標値

Dorjilung 発電所の試運転開始時期（2029 年頃）までに、Yangbari PS を完成させる。

#### (3) 業務内容

Yangbari PS において、地形・地質調査（地形測量、ボーリング調査等を含む）、環境影響調査を実施し、基本設計ならびに施工計画・積算を行い、その実行可能性を評価する。特に将来構想では 10 ルート（20 回線）の 400kV 送電線が Yangbari PS に引き込まれることになるため、それらの送電線の引き込み方法（鉄塔設置位置）についても検討を行う。

#### (4) 実施スケジュール

全体スケジュールは以下に示すように約 1 年である。

表 15-7 実施スケジュール案 (Yangbari PS の設備設計)

	1Y				2Y			
	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q
現状の課題の整理	■							
実行可能性調査								
地形・地質調査（簡易）	■	■						
環境影響調査（簡易）	■	■	■					
設計、施工計画・積算		■	■					
経済財務分析、投資計画				■				

(出典：JICA 調査団)

#### (5) 必要投入量

(a) 専門家派遣：24.0MM

系統計画：6.0MM

送電（電気）：2.0MM

変電（設計）：4.0MM

変電（工事）：4.0MM  
地形・地質：2.0MM  
系統解析、系統運用：2.0MM  
経済性評価：1.0MM  
環境社会配慮（自然・社会）：3.0MM

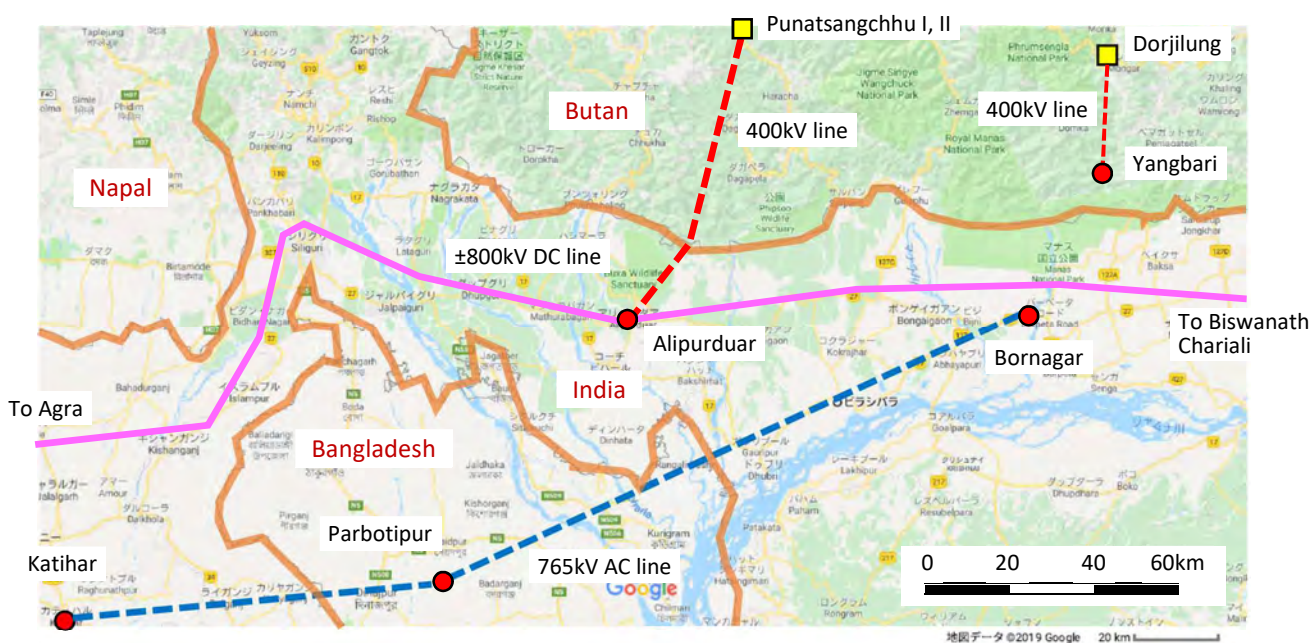
- (b) ローカルコンサルタントへの委託（簡易）  
地形・地質調査（地形測量、ボーリング調査、弾性波探査等）  
環境影響調査（環境影響評価書の作成を含む）
- (c) 本邦受け入れ研修  
10名程度×1週間

## 15.6 バングラデシュへの電力輸出に向けた送電計画の検討

### (1) 背景、目的

インドは、Arunachal Pradesh 州とブータンで開発される水力発電所の電力を需要の中心部であるデリー周辺に送電することを目的として、既に±800kV 直流送電線を建設し、運用を開始している。現在建設中の Punatsangchhu I, II の発生電力は、この直流送電線により、デリー周辺に送電されることになっている。この直流送電線は、すべてインドの地内を通過しているが、West Bengal 州の非常に狭い地域（チキンネックと呼ばれている）を通過しており、次期送電線の ROW の確保が非常に難しい状況となっている。

この状況を踏まえて、次期送電線としてバングラデシュ地内を経由する下図に示す青い点線の 765kV 交流送電線計画がインドとバングラデシュの 2 国間で協議中である。なお、インドとバングラデシュの系統が相互に影響を与えることを回避するため、バングラデシュ国内の Parbotipur 変電所には交直変換装置を設置することになっている。この 765kV 交流送電線計画は、バングラデシュ送電公社（PGCB）の Annual Report にも掲載されている。



(出典：JICA 調査団)

図 15-1 バングラデシュとインド間で協議中の送電線計画

Dorjilung 地点は、バングラデシュが投資を行い、インドの系統を経由してバングラデシュに送電することで三国が話を進めている。Dorjilung 地点の電力をバングラデシュに送電する場合には、基本的にはこの 765kV 交流送電線を活用することになる。しかしながら、Arunachal Pradesh 州における水力開発が遅れており、既設の±800kV 直流送電線に十分な空き容量があり、インドとしては、当面この 765kV 交流送電線を建設するニーズがない。このため、インドは

建設に消極的であり、バングラデシュのニーズで建設する場合には、バングラデシュが全区間の建設費の負担を求められる可能性が高い。

Dorjilung 地点に限らず、ブータンの電力をバングラデシュに送電する場合には、この 765kV 交流送電線を活用する必要があるため、本送電線の実現可能性をチェックしておくことは、今後両国間の電力融通を実現するためには不可欠な課題であり、両国にとって非常に意義のある調査である。なお、バングラデシュがブータンの電力を受電するだけであれば、当面、Bornagar-Parbotipur の区間（約 260km）のみを建設することで対応可能である。

## (2) 目標値

Dorjilung が運転を開始する（NTGMP 2018 では 2025 年～2030 年）前に、当該送電線の建設を完了させる。

### 業務内容

送電計画はバングラデシュの地域内のみならず、インドの地域内も通過する。このため、調査にあたっては、バングラデシュ・インド両国政府機関の承認を得るとともに、両国の送電会社を C/P 機関とし、両国の共同作業として進める必要がある。

#### (a) 開発妥当性の確認

ブータンの電力開発計画、バングラデシュの電力需要予測等を踏まえて、当該送電線の開発妥当性を評価する。また、Parbotipur 変電所における受電容量の検討も行う。

#### (b) 概略設計調査

概略の送電ルートを特定し、現地調査を踏まえて、基本設計ならびに施工計画・工事費積算を行い、その実行可能性を評価する。なお、インド地域内、バングラデシュ地域内の他の送変電設備についても増強の必要性の有無を確認する。

## (3) 実施スケジュール

全体スケジュールは以下に示すように約 1 年間である。

表 15-8 実施スケジュール案（電力輸出用送電線）

	1Y				2Y			
	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q
開発妥当性の確認	■							
概略設計調査								
送電ルートの特定	■							
現地踏査		■						
設計、施工計画・積算			■					
経済財務分析				■				

（出典：JICA 調査団）

(4) 必要投入量

(a) 専門家派遣：21.0MM

系統計画：5.0MM

地形地質：2.0MM

系統解析・系統運用：2.0MM

送電計画：4.0MM

変電計画：2.0MM

経済財務、投資計画：2.0MM

環境社会配慮（自然、社会）：4.0MM

(b) 本邦受け入れ研修

10名程度×1週間