

第 6 章 優先 10 計画の技術検討

6.1 既存レポートのレビュー

選定された優先 10 計画のうち、既存レポートの存在するものはその内容をレビューし、水文量、設計の諸元等を参考にした。参考とした既存報告書を表 6.1.1 に示す。

表 6.1.1 優先 10 計画に関連する既存報告書

No.	計画名	略称	既存報告書名
7&8	Lower Se San 2 + Lower Sre Pok 2	LL2	COMPREHENSIVE DEVELOPMENT OF HYDROPOWER IN SE SAN RIVER BASIN IN CAMBODIA VOLUME 1 SUMMARY REPORT VOLUME 2 MAIN REPORT VOLUME 3 APPENDIX OCTOBER 2006
12	Prek Liang 1	PL1	POWER ENGINEERING CONSULTING COMPANY 1 (PECC1), ELECTRICITY OF VIET NAM (EVN)
14	Prek Liang 2	PL2	
22	Stung Kep 2	KP2	FEASIBILITY STUDY REPORT OF STUNG TATAY HYDROELECTRIC PROJECT DECEMBER 2007 CHINA NATIONAL HEAVY MACHINERY CORPORATION, NORTHWEST HYDRO CONSULTING ENGINEERS
29	Bokor Plateau	BP	BOKOR HYDROPOWER PROJECT IN CAMBODIA PRELIMINARY STUDY REPORT NOVEMBER 2007 IDICO VIET NAM URBAN AND INDUSTRIAL ZONE DEVELOPMENT INVESTMENT CORPORATION

出典：調査団

6.2 地形

6.2.1 現地再委託による地形図作成

優先計画 10 地点のうち下記の 6 地点について、既存の航空写真から縮尺 1: 10,000 の地形図を作成した。本業務は現地再委託業務として実施した。

#12 Prek Liang I、 #13 Prek Liang IA、 #14 Prek Liang II、 #20 Stung Metoek II、 #22
Stung Kep II、 #29 Bokor Plateau

航測図化のための地上標定点測量の段階で、上記 ~ の地点については対象域のほぼ全域が森林に覆われ、標定点の特定が困難であることが判明した。これに対し、委託業者は調査団に対して、レーザ測量による地形図作成を提案した。予算と工期、成果品の品質の観点から調査団が提案を検討した結果、同等の成果が予算内で実施可能なことを確認し、~ の地点についてはレーザ測量を採用した。

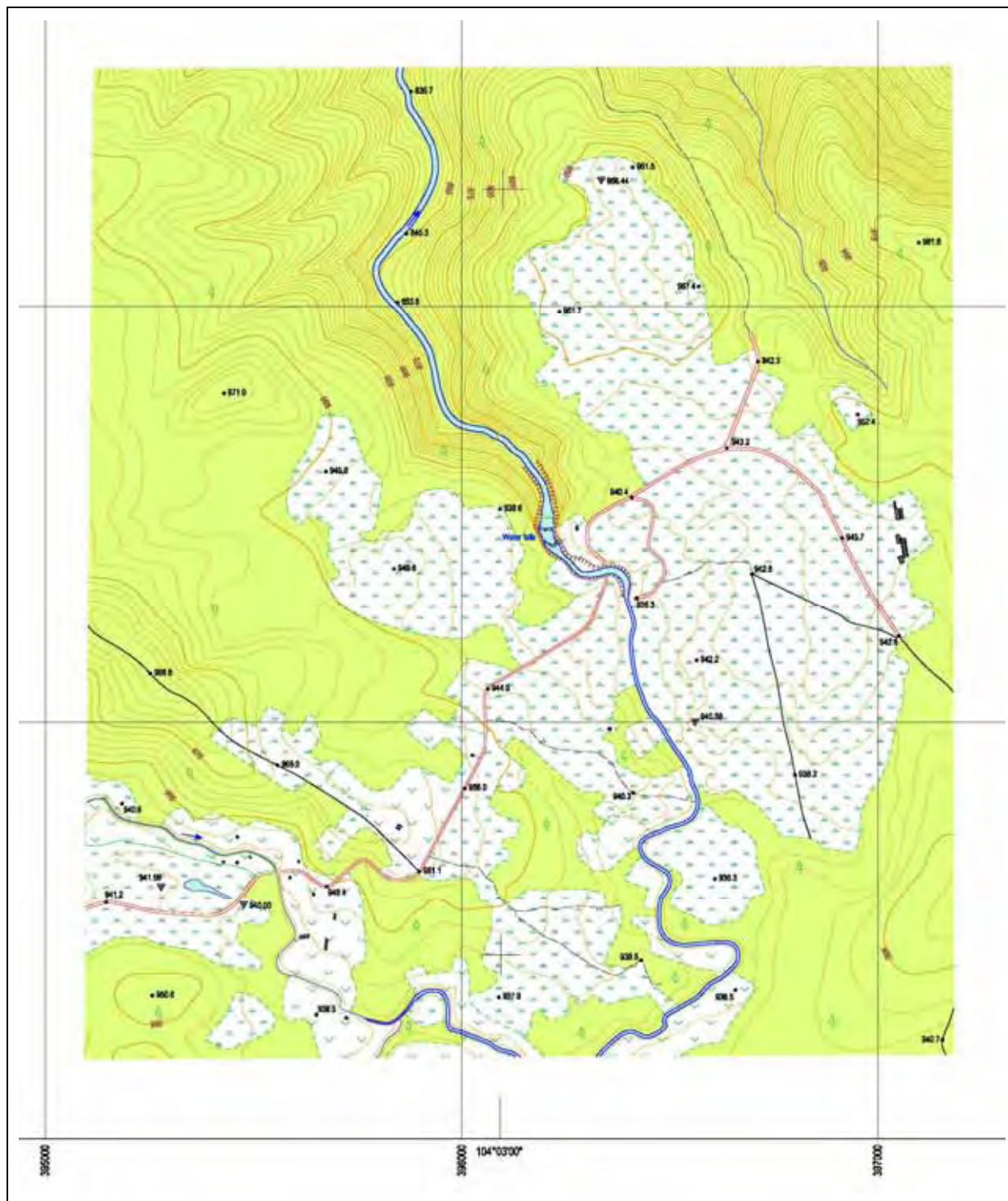
残りの ~ の地点に関しては、当初予定通り航空写真の入手・判読により、地形図を作成した。使用した航空写真の詳細を表 6.2.1 に示す。

表 6.2.1 航測図化に使用した航空写真リスト

Site No.	Site Name	Area (km ²)	Used Aerial Photographs
20	Stung Metoek II	42	1/25,000, Feb. 1993 C5506813958, C5506813957 C5506913959, C5506913960, C5506913961, C5506913962 C5607014073, C5607014072 1/40,000, Jan. 2003 40A_1823, 40A_1822, 40A_1821 41A_1541, 41A_1542
22	Stung Kep II	87	1/40,000, Dec. 2001 49_0973, 49_0972, 49_0971 49_0970, 49_0969 50_0918, 50_0919, 50_0920 50_0921, 50_0922
29	Bokor Plateau	4	1/25,000, Dec. 1994 C6410915999, C6410915998 C6410915997, C6410915996
Total Area		182	27 photos

出典：調査団

地形図作成出力の一例として Bokor Plateau サイトの図化結果を以下に示す。



出典：調査団

図 6.2.1 航測図化による地形図作成～#29 Bokor Plateau サイトの地形図サンプル

6.3 水文・気象

6.3.1 カンボジアの水文気象観測システム

カンボジアにおける水文・気象観測は水資源・気象省（Ministry of Water Resources and Meteorology: MOWRAM）が管轄している。MOWRAM の中では、水文観測（河川水位観測・流量測定）は水文・河川施設部（Department of Hydrology and River Works: DHRW）、雨量を含む気象観測は気象部（Department of Meteorology: DOM）が担当している。また、各州に水資源・気象省の支所があり、各観測資料は支所から本省に定期的に紙ベースで送られ、電子資料としてデータベースに入力される仕組みとなっている。

なお、メコン河委員会（Mekong River Commission: MRC）で有料公開されているカンボジアの水文・気象資料¹の出所は MOWRAM の観測資料である。

6.3.2 雨量および水位・流量観測所

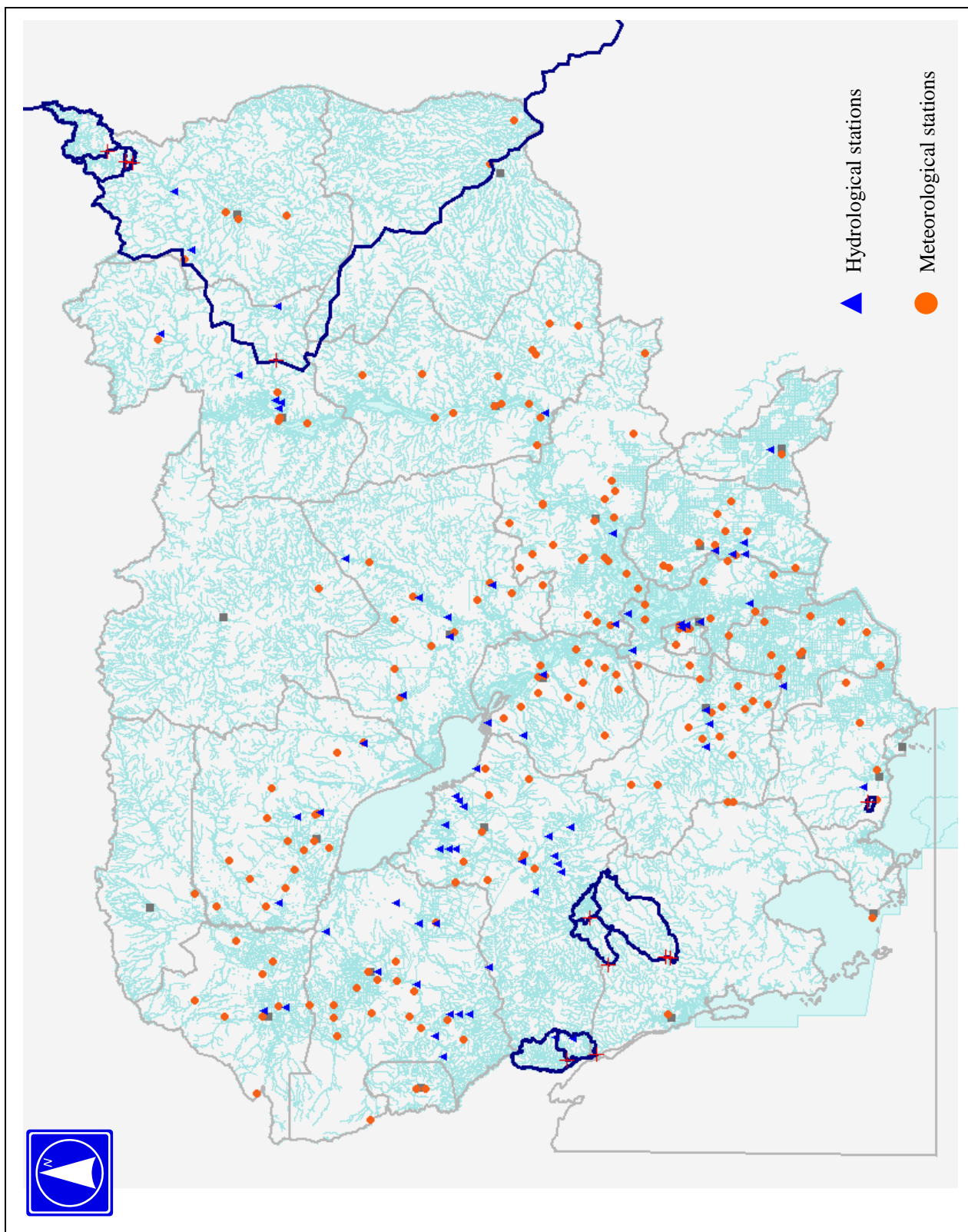
MOWRAM が管理している水文気象データベース（HYMOS）によれば、カンボジア全体で、水文観測資料は73ヶ所²、雨量観測資料は221ヶ所³となっている。図6.3.1に当データベースの水文気象観測所位置を示す。

図6.3.1に示すとおり、水文気象観測所ともに、プノンペン・Tonle Sap・メコン河本流地域に集中しており、本調査の優先10計画の対象地域である Koh Kong 州や Ratanak Kiri 州には限られた数の観測所しかない状況となっている。

¹ MRC の資料リスト（2005年12月時点）では、水文観測資料は72ヶ所（内、流量資料があるのは35ヶ所で残りは水位資料のみ）、気象観測資料は24ヶ所、雨量観測資料は204ヶ所。

² 73ヶ所の内、流量資料があるのは35ヶ所、残りは水位資料のみ。

³ 221ヶ所の内、雨量以外の気象資料があるのは21ヶ所、所在地座標が不明なものが32ヶ所。



出典：調査団

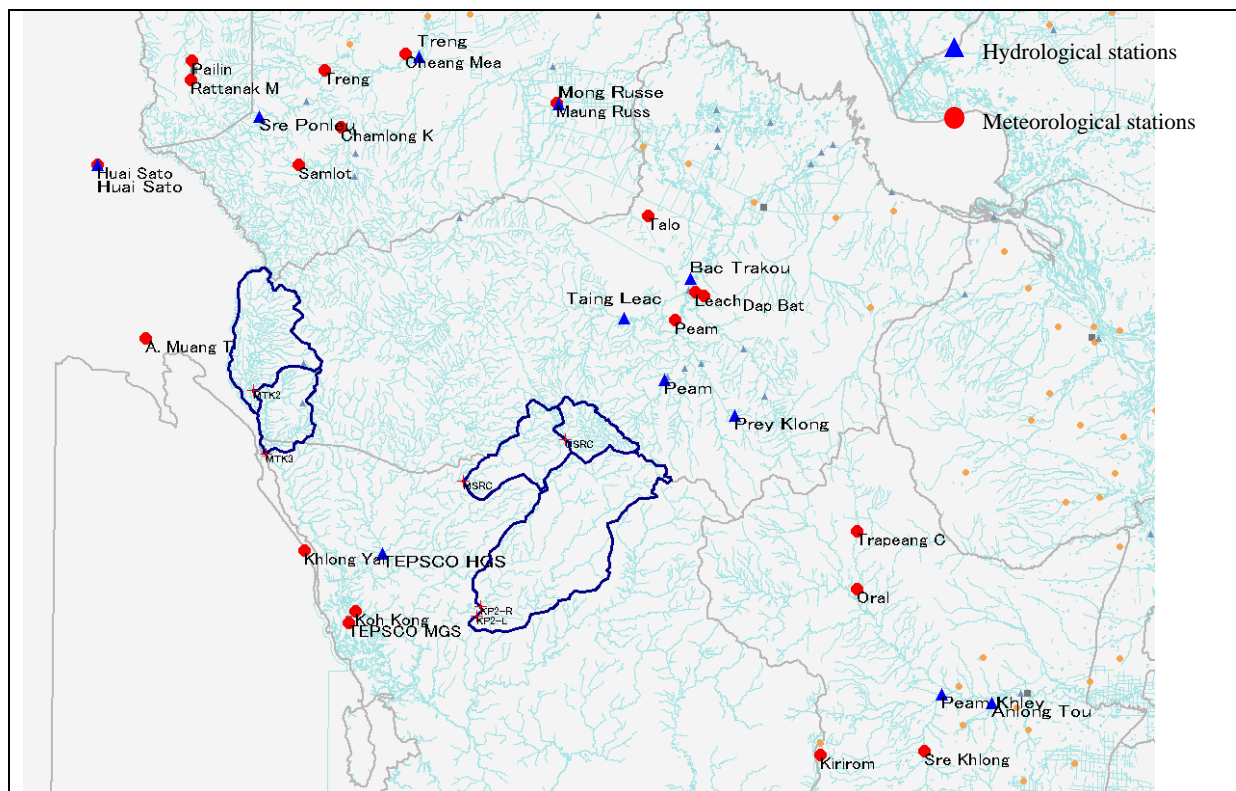
*) Location of the observation stations is plotted based on the coordination data of HYMOS.

図 6.3.1 カンボジアの水文気象観測所と優先計画流域の相対的位置関係

6.3.3 優先10計画に係る既存観測所の雨量・河川流量資料

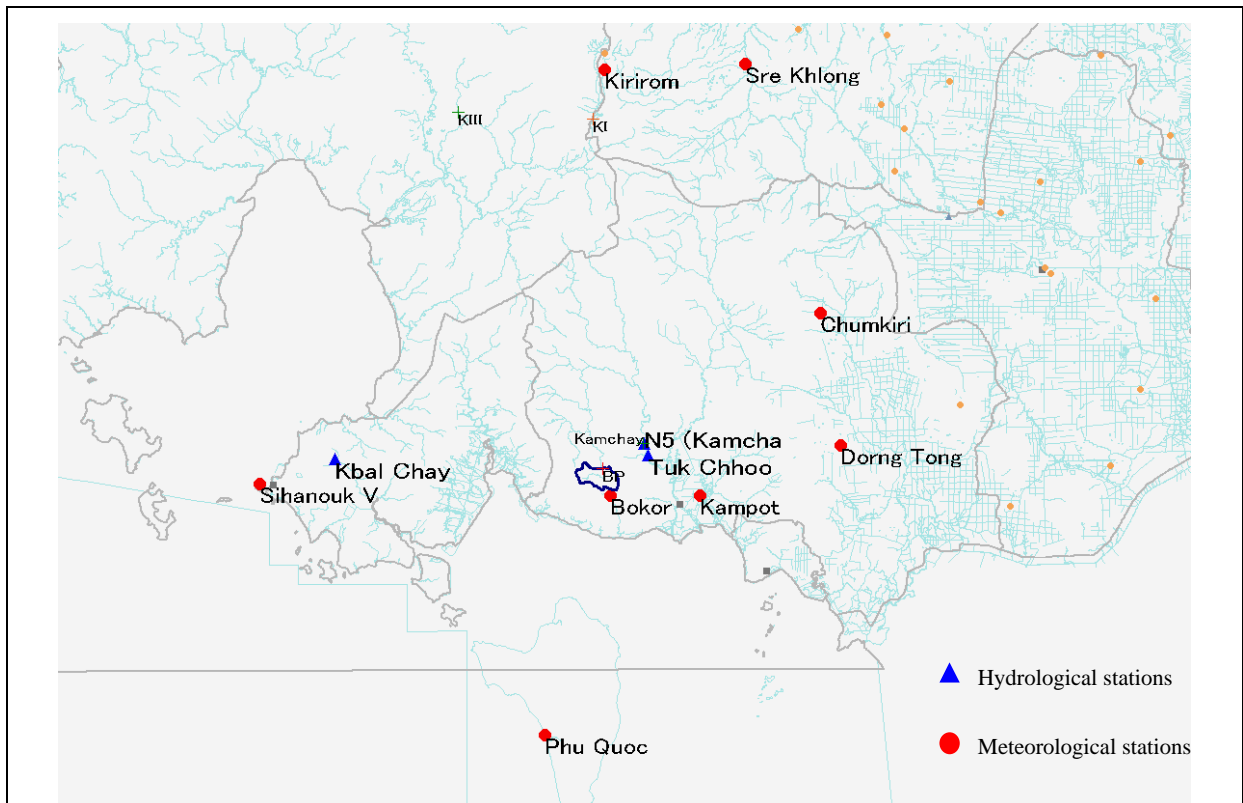
優先10計画の対象地域における雨量・河川流量資料は限られている。従って、MOWRAMから入手した資料に加え、関連する既往調査結果、ベトナムにおける資料も精査し、可能な限り多くの優先10計画近傍流域の雨量・河川流量資料を収集し参照した。

図6.3.2-6.3.4に南西部地域・中央部山地・北東部地域の各計画と水文気象観測所（雨量計と測水所）の位置関係を、表6.3.1および表6.3.2にその一覧表を示す。



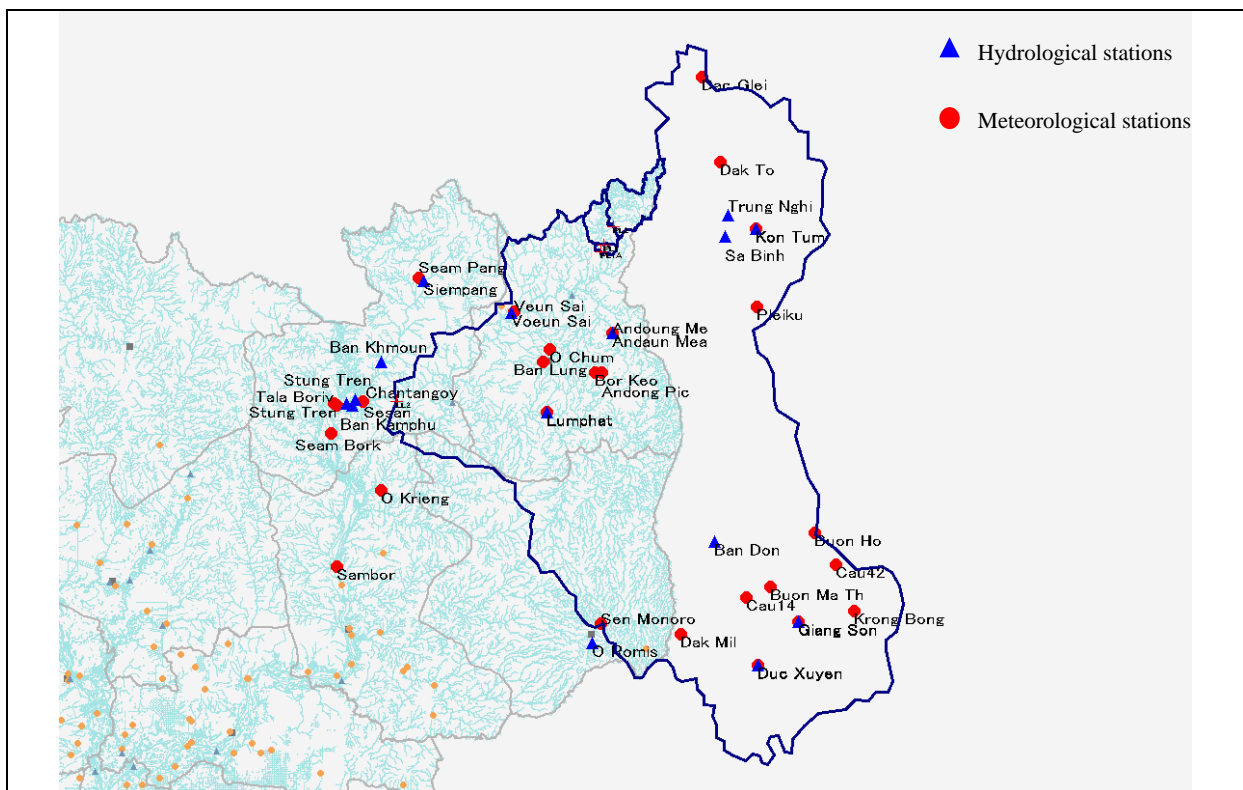
出典：調査団

図 6.3.2 南西地域の5水力計画と水文気象観測所位置



出典：調査団

図 6.3.3 中央部山地の#29 Bokor 水力計画と水文気象観測所位置



出典：調査団

図 6.3.4 北東部地域の4水力計画と水文気象観測所位置

表 6.3.1 優先10計画に係る雨量観測所・観測期間・平均雨量一覧

関連流域	雨量観測所名	州名	観測期間* (years)	平均年雨量 (mm)	
5 projects in the southwest area - MSRC - MTK2 - MTK3 - KP2 - USRC	Koh Kong	Koh Kong	15	3,690	
	TEPSCO MGS	Koh Kong	2	4,570	
	Huai Sato	(Thai)	27	3,080	
	A. Muang Trat	(Thai)	25	3,590	
	Khlong Yai	(Thai)	24	4,780	
	Leach	Pursat	19	1,560	
	Dap Bat	Pursat	20	1,280	
	Peam	Pursat	4	1,130	
	Talo	Pursat	9	1,190	
	Treng	Battambang	8	1,270	
	Chamlong Kuoy	Battambang	8	1,150	
	Samlot	Battambang	3	1,790	
	Cheang Meanchey	Battambang	3	1,260	
	Maung Russey	Battambang	26	1,170	
	Pailin	Pailin	18	1,230	
	Rattanak Mondol	Pailin	3	1,020	
	Kirirom	Kampong Speu	8	1,650	
	Trapeang Chor	Kampong Speu	4	1,180	
	Oral	Kampong Speu	8	1,200	
	BP	Kampot	Kampot	54	1,940
		Bokor	Kampot	6	4,920
Sihanouk Ville		Sihanouk Ville	41	3,390	
Phu Quoc		(Vietnam)	42	3,000	
Dorng Tong		Kampot	3	1,200	
Chumkiri		Kampot	3	1,230	
Kirirom		Kampong Speu	8	1,650	
Sre Khlong		Kampong Speu	4	1,240	
4 projects in the northeast area - LL2 - PL1 - PL1A - PL2	Stung Treng	Stung Treng	46	1,760	
	O Krieng	Kratie	8	1,730	
	Sambor	Kratie	18	1,650	
	Ban Lung	Ratanak Kiri	10	2,480	
	Veun Sai	Ratanak Kiri	22	2,330	
	Andoung Meas	Ratanak Kiri	5	1,790	
	Dac Glei	(Vietnam)	21	1,520	
	Dak To	(Vietnam)	24	1,860	
	Kon Tum	(Vietnam)	25	1,760	
	Pleiku	(Vietnam)	25	2,260	
	Lumphat	Ratanak Kiri	10	1,700	
	Buon Ho	(Vietnam)	24	1,600	
	Krong Bong	(Vietnam)	18	1,580	
	Duc Xuyen	(Vietnam)	23	1,940	
	Dak Mil	(Vietnam)	20	1,790	
Sen Monorom	Mondul Kiri	3	1,810		

*) incl. data missing periods

出典：調査団

南西部流域と中部山地の年 3,000 mm を超える多雨地域が注目される。

表 6.3.2 優先10計画に係る測水所一覧

関連流域	測水所と資料種別	流域名	流域面積 (km ²)	観測期間* (years)	平均流量 (m ³ /s)	平均年流出高 (mm)
5 projects in the southwest area - MSRC - MTK2 - MTK3 - KP2 - USRC	TEPSCO HGS	SRC+Touch	2292**	2	98.4	1,350
	Huai Sato	(Thai)	190	26	10.1	1,670
	Taing Leach	Pursat	2,011	50	31.3	490
	Bac Trakoun	Pursat	4,245	9	82.5	613
	Peam	Pursat	243	8	16.7	2,170
	Prey Klong (down)	Pursat	421	10	14.4	1,080
	Sre Ponleu	Battambang	566	65	23.4	1,310
	Treng	Battambang	2,225	44	69.7	989
	Mong Russey	Battambang (St.Dauntri)	1,214	2	2.9	77
	Peam Khley	Prek Thnot	3,662	10	40.1	346
	Anlong Touk	Prek Thnot	3,650	50	39.4	340
BP	Tuk Chhuu	Kamchay	745**	5	60.1	2,540
	N5 (Kamchay)	Kamchay	710	1	50.5	2,240
	Kbal Chay	Prek Tuek sub river	52.5	2	4.1	2,450
4 projects in the northeast area - LL2 - PL1 - PL1A - PL2	Stung Treng	Mekong	635,000	81	13,200	654
	Ban Kamphun (daily)	Se San & Sre Pok	49,500	7	1,600	1,020
	Ban Kamphun (monthly)			79	1,570	1,000
	Vooun Sai	Se San	16,300	11	674	1,300
	Andaung Meas	Se San	11,779**	6	521	1,400
	Kon Tum	Se San (Vietnam)	3,056	23	99.4	1,030
	Trung Nghia			8	136	1,290
	Sa Binh			9	234	1,100
	Lumphat (daily)	Sre Pok	25,600	6	664	818
	Lumphat (monthly)			56	922	1,140
	Giang Son	Sre Pok (Vietnam)	3,180	25	73.9	733
	Ban Don			24	271	799
	Duc Xuyen			23	109	1,110
	Ban Khmoun	Se Kong	29,600	65	1,380	1,470
	Siempang	Se Kong	23,500	50	911	1,220
O Romis	O Romis	38	3	1.6	1,310	

*) incl. data missing periods

**) measured by Study Team on GIS

出典：調査団

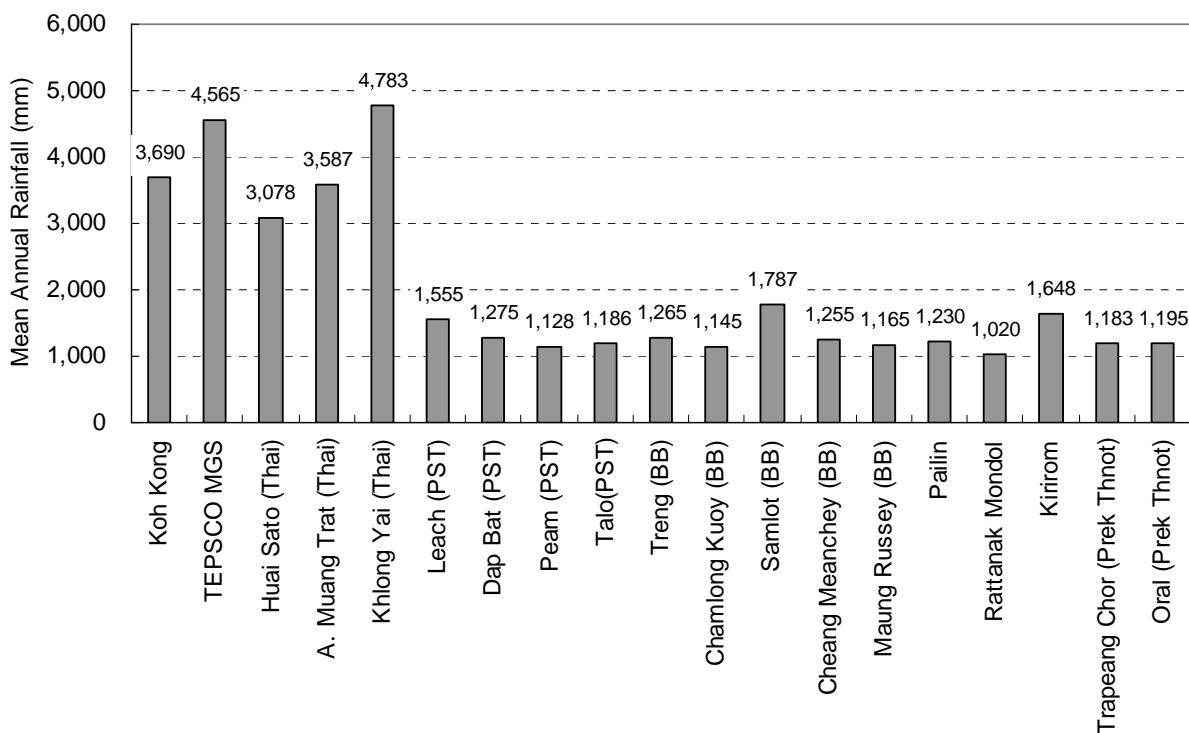
上表では年流出高が 2,000mm を超える測水所が 4 ヶ所ある。この内、Peam では、表 6.3.1 で年雨量が 1,130 mm であり、海に近くなる上流域では雨量が増加するが、2,170 mm という年流出高の信頼性は実測による検証を必要とする。Bokor 高原の Kamchay 測水所等の 2,240-2,540 mm は、(1) 3 ヶ所の観測値がほぼ整合していること、(2) 4,000mm を超える多雨な Bokor 高原に位置することから、あり得る年流出高と考えられる。

6.3.4 優先 10 計画近傍流域での雨量・河川流量の概況

(1) 南西部地域

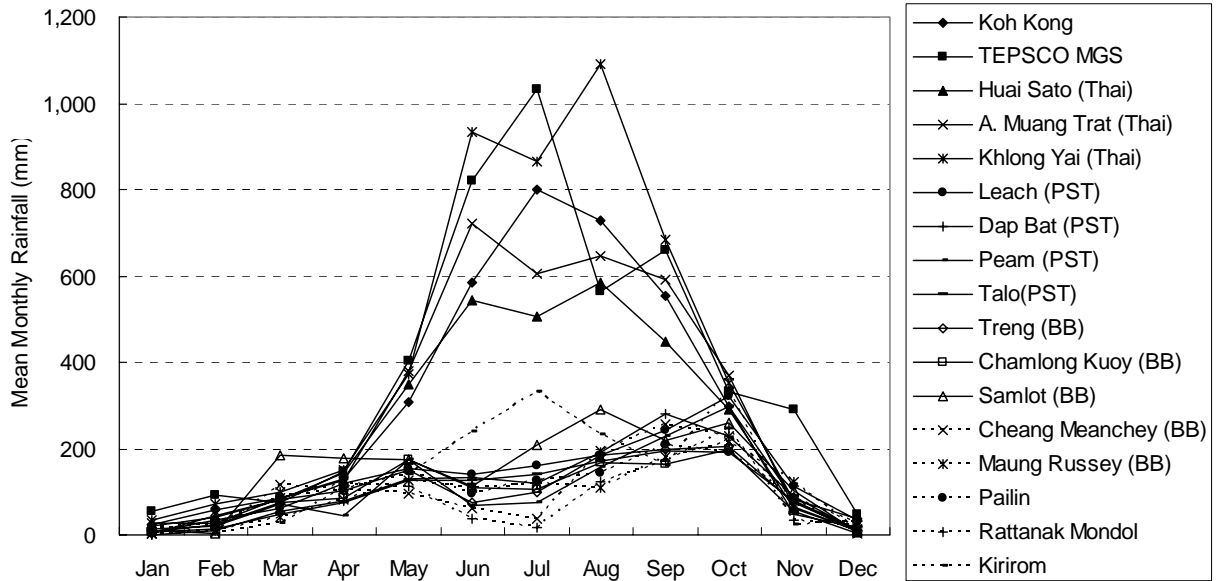
南西部地域 5 計画（#16 MSRC, #20 MTK2, #21 MTK3, #23 USRC, #22 KP2）に係る雨量および河川流量の概況を図 6.3.5 – 6.3.8 に示す。

Cardamon 山脈以西に位置する Koh Kong, TEPSOCO MGS およびタイの観測所で高い年雨量が記録されている。年流出高では、同じく Cardamon 山脈以西に位置する TEPSOCO HGS, Huai Sato および Pursat 最上流の Peam で高い数値が記録されている。



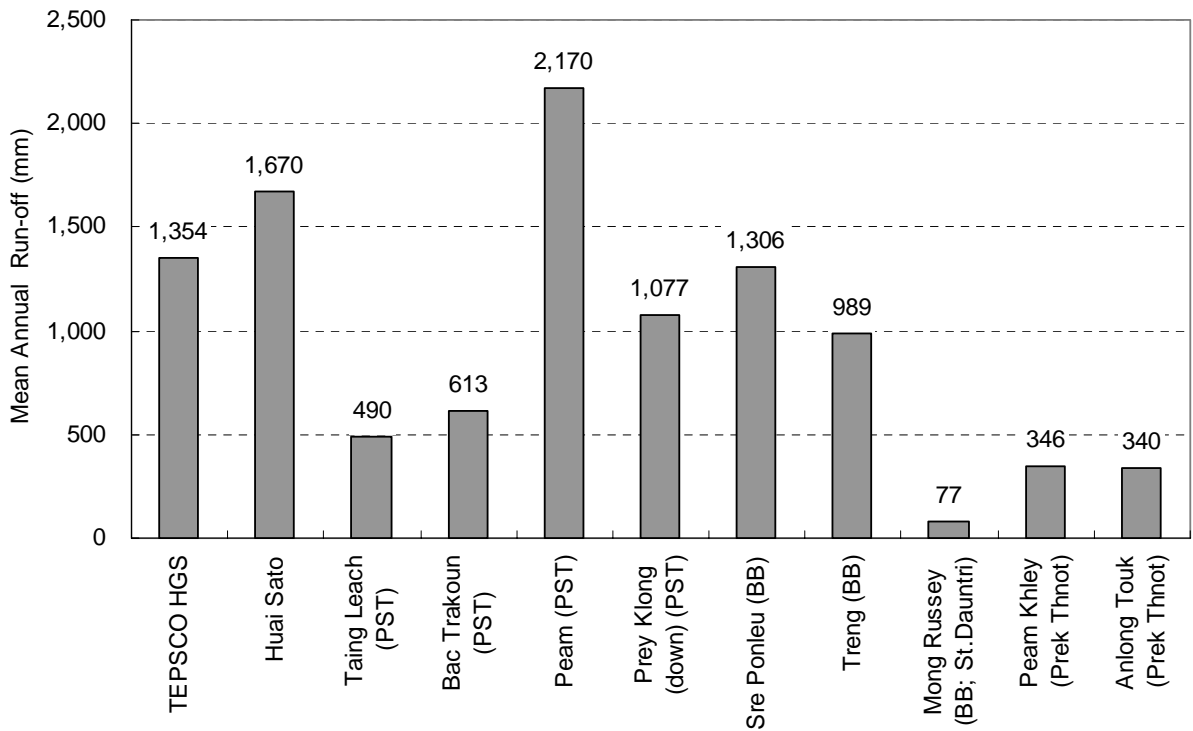
出典：調査団

図 6.3.5 南西部地域の平均年雨量



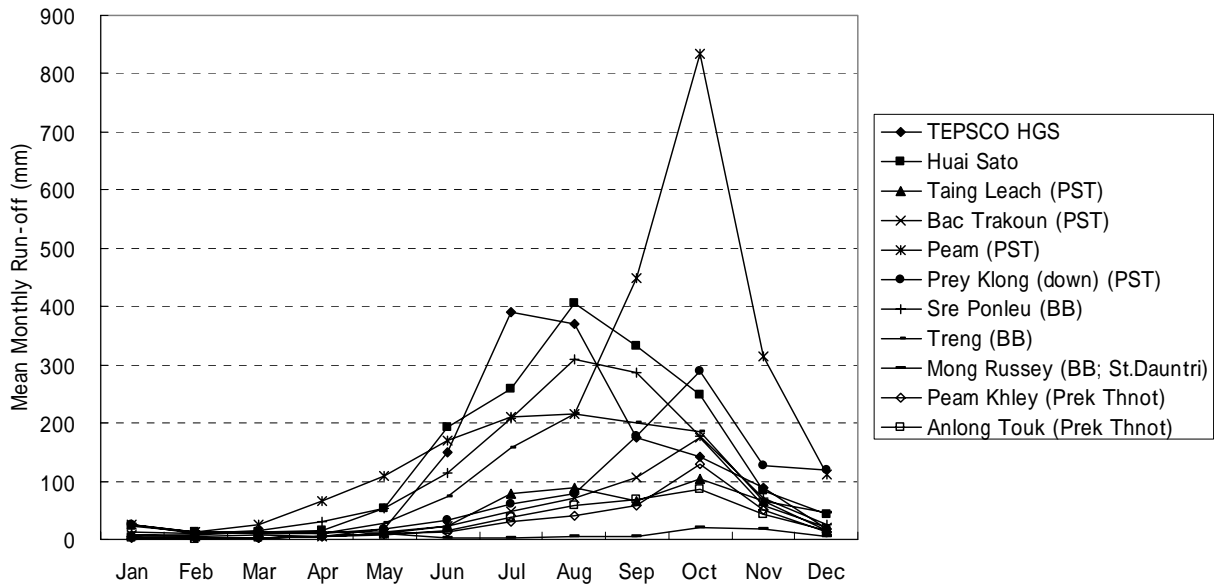
出典：調査団

図 6.3.6 南西部地域の月雨量の平均パターン



出典：調査団

図 6.3.7 南西部地域の平均年流出高



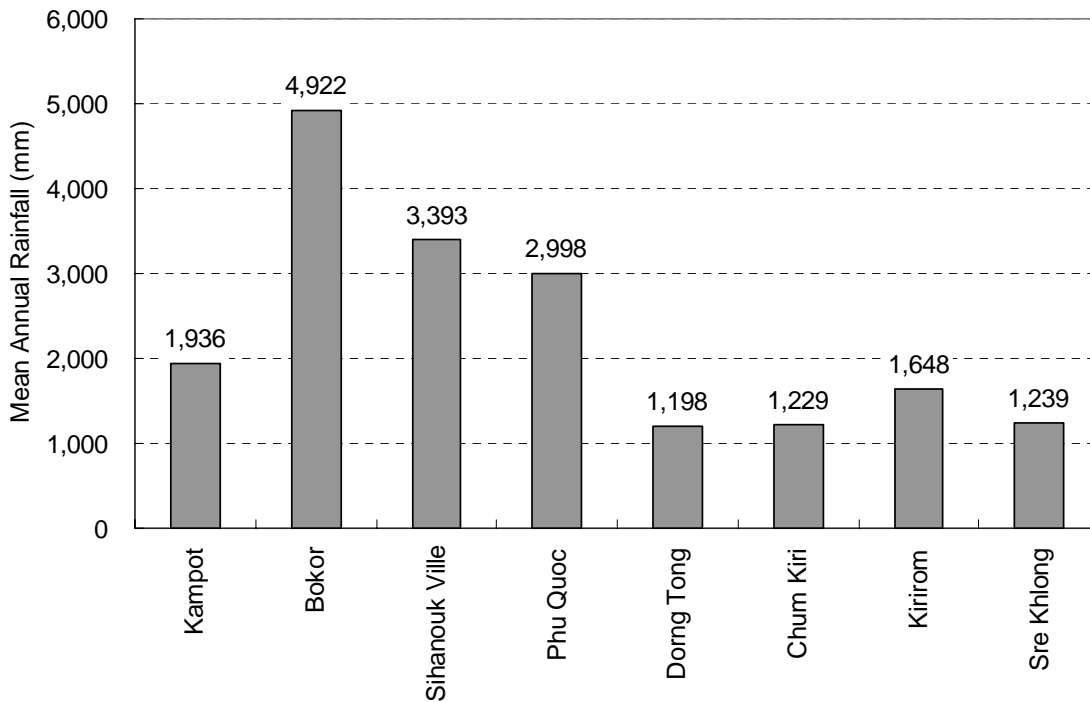
出典：調査団

図 6.3.8 南西部地域の月流出高の平均パターン

(2) 中央部山地

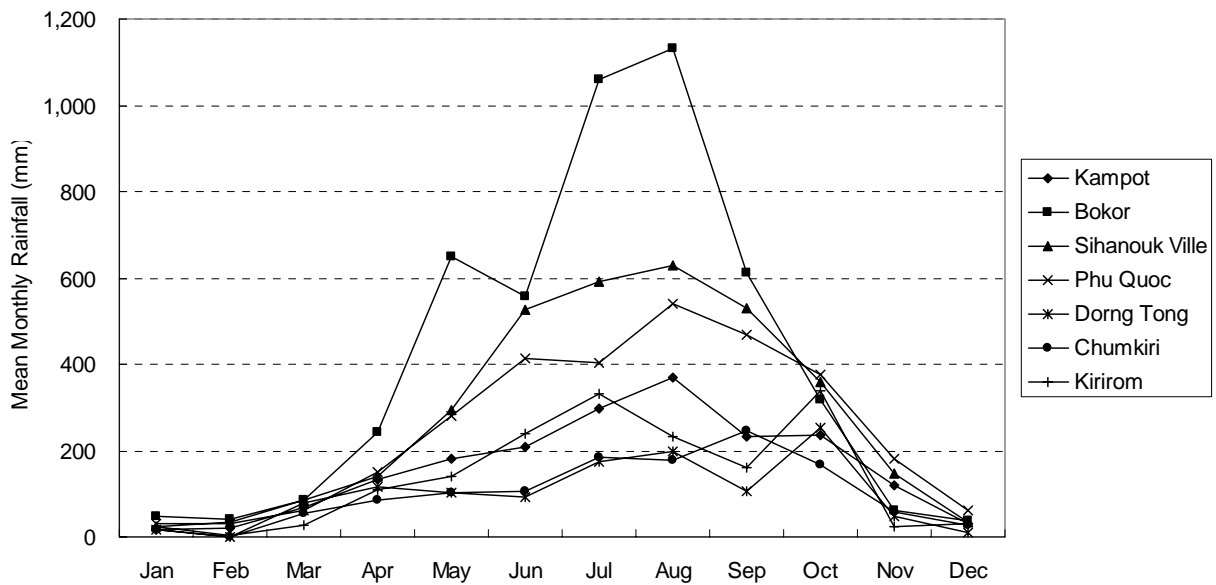
#29 Bokor Plateau (BP) 計画に係る雨量および河川流量の概況を図 6.3.9 - 6.3.12 に示す。

Bokor の年雨量が突出して高い。これは、同観測所が Bokor Cliff の西側に位置するため、南西モンスーンが上昇してもたらず地形性降雨の影響を直接受ける結果と考えられる。



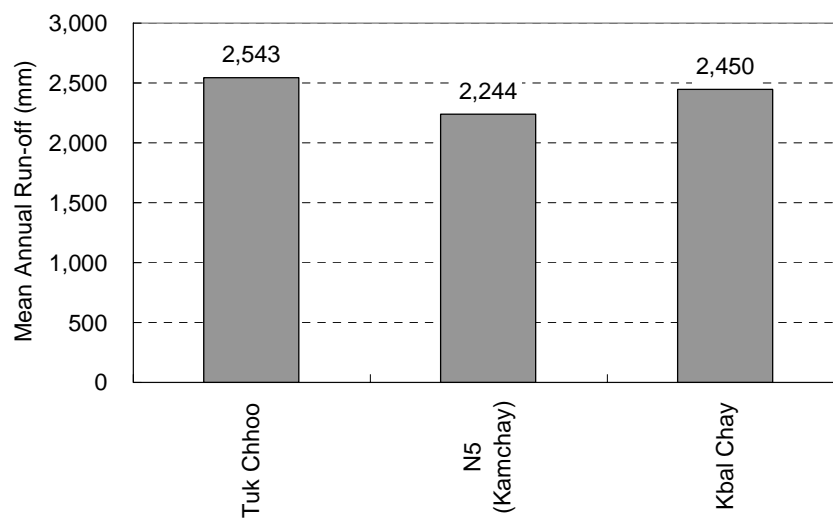
出典：調査団

図 6.3.9 中央部山地の平均年雨量



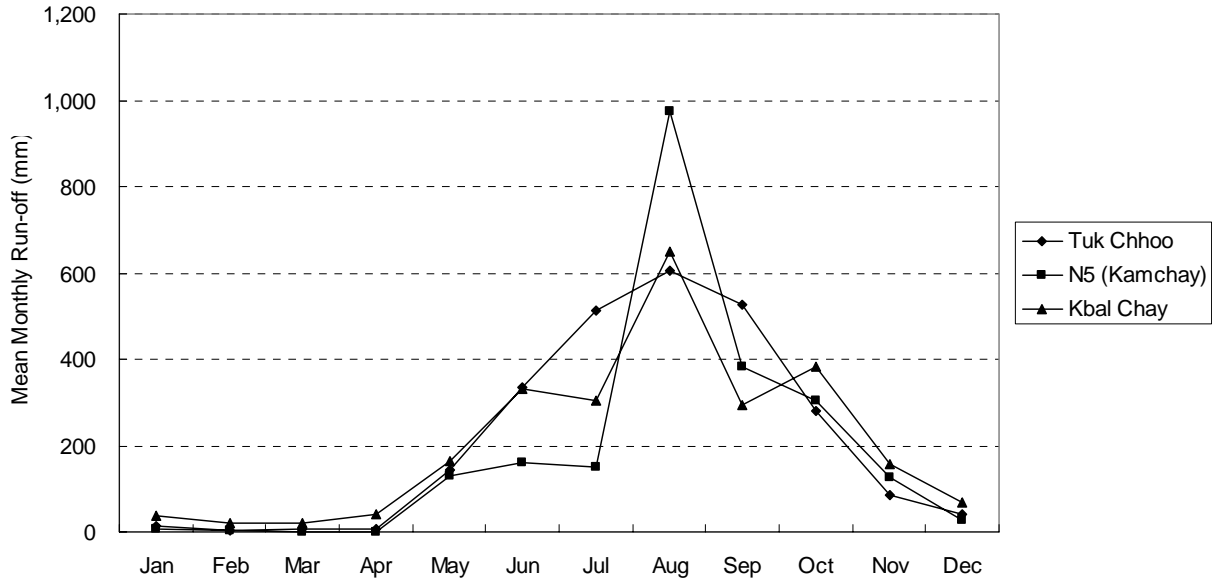
出典：調査団

図 6.3.10 中央部山地の月雨量の平均パターン



出典：調査団

図 6.3.11 中央部山地の平均年流出高

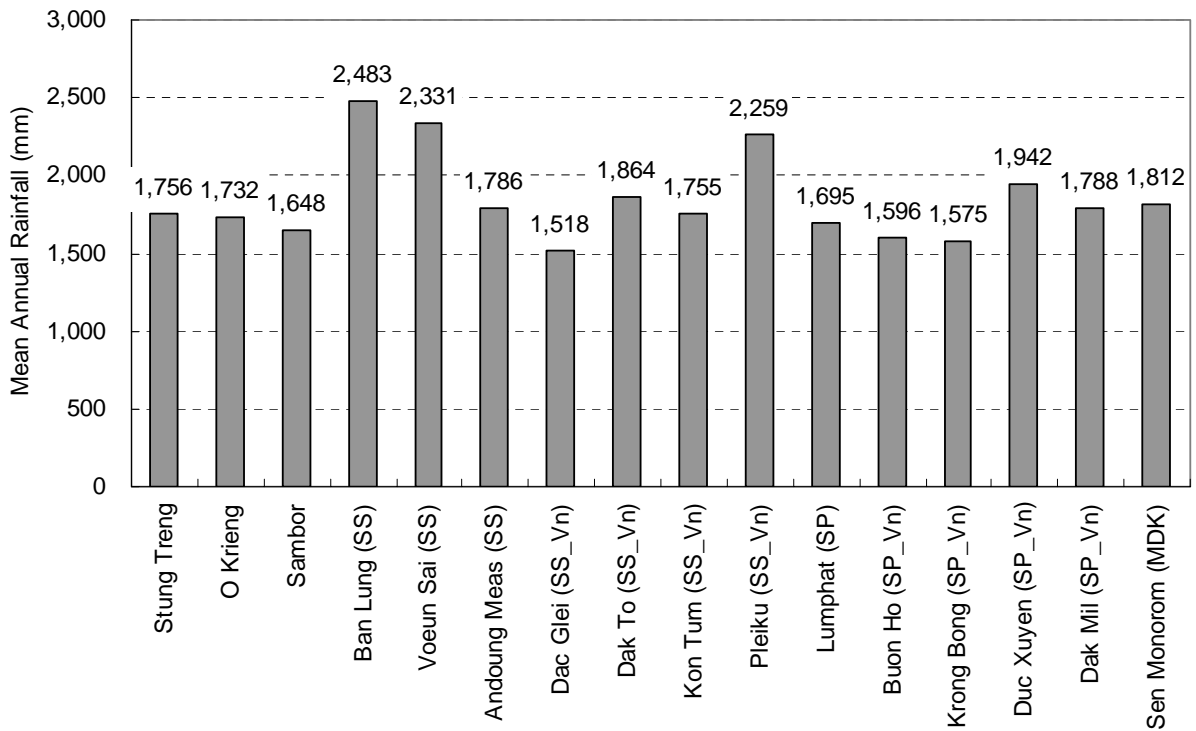


出典：調査団

図 6.3.12 中央部山地の月流出高の平均パターン

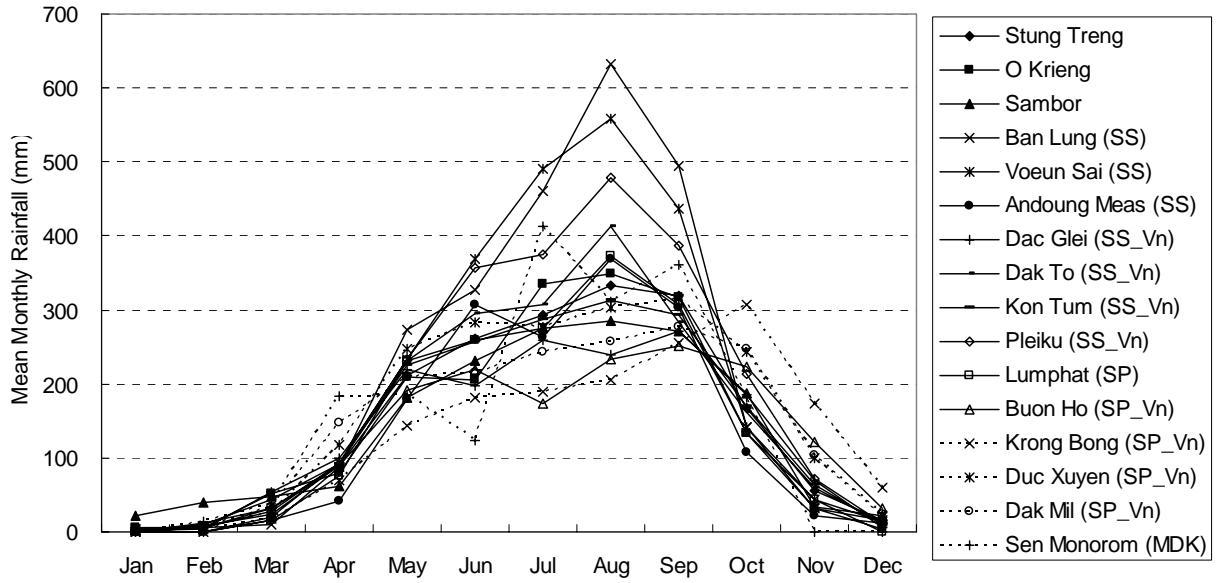
(3) 北東部地域

北東部地域の4計画（#7&8 LL2, #12 PL1, #13 PL1A, #14 PL2）に係る雨量および河川流量の概況を図 6.3.13 - 6.3.16 に示す。



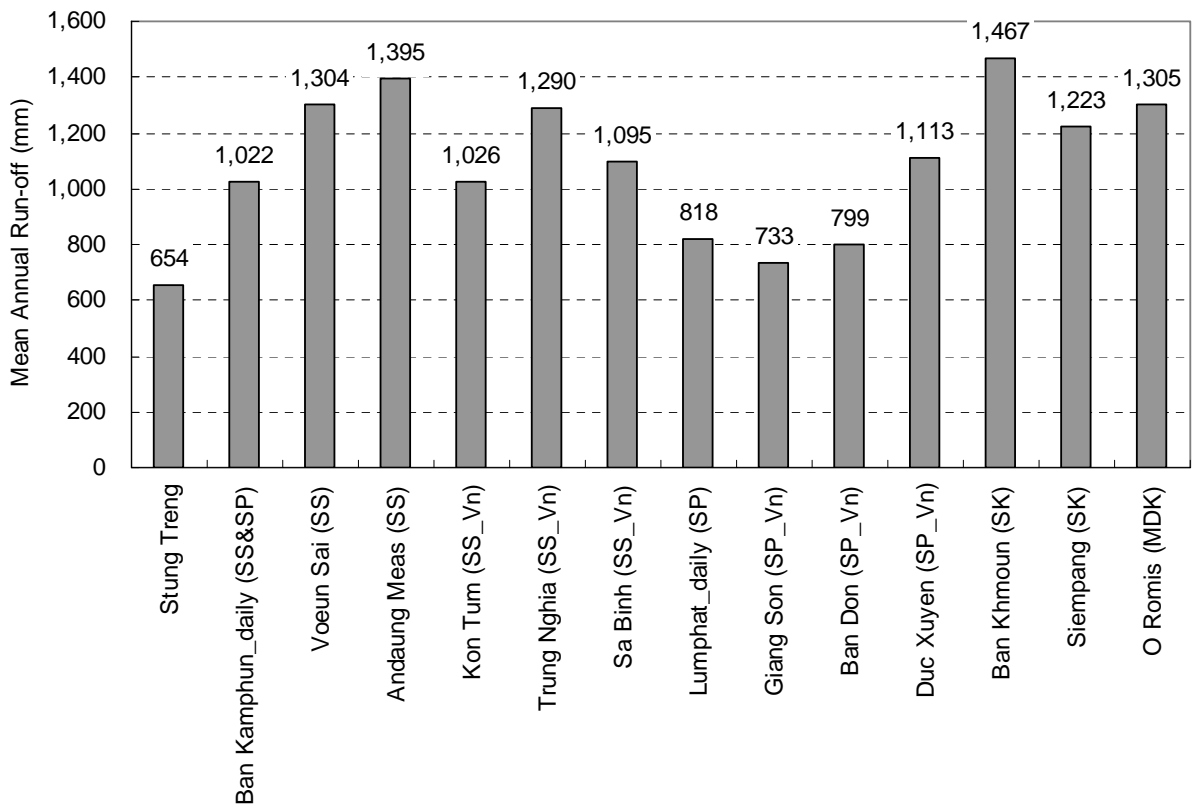
出典：調査団

図 6.3.13 北東部地域の平均年雨量



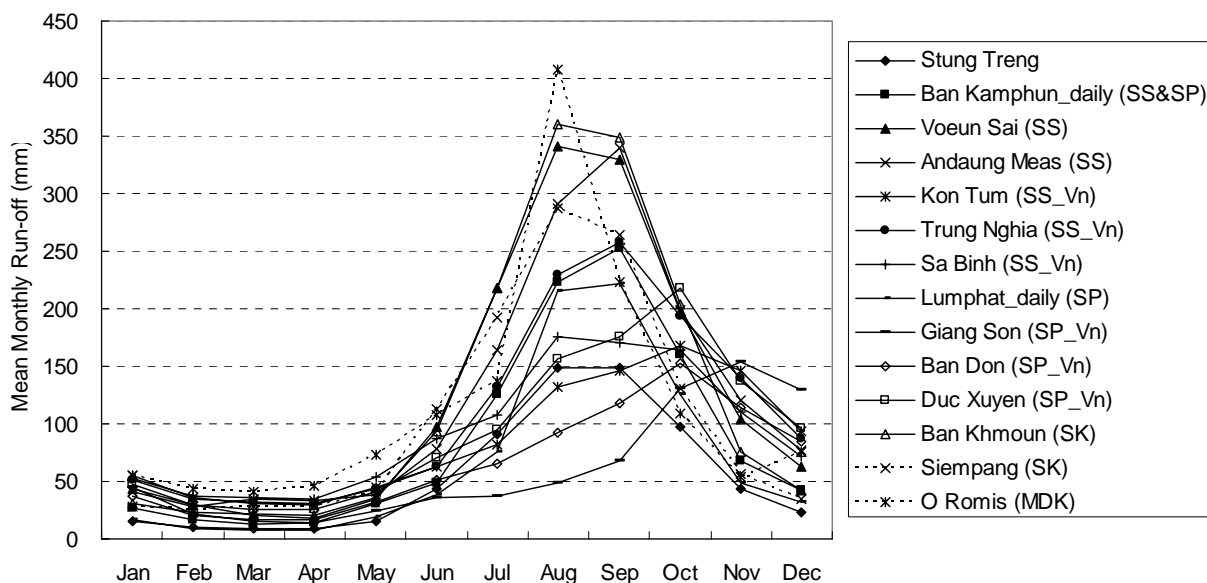
出典：調査団

図 6.3.14 北東部地域の月雨量の平均パターン



出典：調査団

図 6.3.15 北東部地域の平均年流出高



出典：調査団

図 6.3.16 北東部地域の月流出高の平均パターン

6.3.5 流域面積

優先10計画の流域面積および流域界を、表 6.3.3、図 6.3.17-6.3.20 に示す。

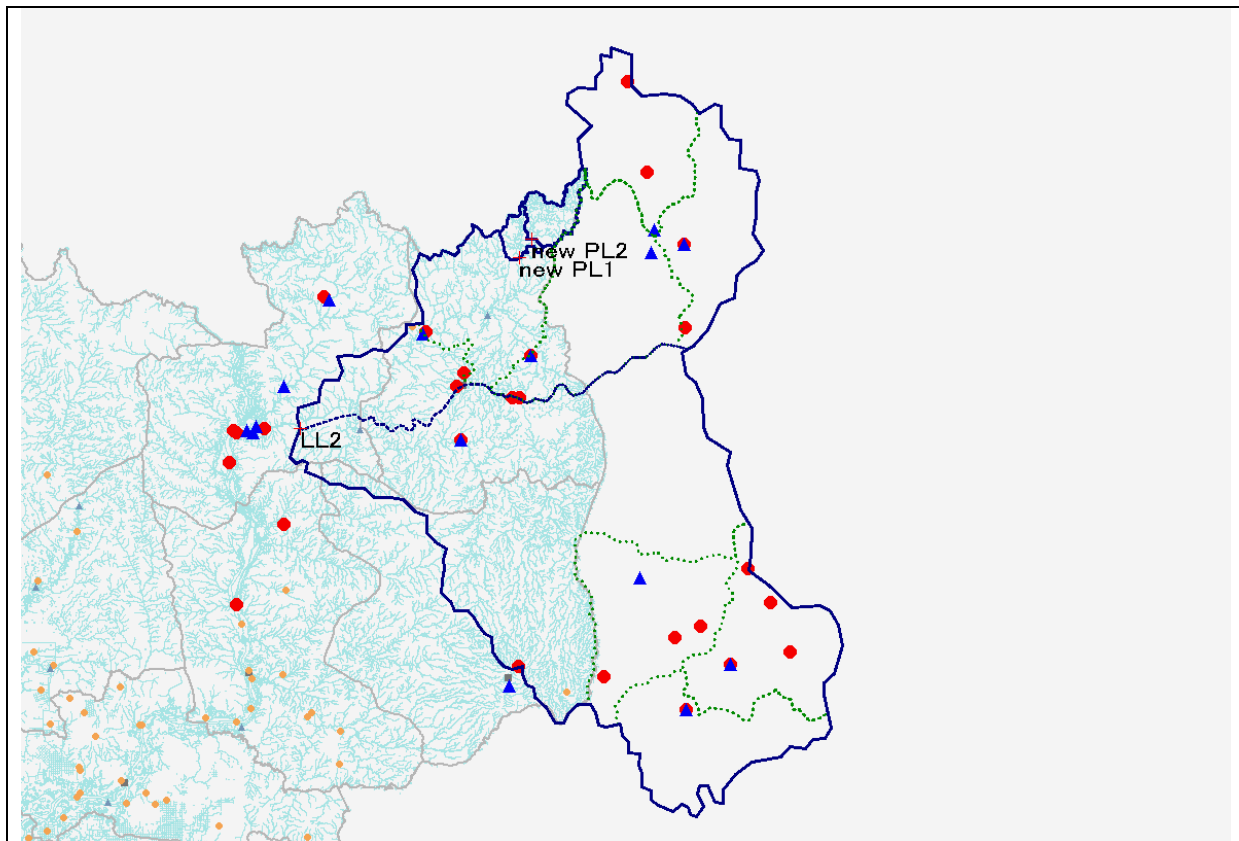
表 6.3.3 優先10計画の流域面積

	PJT No.	プロジェクト名	流域面積 (km ²)
1	7&8	Lower Sre Pok II + Lower Se San II	49,200
2	12	Prek Liang I*	883 => <u>839</u>
3	13	Prek Liang IA**	943 => <u>combined with</u> <u>Prek Liang I</u>
4	14	Prek Liang II*	595 => <u>575</u>
5	16	Middle St. Russey Chrum	461
6	20	Stung Metoek II	416
7	21	Stung Metoek III	656
8	22	Stung Kep II	1,060
9	23	Upper St. Russey Chrum	163
10	29	Bokor Plateau	24.5

*) Based on the new topographic maps with a scale of 1:10,000, the dam sites are shifted upstream.

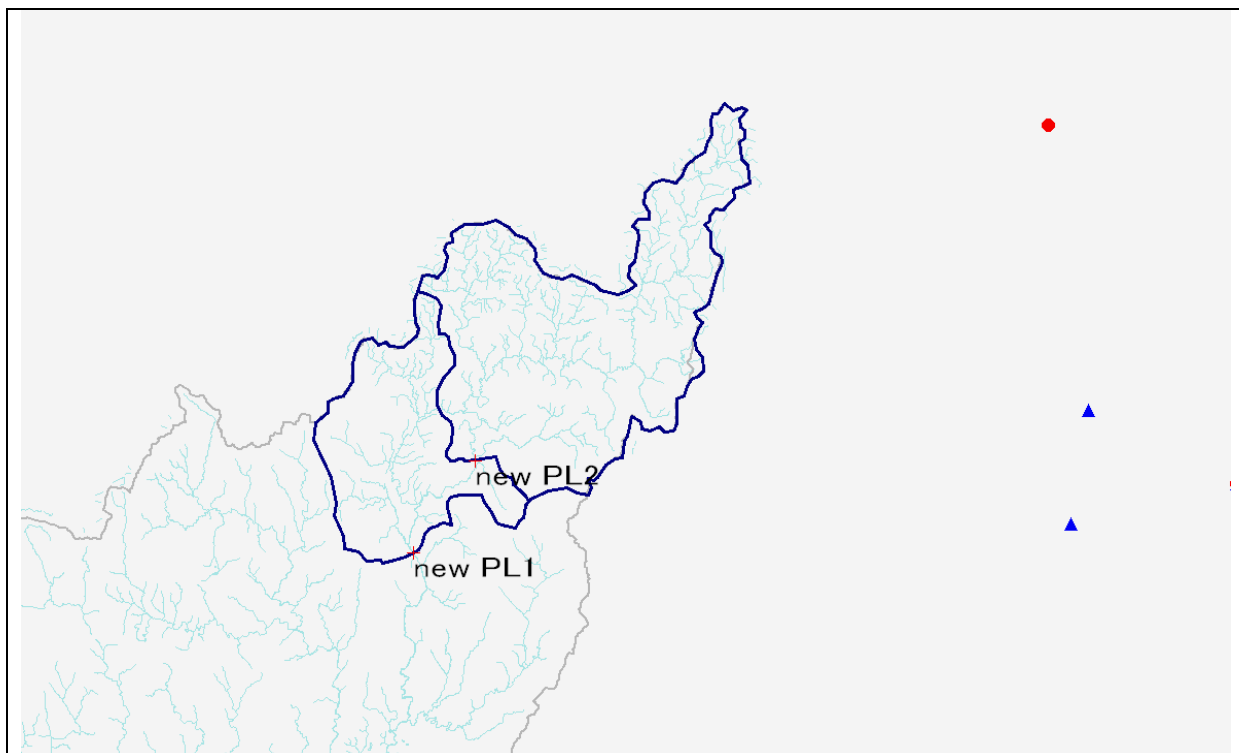
**) Prek Liang IA was combined with Prek Liang I.

出典：調査団



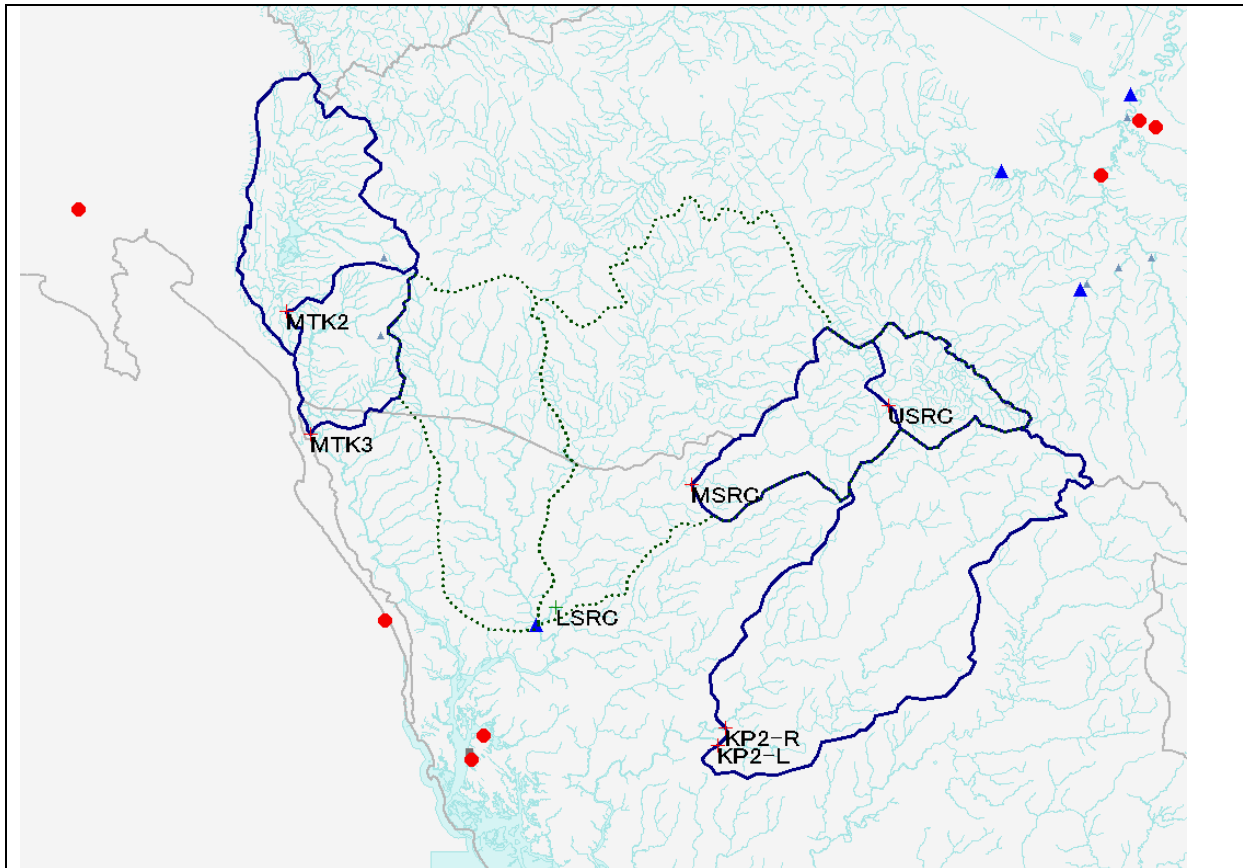
出典：調査団

図 6.3.17 北東部地域の 3 水力計画の流域界



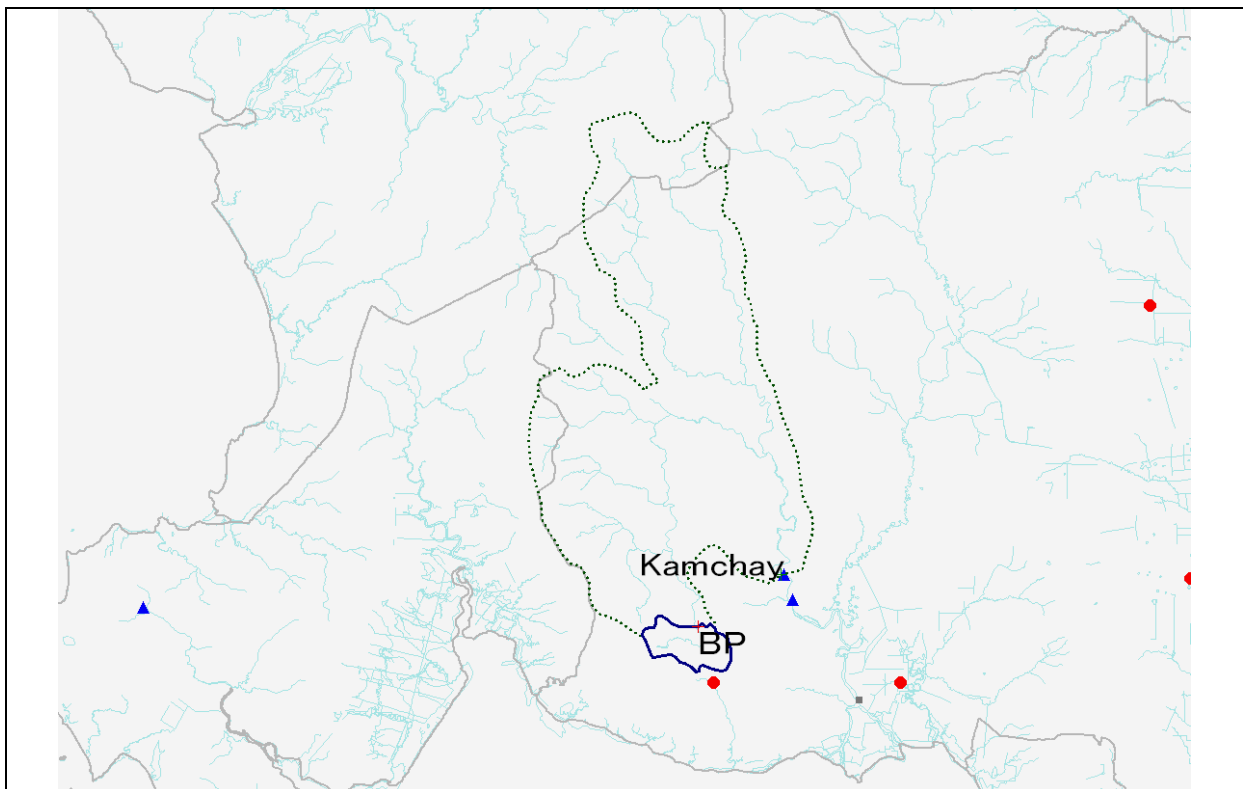
出典：調査団

図 6.3.18 北東部地域の#12-14 Prek Liang 流域の 2 水力計画の流域界



出典：調査団

図 6.3.19 南西部地域の5水力計画の流域界



出典：調査団

図 6.3.20 中央部山地の#29 Bokor および Kamchay 計画の流域界

6.3.6 流域平均雨量

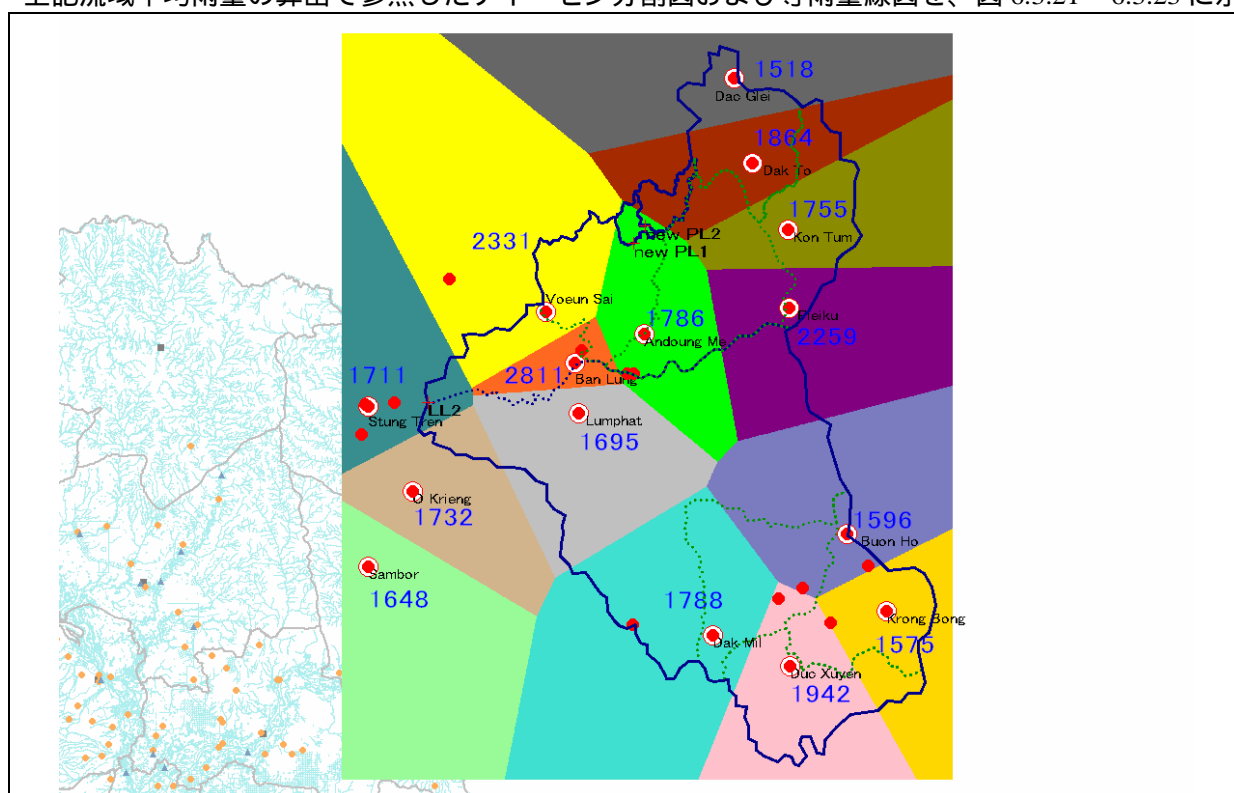
9つの優先計画の流域平均雨量を、表 6.3.4 に示す。なお、北東部地域の計画はティーセン分割により求めた。南西部地域では雨量観測所の分布が疎のためやむを得ず等雨量線により、また中央部山地のBP計画も等雨量線に基づいて流域平均雨量を推定した。

表 6.3.4 優先計画の流域平均雨量

	PJT No.	プロジェクト名	流域平均雨量 (mm)	推定方法
1	7&8	Lower Sre Pok II + Lower Se San II	1,840	ティーセン分割図
2	12	new Prek Liang I	1,840	ティーセン分割図
3	14	new Prek Liang II	1,850	ティーセン分割図
4	16	Middle St. Russey Chrum	2,620	等雨量線
5	20	Stung Metoek II	3,010	等雨量線
6	21	Stung Metoek III	3,100	等雨量線
7	22	Stung Kep II	2,690	等雨量線
8	23	Upper St. Russey Chrum	2,420	等雨量線
9	29	Bokor Plateau	4,630	等雨量線

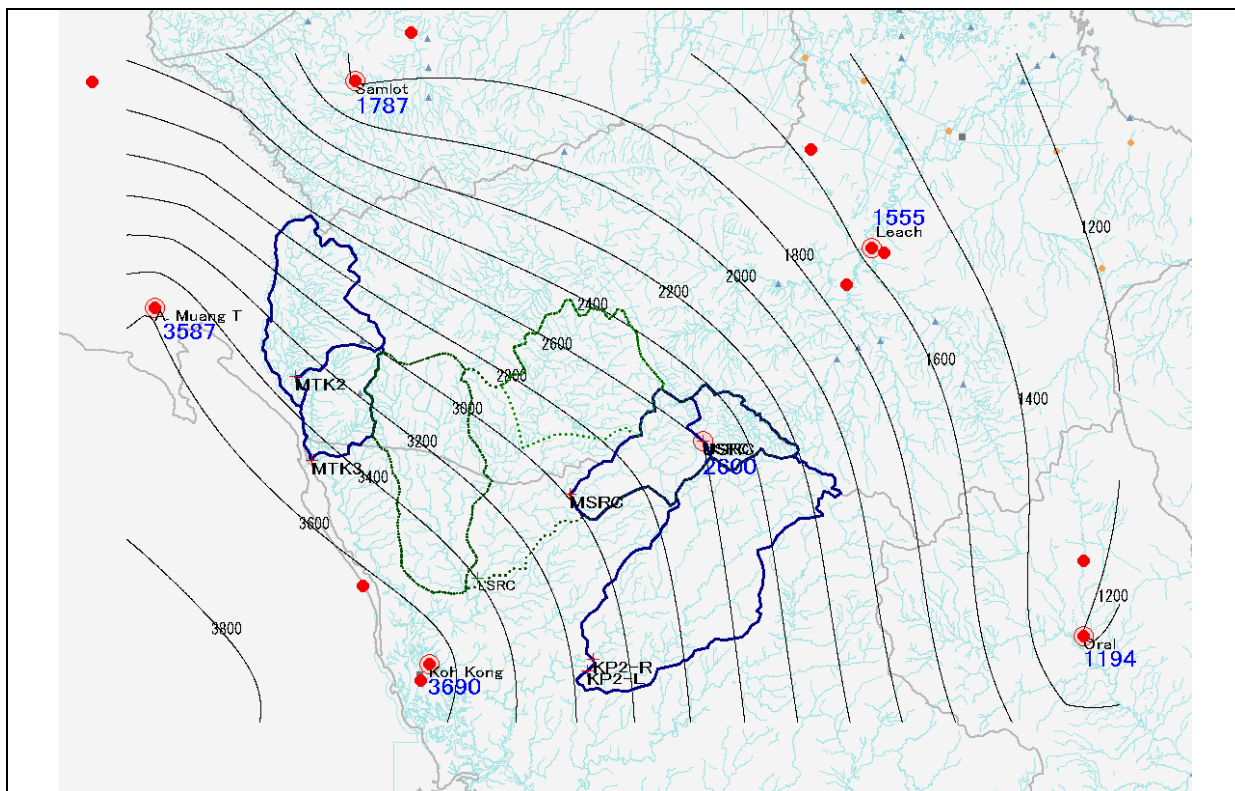
出典：調査団

上記流域平均雨量の算出で参照したティーセン分割図および等雨量線図を、図 6.3.21 - 6.3.23 に示す。



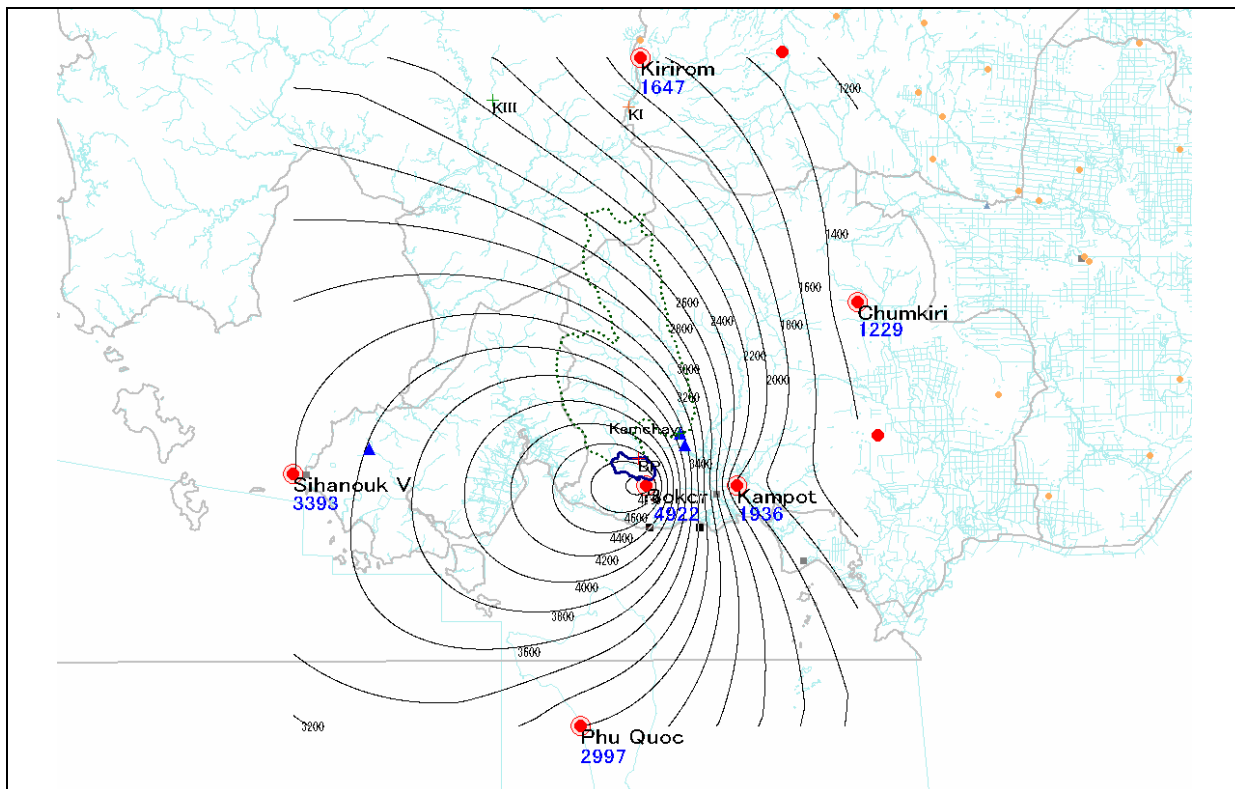
出典：調査団

図 6.3.21 北東部地域の3計画に係るティーセン分割図



Remarks) In order to consider the influence due to the Cardamon Mountains, an annual rainfall at USRC was assumed at 2,600mm.
 出典：調査団

図 6.3.22 南西部地域の5計画に係る等雨量線図



出典：調査団

図 6.3.23 中央部山地の#29 BP 計画に係る等雨量線図

6.3.7 発電計画に係る流量資料の推定方法

優先計画の対象地域における雨量・河川流量資料は限られており、参照可能な雨量・水文資料の量・質も計画ごとに異なる。従って、発電計画に係る流量資料（平均・乾季流量）の推定に際しては、参照可能な資料を考慮した上で、計画ごとに最適と考えられる推定方法を適用した。各計画の長期平均流量の推定方法を下表にまとめる。

表 6.3.5 各計画の長期平均流量の推定方法

PJT No.	プロジェクト名	平均流量の推定方法
1	7&8 Lower Sre Pok II + Lower Se San II	Se San, Sre Pok 流域全体水文気象観測所に基いた流出特性から推定
2	12 Prek Liang I	Se San 上流域の流出特性を検討した上で、近傍類似流域の値から推定
3	14 Prek Liang II	
4	16 Middle St. Russey Chrum	約1年間だけ運営された観測所の流量記録（年流出高）を元に、長期雨量記録により長期平均流出高を推定した上で、各計画の流域雨量と面積に比例させて推定
5	20 Stung Metoek II	
6	21 Stung Metoek III	
7	22 Stung Kep II	
8	23 Upper St. Russey Chrum	
9	29 Bokor Plateau	近傍実測流量から流域面積比で推定

出典：調査団

以下の章では、各計画の長期平均流量の具体的な推定作業を述べる。

6.3.8 南西部地域 5 計画の長期平均流量の推定

南西部地域の 5 計画（#16 MSRC, #20 MTK2, #21 MTK3, #23 USRC, #22 KP2）の長期平均流量は以下のように推定した。

(1) 参照可能な流量観測所

Cardamon 山脈以西かつ南西部地域内外の既存流量観測所は以下の 2 ヶ所のみである。

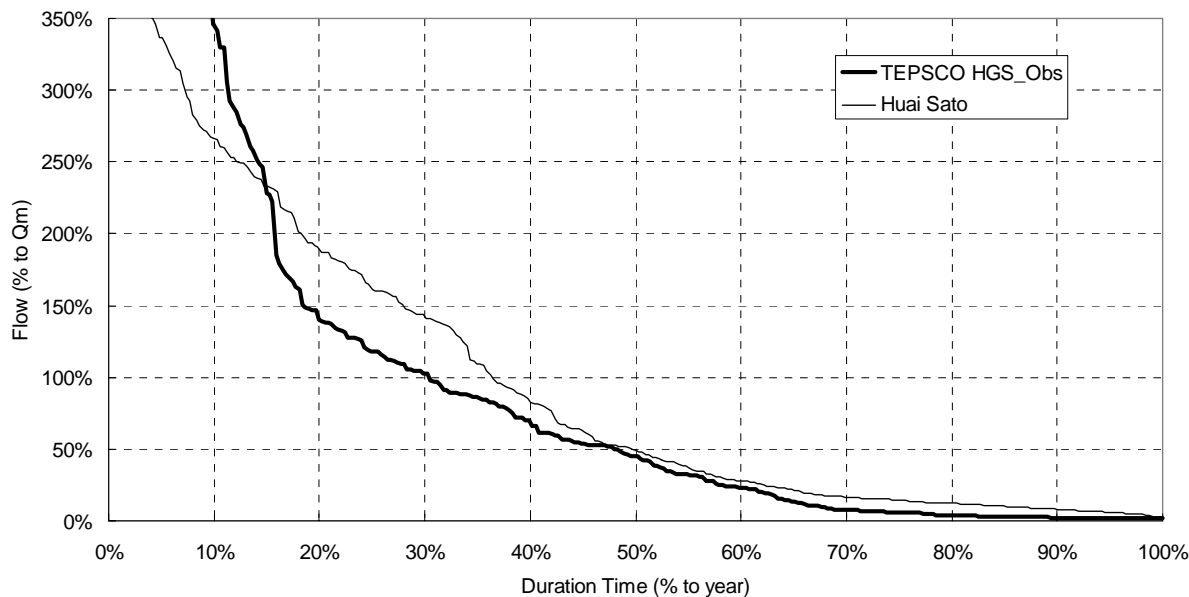
表 6.3.6 南西部地域の水力計画で参照可能な流量観測所

流量観測所	流域面積 (km ²)	平均流量 Qm		乾季流量 Q90 (m ³ /s/100km ²)	備考
		年流出高 (mm/yr)	比流量 (m ³ /s/100km ²)		
TEPSCO HGS	2,292*	1,550	4.91	0.11	in Koh Kong, daily, 321 days (2005/3/27 - 2006/2/10)
Huai Sato	190	1,670	5.29	0.43	in Thai, monthly, 26 years (1971 - 1996)

*) measured by JICA Study Team on GIS

出典：調査団

上記流量資料の無次元流況曲線を次図に示す。



出典：調査団

図 6.3.24 南西部地域の既存流量資料の無次元流況曲線

Huai Sato は長期資料であるが、流域から少し離れたタイ国内の測水所の流量資料であり、また月流量資料しか入手できていない。また、26 年間の月流量記録の内、当初 6 年間の記録では乾季流量が高く、その信頼性に疑問が残った。TEPSCO HGS はわずかに 1 年足らずの流量資料ではあり、また上図の流況曲線も滑らかではない。しかし、南西部地域の計画流域に最も近く、かつカンボジア国内南西部地域で唯一の実測資料であることから、TEPSCO HGS の流量資料の信頼性について以下に吟味する。

(2) TEPSCO HGS 流量資料の信頼性

TEPSCO HGS 地点の年間流出高は、流域面積と平均流量から、1,550 mmと計算される。一方、同地点の長期流域平均雨量は、南西部の等雨量線（図 6.3.22 参照）から 2,920 mmと推定される。

また、TEPSCO HGS の観測期間（2005.3 - 2006.2）における同流域の平均雨量は、Koh Kong 雨量資料を参照すると、（同期間の Koh Kong 雨量：4,087 mm）×（同期間の TEPSCO HGS 流域平均雨量：2,920 mm） / （Koh Kong の長期平均年雨量：3,690 mm）から 3,230 mmと推定される。

従って、TEPSCO HGS 地点の同期間の流出高 1,550mm は、TEPSCO HGS 観測期間の流域平均雨量 3,230mm の 48%、すなわち流出率 48%となる。

これら流出率は、関連する既往調査結果（LSRC-F/S における SRC/Atay の流出率：51%）や Huai Sato 資料（同地点の流量・雨量比：54%）と比べて、ほぼ妥当な値と考えられる。

(3) TEPSCO HGS 地点の長期平均流量の推定

TEPSCO HGS 流量資料と Koh Kong 雨量資料（月雨量 15 年間分, 180 資料）から得られた推定式により、TEPSCO HGS 地点における長期の月流量時系列を誘導した。この TEPSCO HGS の長期推定月流量時系列（15 年間分, 180 資料）の長期平均・乾季流量および無次元流況曲線を、表 6.3.7 および図 6.3.25 に示す。

表 6.3.7 TEPSCO HGS の長期平均流量と乾季流量の推定

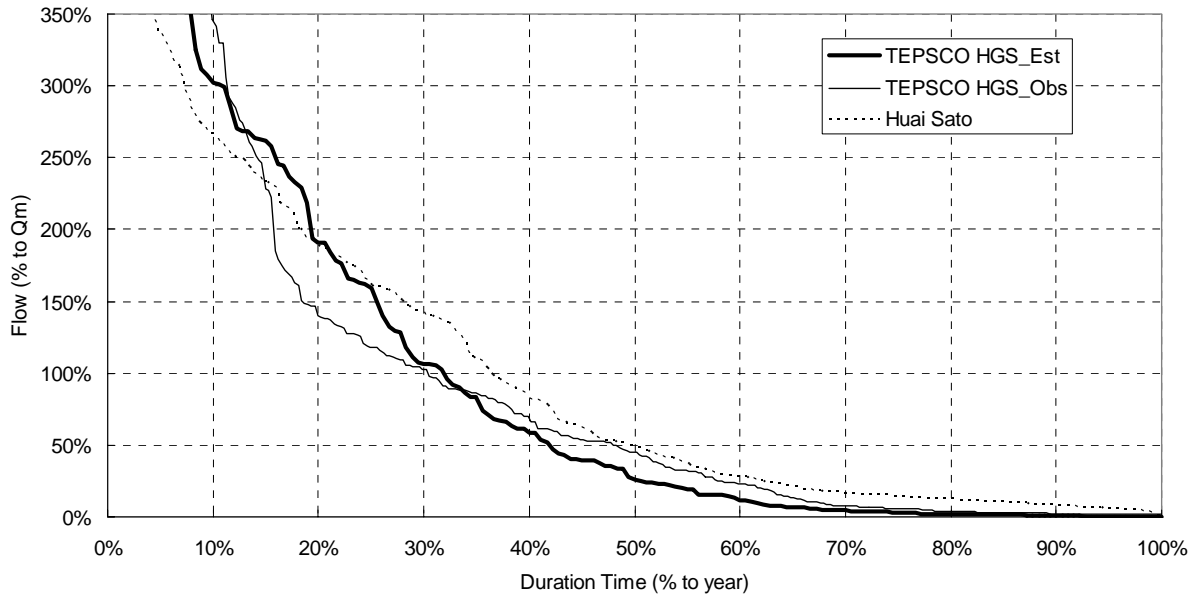
地点と資料 種別	流域 面積	流域 平均 雨量	平均流量 Qm		流出率	乾季流量 Q90		
	km ²	mm	m ³ /s mm/yr	m ³ /s/100km ²	%	m ³ /s	m ³ /s/100km ²	% to Qm
TEPSCO HGS 地点の 長期推定	2,292	2,920*	90.8 1,250	3.96	43	0.75	0.03	0.8
TEPSCO HGS 地点の 短期実測	2,292	3,230*	113 1,550	4.91	48	2.50	0.11	2.2
Huai Sato 実 測	190	3,078**	10.1 1,670	5.29	54	0.81	0.43	8.1

*) estimated from isohyet (refer to Figure 6.3.22)

***) Mean annual rainfall at Huai Sato

出典：調査団

上表に示されるように、約1年間の実測流出高 1,550mm に対して、長期平均流出高は 1,250mm と推定された。あるいは観測された1年間は多雨年であったので、長期平均流出高は1年間の観測流出高の81% (=1,250mm / 1,550 mm) に留まるであろうと推定された。一方、前述の Koh Kong の雨量資料によれば、この1年間に実際に観測された雨量は 4,087mm で、長期平均年雨量 3,690mm の111%であり、確かに多雨であった。しかし、この長期平均年雨量は観測された年雨量の90%であり、長期平均流出高の上記推定81%を9%上回る。長期平均を推定する上で、年雨量の実測減分10%を上回る年流出高の推定減分19%は、一見すると流出高の過少評価を示唆する。しかし、年雨量が低下すると年流出率が低下するという一般的水文特性を併せ考えるならば、長期平均流出高は1年間の実測値の81%に留まるという上記推定は、長期平均年流出高の過大評価を避ける安全側の推定と考えることができる。



出典：調査団

図 6.3.25 TEPSCO HGS 推定流量の無次元流況曲線

(4) 南西部地域の 5 水力計画の長期平均流量の推定

前項で推定した TEPSCO HGS の平均流量を基に、下式により南西部計画の平均および乾季流量を推定した。

$$\text{長期平均・乾季流量}_{\text{各計画}} = \text{長期平均・乾季流量}_{\text{TEPSCO HGS}} \times \text{流域雨量比} \times \text{流域面積比}$$

ここで、

$$\text{流域雨量比} = \text{流域平均雨量}_{\text{各計画}} / \text{流域平均雨量}_{\text{TEPSCO HGS}} (= 2,920 \text{ mm})$$

$$\text{流域面積比} = \text{流域面積}_{\text{各計画}} / \text{流域面積}_{\text{TEPSCO HGS}} (= 2,292 \text{ km}^2)$$

推定した南西部計画の長期平均・乾季流量を表 6.3.8 に示す。

表 6.3.8 南西部地域の5水力計画の長期平均・乾季流量の推定

PJT 名	流域面積	流域平均雨量	平均流量 Qm		流出率	乾季流量 Q90		
	km ²	mm	m ³ /s mm/yr	m ³ /s/100km ²	%	m ³ /s	m ³ /s/100km ²	% to Qm
MSRC	461	2,620	16.4 1,120	3.55	43	0.14	0.03	0.8
MTK2	416	3,010	17.0 1,290	4.09	43	0.14	0.03	0.8
MTK3	656	3,100	27.7 1,330	4.22	43	0.23	0.03	0.8
KP2	1,060	2,690	38.7 1,150	3.65	43	0.32	0.03	0.8
USRC	163	2,420	5.4 1,040	3.30	43	0.04	0.03	0.8

出典：調査団

(5) 推定乾季流量の検証

- 南西部計画の乾季流量は Qm の 0.8% と推定した。乾季流量の低下が非常に顕著である。これは、南西部河川は雨季と乾季の流量差が非常に大きく、乾季にはほとんど干上がってしまう河川もあるという実状と合致している。
- 2008年2月(乾季)の調査団による流量観測結果によると、#23 MSRC で 0.1 m³/s、#22 KP2 計画サイトの Kep 川で 0.1 m³/s、Tatay 川で 0.5 m³/s であった。これら実測値と推定結果のオーダーは整合している。

6.3.9 #29 Bokor Plateau 計画の長期平均流量の推定

(1) 参照可能な流量観測所

#29 BP 計画近傍の流量観測所は以下の3ヶ所である。

表 6.3.9 #29 BP 計画で参照可能な流量観測所

流量観測所	流域面積 (km ²)	平均流量 Qm		乾季流量 Q90 (m ³ /s/100km ²)	備考
		年流出高 (mm/yr)	比流量 (m ³ /s/100km ²)		
Tuk Chhoo	745*	2,560	8.11	0.10	in Kamchay River basin, daily, 5 years (2001 - 2005)**
N5 (Kamchay dam site)	710	2,260	7.16	0.04	in Kamchay River basin, daily, 1 year (1964)
Kbal Chay	52.5	2,640***	8.38***	0.29***	in Sihanouk Ville (Prek Tuek sub river), daily, 1.5 years (2001/2/16 - 2002/8/31)

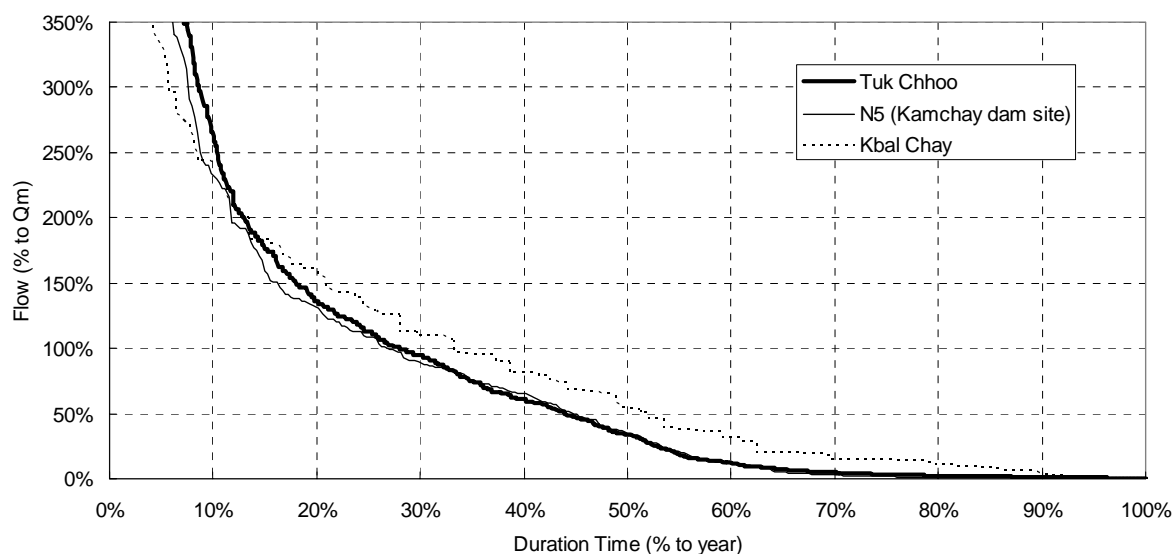
*) measured by JICA Study Team on GIS

**) converted from water level data of MOWRAM and H-Q curve in Kamchay-F/S (June 2002, EXPERCO)

***) derived from 1 year data (2001/3/1 - 2002/2/28)

出典：調査団

上記流量資料の無次元流況曲線を次図に示す。



出典：調査団

図 6.3.26 #29 BP 計画の関連流量資料の無次元流況曲線

(2) N5 (Kamchay dam site) 流量資料の推定

Tuk Chhoo と N5 (Kamchay dam site) の内、より低い流出高を記録している N5 観測所について検討を行った。

- N5 実測流量は 1964 年の流量資料 (日平均流量 1 年間分, 366 資料) で、年流出高は 2,260 mm。
- 1964 年は、Phu Quoc の 40 年間雨量資料によると、平均 (2,998 mm) の 96.5% (2,892 mm) の雨量

であった。

従って、N5 地点の 1964 年流出高が Phu Quoc 雨量と同様に長期平均の 96.5%であったと仮定すると、N5 地点の長期平均年流出高は 2,340 mm (= 2,260 / 0.965)と推定される。また、乾季流量については、N5 実測流量の乾季 (3 月、4 月) の流量すなわち、平均流量 Qm の 0.6%を基に推定した。

表 6.3.10 N5 測水所(Kamchay ダムサイト)の長期平均・乾季流量の推定

地点と資料種別	流域面積	流域平均雨量	平均流量 Qm		流出率	乾季流量 Q90		
	km ²	mm	m ³ /s mm/yr	m ³ /s/100km ²	%	m ³ /s	m ³ /s/100km ²	% to Qm
N5 推定 長期平均	710	3,800*	52.7 <u>2,340</u>	7.42	62	0.31	0.04	<u>0.6</u>
N5 実測	710	3,800*	50.9 2,260	7.16	59	0.30	0.04	<u>0.6</u>

*) assumed at average of annual rainfall at Bokor (4,922 mm), Sihanouk Ville (3,393 mm) and Phu Quoc (2,998 mm) = 3,771 mm -> 3,800 mm; annual rainfall at Kampot (1,939 mm) was not referred considering hydrological characteristics in the area
出典：調査団

(3) #29 BP 計画地点の長期平均流量の推定

BP 計画の年流出高に参照可能な水文気象観測所は限られている。一方、図 6.3.23 の等雨量線図によると Bokor 流域では Kamchay ダム流域よりも雨量が高いと推定される。したがって、N5 測水所の推定長期平均流出高 2,340 mm を雨量補正なしにそのまま BP 流域に適用することは、安全側の推定 (= 過大評価リスクの排除) になると考えられる。また、乾季流量については、2008 年 2 月の調査団による BP サイトでの実測値 0.0013 m³/s (2008.2.29) を想定・適用した。

推定した#29 BP 計画の長期平均・乾季流量を表 6.3.11 に示す。

表 6.3.11 #29 BP 計画の長期平均・乾季流量の推定

PJT 名	流域面積	流域平均雨量	平均流量 Qm		流出率	乾季流量 Q90		
	km ²	mm	m ³ /s mm	m ³ /s/100km ²	%	m ³ /s	m ³ /s/100km ²	% to Qm
BP	24.5	4,630	1.8 <u>2,340</u>	7.42	51	<u>0.0013</u>	0.01	0.1

出典：調査団

(4) #29 BP 計画の推定流量の検証

- Kamchay-F/S (Jun. 2002, EXPECO) における Kamchay ダムサイトの年流出高の推定値は 2,450 mm (710 km², 55.2 m³/s) であり、上記の BP に対する調査団推定値 2,340 mm に比べて 5% 大きい。
- BP 計画の乾季流量は長期平均流量 Qm の 0.1%と推定した。乾季流量の低下が非常に顕著である。これは、南西部河川同様、中央部山地河川でも雨季と乾季の流量差が非常に大きく、乾季

にはほとんど干上がってしまう河川があるという実状 (Tuk Chhoo, N5, Kbal Chay の最小日流量は、それぞれ 0.17, 0.10, 0.0002 m³/s) と合致している。

6.3.10 #7&8 Lower Sre Pok II + Lower Se San II (LL2) 計画の長期平均流量の推定

(1) 参照可能な流量観測所

#7&8 LL2 計画に関連する Se San, Sre Pok 流域の流量観測所は下表のとおりである。

表 6.3.12 #7&8 LL2 計画で参照可能な流量観測所

流量観測所	流域面積 (km ²)	平均流量 Qm		乾季流量 Q90 (m ³ /s/100km ²)	備考
		年流出高 (mm/yr)	比流量 (m ³ /s/100km ²)		
Ban Kamphun	49,500	1,020	3.24	0.50	daily, 7 years (1961 - 63, 66 - 69)
		1,000	3.18	0.58	monthly, 65 years (1926 - 90)
Voeun Sai	16,300	1,310	4.15	0.75	SS, daily, 1 year (1965)
Andaung Meas	11,779*	1,400	4.44	0.71	SS, daily, 2 years (2002, 2005)
Kon Tum*	3,056	1,030	3.26	1.00	SS, daily, 23 years (1978 - 2000)
Trung Ngia*	3,320	1,290	4.10	1.00	SS, daily, 8 years (1990 - 1997)
Sa Binh*	6,732	1,100	3.48	1.28	SS, daily, 9 years (1982 - 1990)
Dak Mot**	1,292	1,650	5.24	-	SS
Konplong**	943	1,330	4.23	-	SS
Lumphat	25,600	818	2.59	0.21	SP, daily, 6 years (69, 01 - 03, 05 - 06)
		1,140	3.60	0.63	SP, monthly, 54 years (42 - 90, 01 - 03, 05 - 06)
Giang Son*	3,180	735	2.33	0.37	SP, daily, 24 years (1977 - 2000)
Ban Don*	10,700	802	2.54	0.52	SP, daily, 24 years (1977 - 2000)
Duc Xuyen*	3,080	1,120	3.54	0.80	SP, daily, 23 years (1978 - 2000)

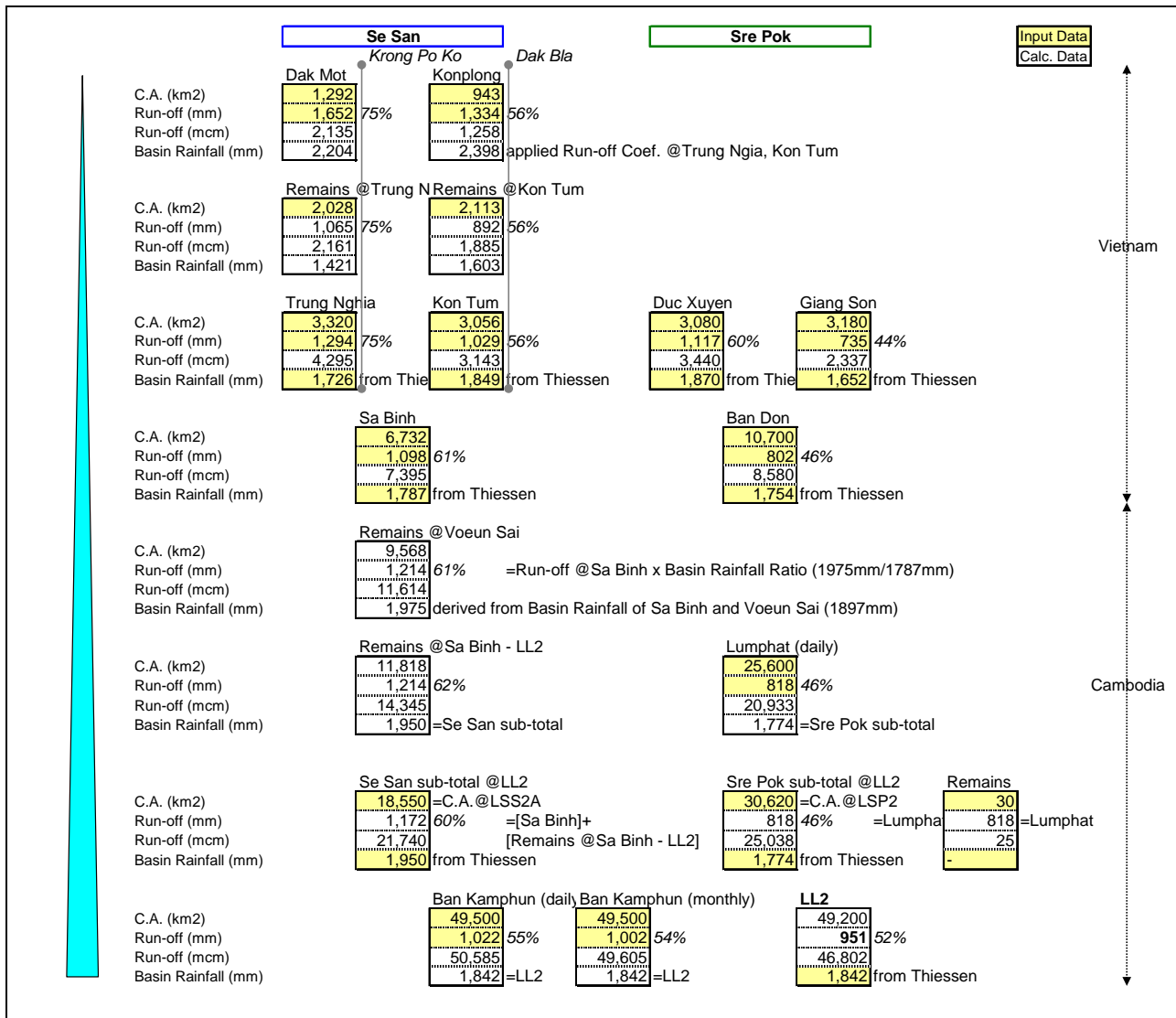
*) data from Study on Nationwide Water Resources Development and Management in the Socialist Republic of Vietnam (JICA, Sep. 2003)

**) data from Comprehensive Development Study of Hydropower in Se San River Basin in Cambodia (PECCI, Oct. 2006)

出典：調査団

(2) Se San, Sre Pok 流域の流出特性

上記流量資料を基に推定した Se San, Sre Pok 流域の流出特性を次図に示す。



Remarks) Voeun Sai and Andaung Meas were excluded in the above water balance due to short observation period and uncertainty.
出典：調査団

図 6.3.27 Se San, Sre Pok 流域の流出特性

(3) #7&8 LL2 計画の長期平均流量の推定

図 6.3.27 より、#7&8 LL2 計画地点の年流出高を 951 mm と推定した。また、乾季流量については、Ban Kamphun の実測流量(daily) の乾季流量値から平均 Qm の 15% と推定した。推定した#7&8 LL2 計画の平均・乾季流量を表 6.3.13 に示す。

表 6.3.13 #7&8 LL2 計画の長期平均・乾季流量の推定

PJT 名	流域面積	流域平均雨量	平均流量 Qm		流出率	乾季流量 Q90		
	km ²	mm	m ³ /s mm	m ³ /s/100km ²	%	m ³ /s	m ³ /s/100km ²	% to Qm
LL2	49,200	1,842	1,483.7 <u>951</u>	3.02	52	222.6	0.45	<u>15</u>

出典：調査団

(4) #7&8 LL2 計画の推定流量の検証

- Ban Kamphun 実測流量の年流出高が、日平均データベースで 1,020 mm、月平均データベースで 1,000 mm、また PECC1 調査における LL2 の年流出高が 858 mm (49,200 km², 1,340 m³/s) で、調査団推定値はそのほぼ中間の値となっている。
- 近傍大流域の Ban Khmon (Se Kong 下流) の乾季流量は長期平均 Qm の約 15% となっている。

6.3.11 #12-14 PL 計画の長期平均流量の推定

(1) 参照可能な流量観測所

#12-14 PL 計画に参照可能な Se San 流域の既存流量観測所は下表のとおりである。

表 6.3.14 #12-14 PL 計画で参照可能な流量観測所

流量観測所	流域面積 (km ²)	平均流量 Qm		乾季流量 Q90 (m ³ /s/100km ²)	備考
		年流出高 (mm/yr)	比流量 (m ³ /s/100km ²)		
Voeun Sai	16,300	1,310	4.15	0.75	SS, daily, 1 year (1965)
Andaung Meas	11,779*	1,400	4.44	0.71	SS, daily, 2 yeas (2002, 2005)
Kon Tum*	3,056	1,030	3.26	1.00	SS, daily, 23 years (1978 - 2000)
Trung Ngia*	3,320	1,290	4.10	1.00	SS, daily, 8 years (1990 - 1997)
Sa Binh*	6,732	1,100	3.48	1.28	SS, daily, 9 years (1982 - 1990)
Dak Mot**	1,292	1,650	5.24	-	SS
Konplong**	943	1,330	4.23	-	SS

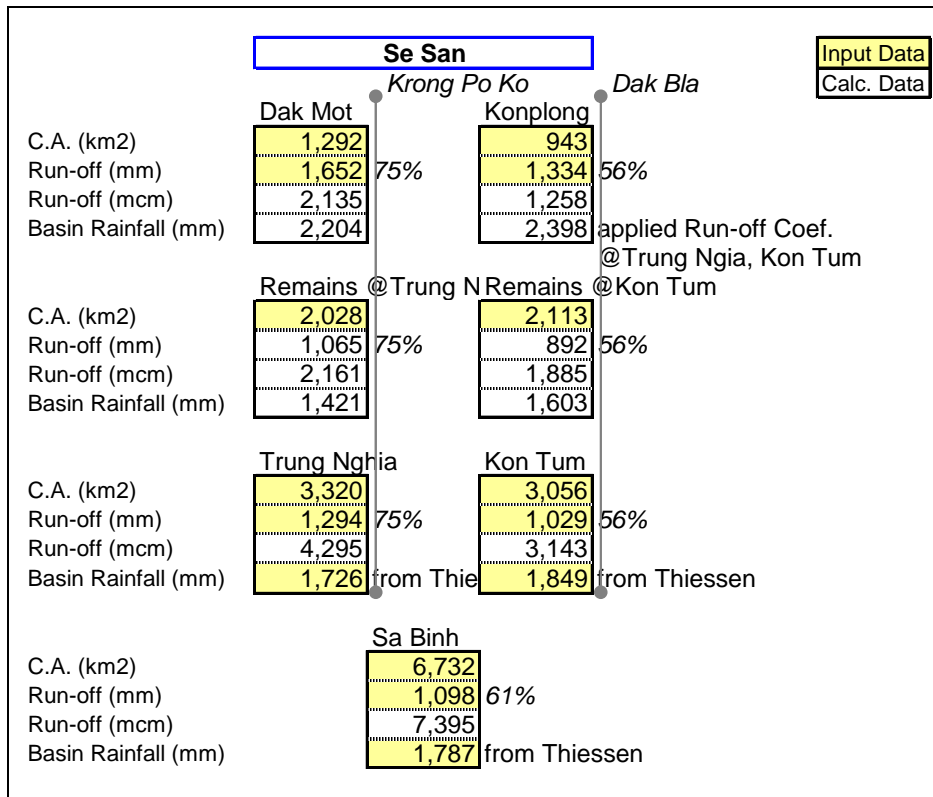
*) data from Study on Nationwide Water Resources Development and Management in the Socialist Republic of Vietnam (JICA, Sep. 2003)

***) data from Comprehensive Development Study of Hydropower in Se San River Basin in Cambodia (PECC1, Oct. 2006)

出典：調査団

(2) Se San 上流域の流出特性

上記流量資料を基に推定した Se San 上流域の流出特性を次図に示す。



出典：調査団

図 6.3.28 Se San 上流域の流出特性

(3) #12-14 PL 計画の長期平均流量の推定

上図の年流出高の内、モンスーンに対する方向と高度などを考慮すると、Krong Poko 下流域の 1,070 mm、Kon Tum 流域 (Dak Bla 全体流域) の 1,030 mm、Sa Binh 流域 (Krong Poko + Dak Bla 流域) の 1,100 mm の 3 つが、PL 計画の参考値となる。

この中で、PL 計画に隣接し、流域面積も比較的近く、2 つのモンスーンに対する地形・地理的条件が類似していると考えられる Krong Poko 下流域の 1,070 mm を PL 計画の年流出高と仮定した。

乾季流量については、Trung Nha 流域が長期平均 Qm の 24%、Kon Tum 流域で 31%、Sa Binh 流域で 37%、加えて同じく 2 つのモンスーン影響を受けると考えられる O Romis 流域 (Mondul Kiri 州) で 32% となっている。Sa Binh 流域は既設 Yali 水力の影響が含まれていると考えられるため除外し、残り 3ヶ所の平均値 30% を基に乾季流量を推定した。

推定した PL 計画の長期平均・乾季流量を表 6.3.15 に示す。

表 6.3.15 #12-14 PL 計画の平均・乾季流量の推定

PJT 名	流域面積	流域平均雨量	平均流量 Qm		流出率	乾季流量 Q90		
	km ²	mm	m ³ /s mm	m ³ /s/100km ²	%	m ³ /s	m ³ /s/100km ²	% to Qm
new PL1	839	1,840	28.5 <u>1,070</u>	3.39	58	8.5	1.02	<u>30</u>
new PL2	575	1,850	19.5 <u>1,070</u>	3.39	58	5.9	1.02	<u>30</u>

出典：調査団

(4) #12-14 PL 計画の推定流量の検証

- 2008 年 2 月（乾季）の調査団による流量観測結果によると、#12 PL1 発電所放水口下流地点（流域面積約 1,000 km²）で 13.4 m³/s (1.34 m³/s/100km²) であった。当実測値と推定比流量 1.02 m³/s/100km² はオーダー的に整合している。
- PECC1 調査における#12 PL1, #14 PL2 の年流出高は 1,260 mm (883 km², 35.4 m³/s), 1,270 mm (595 km², 23.9 m³/s) となっており、調査団推定値 1,070mm に比べて 18% 大きい。図 6.3.25 の Se San 川上流域の流出高と比較すると、PECC1 の推定値 1,260 mm はやや高めの可能性もある。逆に調査団の推定値 1,070mm は安全側の可能性もあるが、今後実測により確認することが必要である。
- #12-14 PL 計画の乾季流量は長期平均 Qm の 30% であり、Ban Kamphun (Se San, Sre Pok 合流点) の 15% の倍となっており、非常に流況が良い。これは、2 つのモンスーンの影響によるものと推察される。

6.3.12 カンボジアの流域の流出特性概観

既存レポートおよび前節までの水文資料の分析と、調査団自身による乾季流量の実測情報に基づいて、各水力計画サイトの長年平均流量、流出率、および平均流量に対する乾季流量の低下率を推定した。水力資源の賦存地域別の水文特性のサマリーを表 6.3.16 に示す。水力計画サイト毎に推定した水文量を表 6.3.17 に示す。

表 6.3.16 カンボジア水力ポテンシャルの地域別流出特性

No.	項目	記号	単位	北東部流域	中央山地	南西部流域
1.	流域年降雨量	Ra	mm	1,800 前後	3,800-4,600	2,500-3,100
2.	年流出高	Qa	mm	900-1,100	2,350-	1,000-1,300
3.	年流出率	Ca	-	0.50-0.60	0.51-0.62	0.43 前後
4.	乾季流量 / 年流量比	Qd/Qa	%	15-30	0.1-0.6	0.8

出典：調査団

カンボジアにおける水力資源は、Koh Kong 州を中心とする南西部流域、Kampot-Kampong Speu 州にまたがる中央山地、および Ratanak Kiri-Mondol Kiri 州の北東部流域の 3 地域に存在する。この地域

内で雨量観測所および水位・流量観測所が位置するのはわずかに北東部流域だけである。対象地域をカンボジア全土に拡大してみても、観測所は Tonle Sap 沿岸地域およびメコン河沿岸に集中しており、水力資源地域とは地理的に離れており、また水文気象学的にも条件が異なる。従って、これら観測所の記録を水力計画に参照することには無理が伴う。このように、水力計画に参照できる水文資料が絶対的に限られていることが、カンボジア国の水力開発の最大の課題である。

本水力マスタープラン（MP）調査では、全国の水力資源と雨量・流量観測所を対象として、マクロな視点から俯瞰・比較分析することにより、カンボジア国における水文特性を前表に示すように把握・整理することができた。年流出高の適切な評価は年発電量の評価に直結するものであり、ひいては売電収入と経済性評価の信頼性を左右するものである。

表 6.3.17 既存水力計画および新規優先計画の推定水量一覧

No.	計画名 / 測水所名	出典	流域面積 (km ²)	年降雨 (mm)	年流出高 (mm)	年流出率	平均流量 Q _m (m ³ /s)	Q ₉₀ / 乾季流量	Q ₉₀ /Q _m	備考
既存調査・計画による推定値										
1	Kamchay 計画値	EXPERCO-JST	710	3,800	2,350	0.62	52.9	0.30	0.006	FS by EXPERCO 2002, basin rain & Q ₉₀ by JST
2	Kirirrom 3	CEPT	105	2,600	1,240	0.48	4.1	na	na	FS by CEPT 2005
3	Lower Stung Russey Chrum	Tepsco	1,550	2,920	1,250	0.43	61.4	na	na	FS by TEPSCO 2006
4	Stung Atay	KFIC	567	3,026	2,280	0.75	41	na	na	FS by KFIC Feb. 2006
		Tepsco	550	2,390	1,220	0.51	21.3	na	na	p. 4-29, TEPSCO 2006
5	New Tatay (same as Kep II)	CHMC	1,073	2,850	2,030	0.71	69.1	na	na	FS by CHMC Dec. 2007
6	Bokor Plateau	JST	24.5	3,100	-	-	2.41	na	na	FS by IDICO
7	LL2	PECC1	49,200	1,840	852	0.46	1,330	246	0.185	FS by PECC1, basin rain by JST
8	O Romis, Mondol Kiri	JICA	38	1,810	1,370	0.76	1.7	0.52	0.306	JICA BD report, possibility of higher basin rainfall?
JICA水力MP調査による推定値										
North-eastern Region										
9	Prek Liang I	JST	839	1,790	1,070	0.60	28.5	8.55	0.300	Measured at 13.4 m ³ /s d/s of PL1 outfall on 2008.2.5
10	Prek Liang II	JST	575	1,840	1,070	0.58	19.5	5.85	0.300	
11	LL2	JST	48,200	1,840	951	0.52	1,450	218	0.150	
Central Mountains										
12	Bokor Plateau	JST	23.8	4,630	2,350	0.51	1.8	0.0013	0.001	Measured at 0.0013 m ³ /s on 2008.2.29
South-western Region										
13	Stung Kep II (new Tatay of CNHMC)	JST	1,085	2,690	1,150	0.43	39.6	0.33	0.008	Measured at 0.58 m ³ /s on 2008.2.14-15
14	Upper Stung Russey Chrum	JST	170	2,420	1,040	0.43	5.6	0.05	0.009	
15	Middle Stung Russey Chrum	JST	473	2,620	1,120	0.43	16.8	0.14	0.008	Measured at 0.1 m ³ /s on 2008.2.22
16	Stung Metoek II	JST	432	3,010	1,290	0.43	17.7	0.15	0.008	
17	Stung Metoek III	JST	673	3,100	1,330	0.43	28.4	0.24	0.008	

Note: Runoff height of Bokor Plateau is after 2,270 mm recorded at Kamchay N5 in 1964 with long-term adjustment factor of 96.6% for 1964 compared to 45 years 1957-2001 based on rainfall records at Phu Quok. The minimum monthly discharge at Kamchay N5 was recorded in March and April 1964 at 0.3 m³/s which was 0.6% of the annual mean.

出典：調査団

表 6.3.16 と 6.3.17 から、カンボジア国の水力資源について、次のような流出特性を指摘することができよう。

流域雨量は、タイ湾に面して標高 1,000 m 以上の台地が屹立している Kampot 市の北西部に位置する中央山地で 4,000 mm 前後と最も高い。次いで、タイ湾に面する Koh Kong 州周辺の南西部流域で 2,500-3,100 mm と高く、海から遠い Ratanak Kiri 州の北東部流域では 1,800 mm 前後と最も低い。タイ湾から見て Cardamon 山地の裏側にあたる Tonle Sap 湖南岸の Pursat 州では年雨量が 1,100-1,600 mm であり、海側の半分程度に低下する。

年流出高でみると、中央山地で 2,350 mm とカンボジアでは群を抜いて高い。南西部ではその半分程度の 1,000-1,300 mm、さらに北東部では 900-1,100 mm と推定される。ほぼ年雨量に比例し、年雨量の半分程度が実際に河川に流出する。

流出率でみると、中央山地で 0.62 と高いが⁴、南西部流域では 0.43 程度と低い。これに対して北東部では、流域雨量が他地域よりも低いのに拘わらず、流出率が比較的高く 0.50-0.60 と推定された⁵。

中央山地および南西部流域では乾季流量の低下が顕著で、1964 年 3 月-4 月の Kamchay 流量は同年の平均値の 0.6% に低下した。これに対し、北東部流域では乾季流量が年平均値の 15-30% と極めて高いことが特徴的である。表 6.3.17 の備考覧に示したように、2008 年 2 月に調査団が実測した乾季流量もこのような地域別特徴を裏付けている。

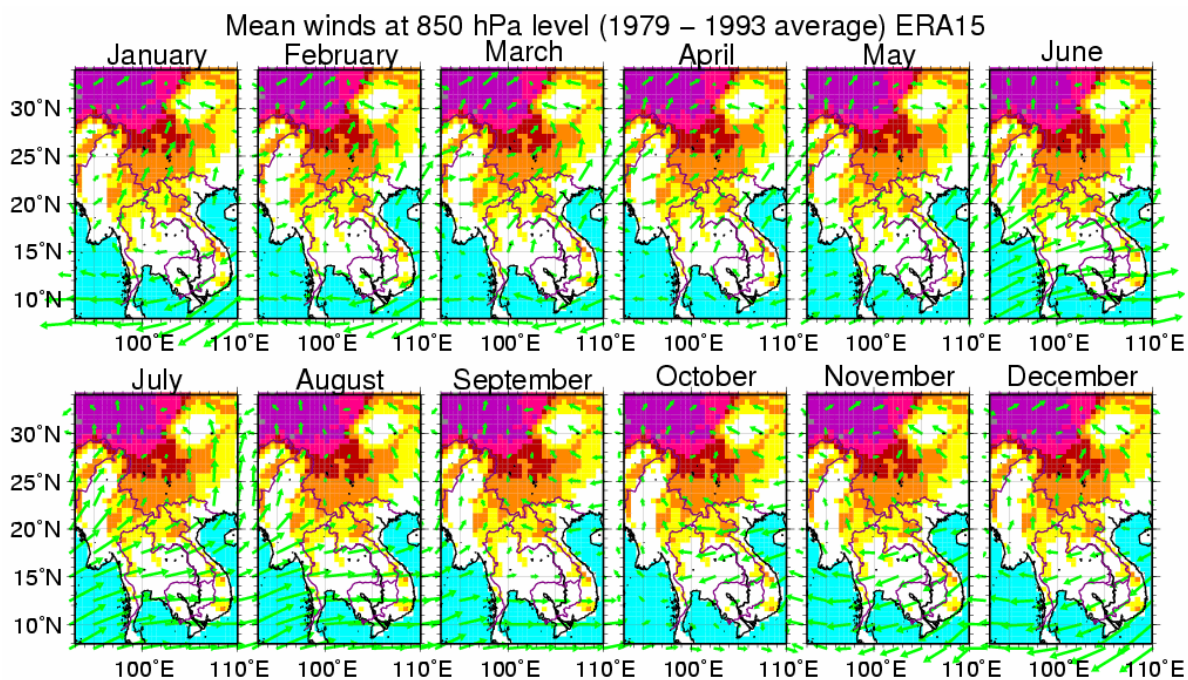
北東部流域では、11 月から翌年 1 月にかけて北東モンスーンの影響を受けて 2 度目の小雨季があり、その結果河川流量の低下率が限定されている。これに対して、中央山地や南西部流域では、11 月から翌年 4 月までは降雨がほとんどないため、河川が 2 月以降にはほとんど干上がる。このような北東モンスーンの影響の有無が、カンボジア国水文の顕著な地域差の原因を成している。

同様に、北東部流域の年流出率が相対的に高い原因は、北東モンスーンのおかげで降雨が 1 月頃まで続く結果、流域が乾燥状態に至る前に次の南西モンスーンが 5 月から始まることにある。これに対し、乾季が顕著な南西部流域の流出率は 0.5 前後からそれ未満と推定される。年降雨量の少ない内陸の Pursat 州や Kampong Speu 州ではさらに低い。

⁴ #29 Bokor 計画の流出率は 0.51 と算定されるが、これは流量資料が全くなく雨量計も 1 ヶ所だけのため、安全側の推定として流出高をカムチャイに等しいと仮定した結果である。カムチャイ同様に 0.6 程度に上る可能性も残る。

⁵ カンボジアの流出率は、Pursat 川流域で 27-32%、LSRC 川流域で 46-51%、タイの Huai Sato 測水所で 52%、Kirirom III 計画地点で 57%、タイの Khlong Yai 川流域で 57% で、一般的には 27-57% の範囲にある。Kamchay の流出率 0.62 は突出している。O Romis の流出率 0.76 はさらに高いが、流域雨量が過少評価されていないか確認が必要と思われる。

また、南西部 Huai Sato の比流量 (Q) は $5.29 \text{ m}^3/\text{s}/100 \text{ km}^2$ (=1,670 mm/yr) と高いが、カルダモン山地の北側に位置する隣接 Pursat 流域の $1.28 \text{ m}^3/\text{s}/100 \text{ km}^2$ (=404 mm/yr) と比べると 4 倍強の大きな差がある。その原因は、大略 3,000 mm と 1,400 mm の年雨量 (R) の差 (2 倍強)、その大きな雨量差の結果、および河川勾配の差から、年流出率 (C) が 52% 超の Huai Sato と 27-32% の Pursat (2 倍弱) と、これも大きな差がある。その結果、比流量は、 $Q_{SW} = R_{SW} \times C_{SW} \quad 2 R_{pr} \times 2 C_{pr} \quad 4 Q_{pr}$ と表され、約 4 倍の差が生じたものと推定される。

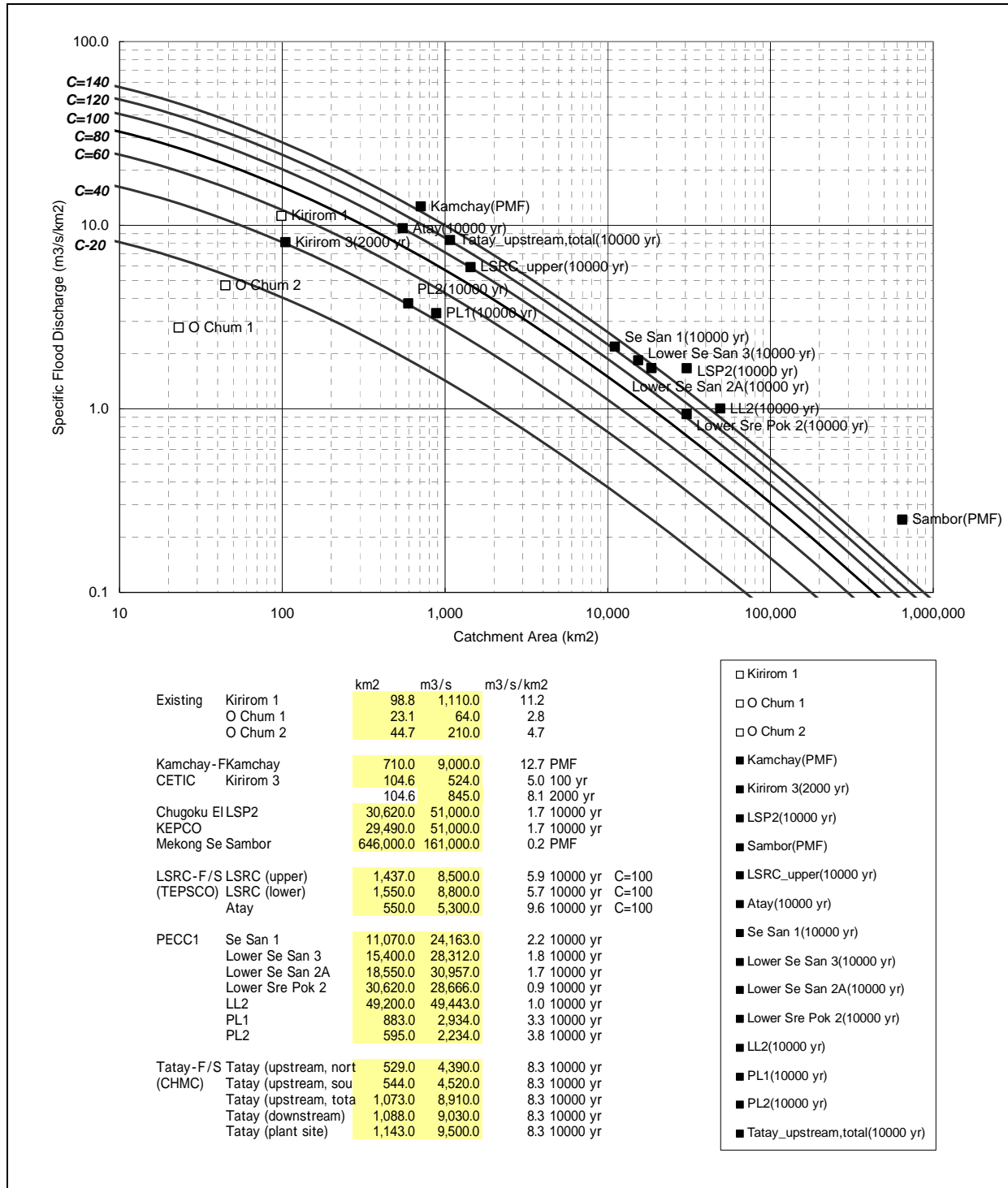


出典：ERA15（ヨーロッパ中期天気予報センター（ECMWF）の15年再解析）データセット、増田 耕一

図 6.3.29 モンスーン風向の季節変化

6.3.13 洪水量

既存計画の設計洪水量およびその Creager 曲線を図 6.3.30 に示す。



出典：調査団

図 6.3.30 既存水力計画の設計洪水量および Creager 曲線

上図によると、1/10,000 確率の設計洪水量は、その殆どが C=100 から C=140 の間に含まれている。

各優先計画に対し、C=100, 120, 140 と仮定した場合の洪水量は下表の様に推定される。

表 6.3.18 各計画の設計洪水量規模の推定 (Creager's C = 100, 120, 140)

	No.	プロジェクト名	洪水量 (m ³ /s)		
			C=100	C=120	C=140
1	7&8	Lower Sre Pok II + Lower Se San II	31,500	37,800	44,140
2	12	new Prek Liang I	6,540	7,850	9,150
3	14	new Prek Liang II	5,410	6,490	7,580
4	16	Middle St. Russey Chrum	4,830	5,790	6,760
5	20	Stung Metoek II	4,570	5,490	6,400
6	21	Stung Metoek III	5,790	6,940	8,100
7	22	Stung Kep II	7,320	8,780	10,200
8	23	Upper St. Russey Chrum	2,710	3,250	3,800
9	29	Bokor Plateau	791	949	1,110

出典：調査団

6.3.14 土砂流送

土砂流送に関連する資料としては、MOWRAM が河川水質観測（月 1 回）の一環として全浮遊物質（Total Suspended Solid, TSS）の観測を実施している。表 6.3.19 に、2005 年 1 月から 2006 年 12 月までの各河川の TSS 平均値を示す。

表 6.3.19 各河川の全浮遊物質 (Total Suspended Solid; TSS)

観測所 ID	観測所名	河川名	流域面積	平均流量	TSS 平均値	
			CA km ²	Qm m ³ /s	mg/l*	m ³ /km ² /yr**
H014501	Stung Treng	Mekong	635,000	13,200	64.7	33
H020107	Backprea	Battambang	514	9.0	126.3	54
H440103	Andoung Meas	Se San	11,779	523	32.2	35
H450101	Lumphat	Sre Pok	25,600	664	34.6	22
H430102	Siempang	Se Kong	23,500	911	49.6	47

*) observed data

**) derived from C.A. and Qm

出典：調査団

上表によると、Se San, Sre Pok 川の TSS 比流送量は、Battambang や Se Kong 川の半分程度の値となっている。

ダムの堆砂量に関連する資料としては、以下の既存調査結果がある。

表 6.3.20 既往調査におけるダム堆砂量

No.	プロジェクト名	ダム堆砂量* (m ³ /km ² /yr)
1	Nam Theun 1	142
2	Se Kong 4	135
3	Se Kong 5	143
4	Xe Kaman 3	277
5	Nam Kong 1	170
6	Houay Lamphan Gnai	236
7	Lower Sre Pok 2	36
8	Lower Se San 2	36
9	Se San 3	260
10	Se San 4	378
11	Upper Kontum	244
12	LSRC Upper	460
13	LSRC Lower	549

*) #1 - 11: data from Se Kong - Se San and Nam Thuen River Basins Hydropower Study (ADB/Halcrow, Jul. 1999), #12 & 13: data from Lower Stung Russey Chrum Hydropower Project (TEPSCO, Aug. 2006)

出典：調査団

各優先計画に対し、流域の土砂生産量を 200 m³/km²/year と仮定すると、100 年間の堆砂量は下表の様に推定される。

表 6.3.21 各計画の堆砂量(100年間)

	No.	プロジェクト名	流域面積	堆砂量
			km ²	mcm/100yr
1	7&8	Lower Sre Pok II + Lower Se San II	49,200	984
2	12	new Prek Liang I	839	16.8
3	14	new Prek Liang II	575	11.5
4	16	Middle St. Russey Chrum	461	9.2
5	20	Stung Metoek II	416	8.3
6	21	Stung Metoek III	656	13.1
7	22	Stung Kep II	1,060	21.2
8	23	Upper St. Russey Chrum	163	3.3
9	29	Bokor Plateau	24.5	0.5

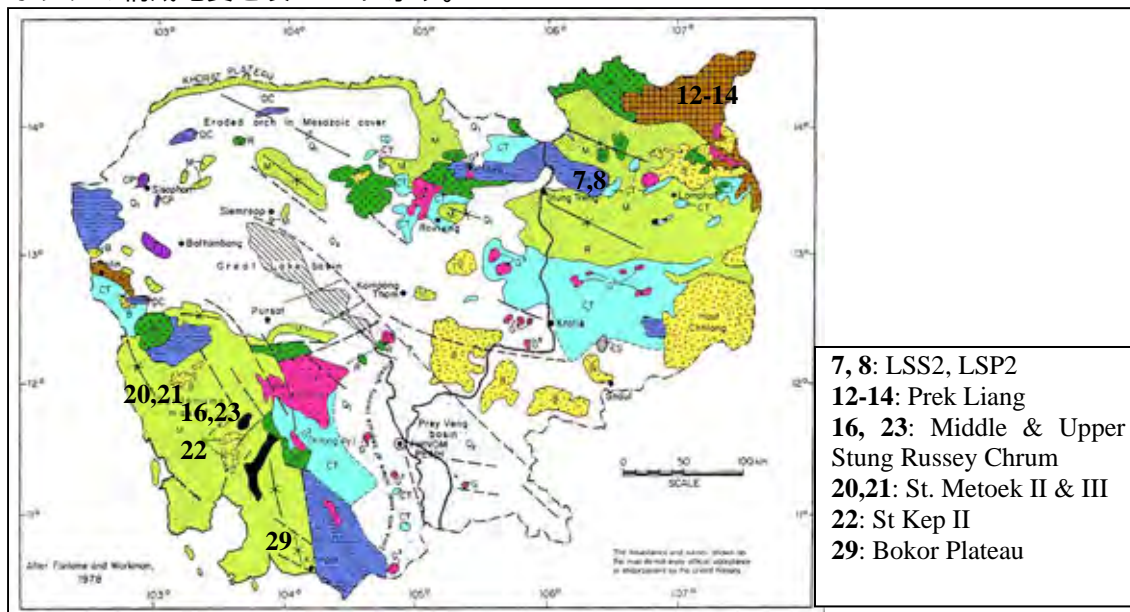
出典：調査団

6.4 地質

6.4.1 広域地質

ESCAP レポートによれば、カンボジアの地質は多岐に渡り、堆積岩、変成岩と火山岩から構成され、地質時代は先カンブリア紀～第四紀におよぶ（図 6.4.1 参照）。

カンボジアの構成地質を表 6.4.1 に示す。



出典：ESCAP レポート（ATLAS OF MINERAL RESOURCES OF THE ESCAP REGION VOLUME 10 CAMBODIA – EXPLANATORY BROCHURE, UNITED NATIONS, 1993）

図 6.4.1 カンボジアの広域地質図

表 6.4.1 カンボジアの構成地質

Kontum 中央山塊 の基盤岩	
PC	先カンブリア紀 前期古生代花崗岩および高変成岩
インドネシア褶曲帯	
DC	背斜帯
CT	向斜帯
非変形または緩く褶曲した地層	
C-P	古生層
A, R	火山性堆積岩類
M	中生層
B	新生代～第四紀玄武岩類
Q	第四紀層および未固結堆積物
貫入岩類	
G	先石炭紀～白亜紀貫入岩

出典：ESCAP レポート（ATLAS OF MINERAL RESOURCES OF THE ESCAP REGION VOLUME 10 CAMBODIA – EXPLANATORY BROCHURE, UNITED NATIONS, 1993）

図 6.4.1 に示すように、カンボジアの表層地質は国土の北西部、中央部、南東部に分布する第四紀未固結堆積物と北東部および南西部に分布する基盤岩に大別される。

未固結堆積物は第四紀の北西 南東方向に方向性を持つ広域の沈降によって形成された。Tonle Sap

盆地はこの沈降部に位置している。こうした緩やかな沈降と未固結堆積物による被覆のために、非常に緩やか～ほぼ水平の地形を呈している。

基盤岩は下記に纏めるように2つの地質グループに分けられ、さらに岩相（構成地質）や地質構造から4つに細分される。

(1) Old and hard rocks

激しい構造運動（インドシナ造山運動）がカンボジアとその周辺域で起こり、後期二畳紀から中期三畳紀にかけて激しい褶曲運動を被った。先カンブリア紀～二畳紀は古い岩盤は海成層起源で堅硬であるが、その後の地殻変動により褶曲や断層運動を被っている。一般地質概要は以下のようにまとめられる。

The oldest subgroup

- 地質時代: 先カンブリア紀
- 主構成地質: 花崗岩や高変成岩（片麻岩、角閃岩等）
- 原岩特性: 非常に堅硬、比較的粗粒
- 変形特性: 露頭レベルでは、圧砕・破砕作用は顕著ではない。

Old subgroup

- 地質時代: カンブリア紀～石炭紀中期
- 主構成地質: 低～中変成岩、頁岩、珪質頁岩、砂岩、マール、珪化頁岩
- 原岩特性: 比較的堅硬、細粒～中粒
- 変形特性: 露頭レベルでは、圧砕・破砕作用は顕著ではない。

Middle subgroup

- 地質時代: 石炭紀後期～二畳紀
- 主構成地質: 石灰岩
- 原岩特性: 堅硬、塊状
- 変成: 露頭レベルでは、圧砕・破砕作用は顕著ではない。

(2) Young and moderately hard rocks

三畳紀以降の地質はやや硬い陸成堆積物、沿岸域堆積物、または湖成堆積物から成る。三畳紀以降の地殻活動は顕著ではないため、地質構造はあまり乱されていない。一般地質概要は以下のようにまとめられる。

iv) Young subgroup

- 地質時代: 三畳紀～白亜紀
- 主構成地質: 砂岩、礫岩、シルト岩および火山砕屑岩のような比較的粗粒砕屑岩
- 原岩特性: やや硬い～やや軟、比較的粗粒
- 変形特性: 目立った圧砕・破砕作用はない。

6.4.2 ダムサイトの地質

選定された10地点は山岳地域に位置し、アクセスが難しい。特に Prek Liang site と Russey Chrum site のような人里はなれた地域は、地質調査が困難なために地質が解明されていないところがある。したがって、表 6.4.2 に示すように、既存の地質図も異なる地質を示している。

各サイトを地質的に評価するために、選定されたダム地点に対し、下記の行程で、計8回の現地調査が、JICA-MIME 共同調査団によって実施された。ただし、既述のように到達することが困難であったため、#14 Prek Liang II site と No.3 Upper Russey Chrum site の踏査はできなかった。

なお、現地調査は、調査期間および利用できる地質資料が限られることから、計画の実施に重要な意味を持つダムサイトの地質を重点に実施した。

No.期間	調査場所
1 st 27/10/2007-30/10/2007	Ratanak Kiri, Stung Treng and Kratie
2 nd 02/11/2007-03/11/2007	Bokor Plateau
3 rd 09/11/2007-13/11/2007	Stung Kep II, Stung Metoek III
4 th 15/11/2007-17/11/2007	Stung Metoek II
5 th 02/02/2008-08/02/2008	Prek Liang
6 th 12/02/2008-16/02/2008	Stung Kep II
7 th 21/02/2008-25/02/2008	Middle Stung Russey Chrum
8 th 28/02/2008-29/02/2008	Bokor Plateau

現地調査結果から、踏査された地点では、大きな地質的問題点は認められなかった。

現地調査結果は表 6.4.3-6.4.9 にまとめる。ただし、既述のように各地点の地質は、未だ不明な点が多いことから、建設可能性を評価するためには、詳細な地質調査が必要である。

表 6.4.2 選定された10地点の地質ユニット

地点		既存資料1	既存資料2
7&8	Lower Sre Pok II + Lower Se San II (LL2)	Unknown geologic era: No classified rock	Devono-Carboniferous: silicified shale, green phtanite, blue-grey calcareous sandstone, covered by relatively thick old alluvium
12	Prek Liang I (PL1)	Unknown geologic era: Crystallized indeterminable rocks	Undifferentiated crystalline rock
13	Prek Liang IA (PL1A)	Unknown geologic era: Crystallized indeterminable rocks	Undifferentiated crystalline rock
14	Prek Liang II (PL2)	Quaternary: Volcanic deposits	Cambrian-Silurian and Precambrian indeterminated rock type
16	Middle St. Russey Chrum (MSRC)	Unknown geologic era: No classified rock	Middle Jurassic to Lower Cretaceous: Upper Sandstone, covered by relatively thick recent alluvium or indifferenciates
20	Stung Metoek II (MTK2)	Middle Jurassic – Early Cretaceous: Sandstone	Middle Jurassic to Lower Cretaceous: Upper Sandstone
21	Stung Metoek III (MTK3)	Middle Jurassic – Early Cretaceous: Sandstone	Middle Jurassic to Lower Cretaceous: Upper Sandstone
22	Stung Kep II (KP2)	Middle Jurassic – Early Cretaceous: Sandstone	Middle Jurassic to Lower Cretaceous: Upper Sandstone
23	Upper St. Russey Chrum (USRC)	Middle Jurassic – Early Cretaceous: Sandstone	Middle Jurassic to Lower Cretaceous: Upper Sandstone, covered by relatively thick recent alluvium or indifferenciates
29	Bokor Plateau (BP)	Middle Jurassic – Early Cretaceous: Sandstone	Middle Jurassic to Lower Cretaceous: Upper Sandstone

既存資料 1: Geological map by Department of Geology, General Department of Mining Resources

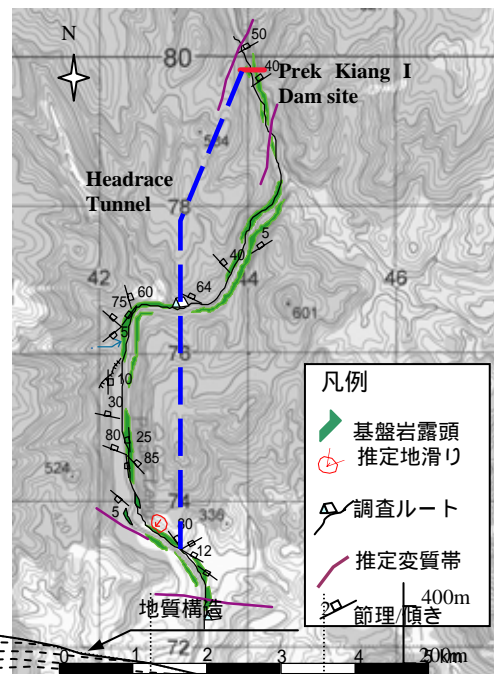
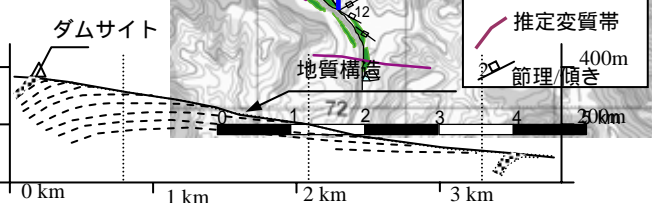
既存資料 2: Geological of Cambodia in the ESCAP report

表 6.4.3 #7&8 LL2 の地質状況

Site No.	#7&8 LL2
1. 広域地質概要	デボン紀から石炭紀の珪質頁岩、緑色 phanite、青灰色石灰質砂岩が分布する。比較的厚い沖積層が覆っている。
2. ダムサイト	
推定ダム軸地質断面図	
地形	Tonle San 川は比較的広い谷を形成し、蛇行しながら緩やかな丘陵地を西へ流れている。
地質	<p>アクセスが困難であったため、LL2 サイトは、河岸の観察に限られた。</p> <p>基礎岩盤 ダムサイトに露頭はないが、非常に堅硬な層状チャート~珪質頁岩がダムサイト約 2km 下流に露頭している。ダムサイトはおそらく、北東に急傾斜する同様のチャート~珪質頁岩が分布すると推定される。</p> <p>未固結堆積物 河床は比較的厚い主にシルト質の堆積物に覆われる。</p> <p>地質工学的評価 ダムサイト約 2km 下流の露頭観察によると、ハンマーの打診から一軸圧縮強度は 50 MPa は期待できる。したがって、堅硬岩盤はダム基礎に適していると推定される。</p>

出典: 調査団

表 6.4.4 #12 & 13 Prek Liang 1 & 1A の地質状況

Site No.	#12,13 Prek Liang 1 & 1A
1. 広域地質概要	<p>当地域はアクセスが困難であることもあって、本格的な地質調査は実施されていないようである。したがって、既存地質図でも、ダムサイト周辺は、年代不詳、未分類の結晶質岩とされ、貯水池上流側には、先カンブリア紀の結晶質角閃岩、古成層（未分類）が分布している（UNESCO1982 では先カンブリア紀としている）。しかしながら、ダムサイトの岩相は、比較的新しいように観察され、古第三紀くらいまで、地質年代は下るのではないかと考えられる。また、ダム貯水池上流側には、頭部標高が 500-600m で揃った小山が散在する地形を呈しており、緩傾斜した堆積層（火山性を含む）が分布する可能性が高い。</p>
2. ダムサイト 推定ダム軸地質断面図	
地形	<p>Prek Liang 川の河床幅は約 25m、両側斜面の傾斜 35-40 度の V 字谷を形成している。 ダムサイト上流約 150m 右岸から NNE-SSW 方向の河川に鋭角に斜交する谷が介在し、変質帯等の弱線が予想される。</p>
地質	<p>基礎岩盤 ダムサイトは結晶質の熔結凝灰岩、火山角礫岩が分布している 左岸河床部は堅硬な岩盤が露出している。右岸は間欠的露岩しており、崩積土に覆われる部分が多い。</p> <p>未固結堆積物 河床堆積物は径 2m の巨礫を含む礫混じりシルト質細砂から構成される。厚さは 5m 程度と推定される。 右岸側は比較的厚い崩積土に覆われている。踏査結果から厚さは 10-15m と推定される。</p> <p>地質構造 ダムサイト下流側では基礎岩盤は上流側に緩傾斜している。ダムサイト付近～上流付近で傾斜が急勾配になり、40 度程度上流側へ傾斜する。</p> <p>変質 踏査区間では、大規模な変質帯および粘土化を伴うような変質帯は認められなかった。 しかしながら、軟質・脱色化した熱水変質帯がダムサイトから 500m 下流に認められる。幅 20m 程、NNE-SSW の方向性を持つ。 約 150m ダム軸上流側にも、同方向に連続する谷があり、この付近では岩盤露頭が</p> <div style="display: flex; align-items: flex-start;">  <div style="margin-left: 20px;"> <p>河川沿いの模式地質断面図</p>  </div> </div>

	<p>欠如している。同方向の変質帯が潜在し、上流左岸からダム軸右岸上部付近へ変質帯が分布している可能性がある。</p> <p>風化 新鮮かつ堅硬な岩盤が河床の浅い部分に出現すると予想される。両岸上部斜面は不明であるが、右岸側の風化がやや厚いと推定される。</p> <p>地質工学的評価 河床部には堅硬な岩盤が露出しており、70-80m級の重力式コンクリートダム基礎として期待できる。岩盤の堅硬な部分では、ハンマーの打診から一軸圧縮強度は80-100MPaと推定され、また、せん断強度は25-30MPaは期待できる。右岸のやや緩やかな地形を示しており、基盤岩出現深度がやや深いことが予想される。</p>
2. 貯水池	
止水性	<p>既存地質図によると、貯水池内には結晶質岩と火山堆積物が分布している。したがって、断層や変質帯に加え、地質境界、火山岩内の透水層について、止水性を検討する必要がある。しかしながら、現計画 FSL を 340m と仮定すると、他流域へのパスは 4km 以上と長く、他流域への漏水のリスクは低いと推定される。ただし、地表踏査を含む地質調査によって、止水性の確認が必要である。</p>
地すべり	<p>100,000 スケールの地形図判読および現地踏査からは、貯水池内に大規模な地すべりは認められない。</p>
3. 建設材料	<p>河床に露頭する火山岩をコンクリート骨材として利用する場合は、比重は概ね良好と推定されるが、珪質変質を受け有害鉱物を含む可能性は否定できないため、アルカリ骨材反応試験を含む品質チェックが必要である。</p> <p>ロックフィルダムとして、コア材は一般的に強風化岩や崖錐・段丘堆積物から求められる。踏査した限りでは、ダムサイト近傍は、段丘堆積物はほとんど分布しておらず、また、珪化し堅硬な安山岩を母岩とした風化部や崖錐堆積物は、細粒分が乏しくまた量的にも乏しいように観察された。</p>
4. 関連構造物	<p>導水路トンネル</p> <p>坑口 坑口付近に地すべりは認められなかった。坑口周付近に NNE-SSW 系のリニアメントがあり、現地は崖錐に覆われている。坑口付近は掘削が必要となる。露頭では観察されていないが、変質帯を伴い岩盤が軟質化している可能性がある。</p> <p>トンネル トンネルには熔結凝灰岩、火山角礫岩が出現すると推定される。踏査結果によると、これらはほぼ水平に分布し、トンネル経過地の岩盤状況は、断層や亀裂を除くと、概ね良好な堅硬な岩盤が出現すると推定される。</p> <p>NNE-SSW 系のリニアメントがあり、これ沿いに変質し脆弱な岩盤となっている可能性がある。トンネル経過地はなるべくリニアメントを避けるもしくは、リニアメントに対しを大きな角度で通過して、影響をなるべく少なくすることが望ましい。掘削中の湧水は、火山性の地質であることを考慮すると、リニアメント、断層、柱状節理を有する岩相や岩相境界から多くの湧水がある可能性がある。</p> <p>地下発電所 熔結凝灰岩、安山岩質火山角礫岩が出現すると推定される。これらは堅硬で、亀裂間隔も広い良好な岩盤である。なお、ダムサイトから地下発電所付近の地山には、地形図から NNE-SSW 系のリニアメントが読み取れ、こうした部分は、変質帯等の脆弱な岩盤を挟む可能性がある。したがって、地下発電所位置の選定には、先ず地形判読や地質踏査を実施して地質的弱部（リニアメント等）を避け（堅硬な厚い尾根部内に設定されることが地質上のリスク低減となる）、さらに詳細な地表踏査やボーリング等によって地質を確認することが必要である。</p>

出典：調査団

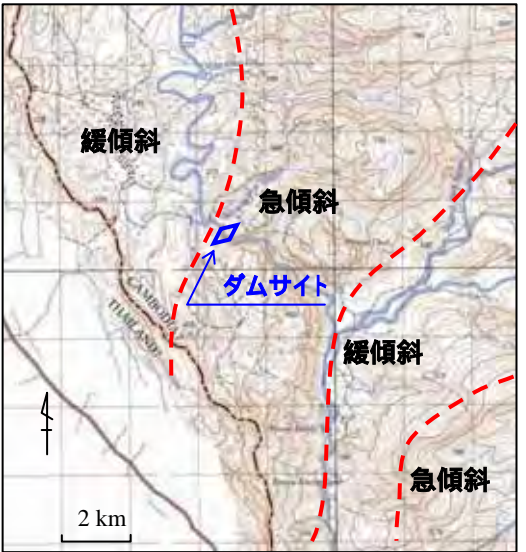
表 6.4.5 #16 Middle St. Russey Chrum の地質状況

Site No.	#16 Middle Russey Chrum
1. 広域地質概要	ジュラ紀中期～白亜紀前期の砂岩層が広く分布している。河床沿いには新生代の玄武岩が分布する。
2. ダムサイト	
推定ダム軸地質断面図	
地形	<p>St. Russey Chrum 川はジュラ紀中期～白亜紀前期の砂岩層が形成する台地を深く削りこみ、蛇行しながら西流している。ダムサイト西方約 15km で Atay 川が合流後、流路を南へ変える。</p> <p>ダムサイトの河床幅は約 40m、右岸露岩し約 30 度、左岸は 15-20 度程度の緩い斜面で、細い出尾根状の地形を呈する。</p>
地質	<p>基礎岩盤 ジュラ紀中期～白亜紀前期の砂岩優勢泥岩互層から構成される。ダムサイト河床部には、堅硬であるが弱風化した淡黄～淡赤色をおびた砂岩が露出している。ハンマーの打診から推測される一軸圧縮強度は、砂岩で 30-50 MPa、泥岩で 10-20 MPa である。砂岩中粒～細粒のアルコース質で、斜交層理がよく発達している。Lower Russey Chrum で 2006 年に TEPCO によって実施されたボーリング調査によると、地質構造はほぼ水平で、EL 100m 以下では泥岩優勢となっている。</p> <p>未固結堆積物 河床部には広く砂岩の岩盤が露出しているが、部分的に径 3m 程度の砂岩の巨礫を含む砂礫が河床を覆っている。 左岸河川岸には 1～3m 厚程度の細砂層が小規模ながら分布する。 両側斜面の崩積土（強風化岩を含めた）の厚さは左岸側で 10-15m 程度、右岸では 2～3m 程度（上部ではさらに厚い）と推定される。</p> <p>地質構造 地質構造は概ね水平構造であるが、局所的なうねりがあり、ダムサイト周辺では北西側（下流・右岸側）へ、10 度程度傾斜している</p> <p>断層 認められない。</p> <p>節理 顕著な節理はないが、層理面に直交 NS 系もしくは EW 系が卓越する。</p> <p>変質 ダムサイトでは認められていない。 ダムサイト約 700m 下流に玄武岩の小規模岩体が砂岩を覆っている。境界付近は変質し軟質化している可能性がある。</p> <p>風化 河床部の砂岩であっても、風化によって黄色～赤色を帯びている。岩片の観察では吸水率が高く、やや比重が小さい。</p> <p>地質工学的評価 露頭の観察によるとダム高 40m 級ダムには十分な強度を有している。 その地質構造はやや下流下がり～ほぼ水平のため、弱線がダム基礎下位に出現する可能性があり、ボーリング調査等により、強度や止水性を検討する必要がある。 ハンマーの打診から、堅硬な部分の一軸圧縮強度は、30-50 MPa 程度は期待できる。また、硬岩のせん断強度は $C=1.5 \text{ MPa}$、$\phi=40-45$ 程度期待できる。</p>

	<p>露頭の観察結果および、Low Russey Chrum の調査結果 (TEPSCO、2006) 等によると、透水性は比較的低い。</p> <p>ただし、河床部でも岩芯の風化・脱色が進行しており、また、河床部の岩盤内を伏流する箇所も認められる。したがって、シーティングジョイントによって河床以下も透水性が高い部分が存在する可能性がある。また、地下水位は周囲からの供給が少ないために低いことが予想される。</p> <p>特に左岸は尾根が比較的やせているため、ボーリング等による止水性の確認は重要。</p>
2. 貯水池	
止水性	<p>貯水池の地質は Lower Russey Chrum Site や Kep II と同時代のほぼ水平な砂岩優勢泥岩互層から構成されており、これらダムサイトの地質調査結果からは、岩盤の透水性は一般的には低いと推定される。</p> <p>ただし、特に以下の地点については注意深く、止水性を検討する必要がある</p> <ul style="list-style-type: none"> - 左岸側のやせ尾根部 - 河床部の玄武岩の分布域
地すべり	<p>今回の踏査からは、貯水によって問題を発生するような地すべりは認められなかった。</p> <p>現在の崖の下位には崩積土が分布することが多く、これらが侵食され、崩壊を起こす可能性はある。</p>
3. 建設材料	<p>ロック材として、硬質な砂岩が利用できる。</p> <p>コア材はこれら堆積岩の強風化岩や崖錐から求められるが、踏査した限りでは、強風化土の分布は一般に 50cm 程度であり、また、基本的に砂岩優勢であるため、コア材のための細粒分取得は、難しいと思われる。また、広域に開発しなくてはいけないため、貯水池内で求められない場合は環境への影響も大きい。</p> <p>コンクリート骨材</p> <p>量が限られるが、玄武岩から骨材を取ることも可。</p> <p>砂岩は広域に分布するが、品質が劣るように観察された。</p>
4. 関連構造物	<p>導水路トンネル</p> <p>坑口</p> <p>崩積土が 5-10m 程度分布し、地山が緩傾斜のため、開削が必要と推定される。地すべりは認められない。</p> <p>トンネル部</p> <p>トンネルには、砂岩優勢泥岩互層が出現すると推定される。</p> <p>砂岩泥岩はほぼ水平層。部分的には、亀裂質な部分を挟むことがあり、主としてクラウンの崩落を起こす可能性はあるが、岩盤状況は概ね良好と推定される。</p> <p>地質に応じた支保工が必要であり、特に軟質なシルト層優勢区間や風化帯では、ロックボルトや支保工等が必要となるかもしれない。</p> <p>断層や地質境界を除くと、一般にトンネル掘削中の湧水は少ないと予想される。</p> <p>発電所</p> <p>既存地質図から砂岩優勢シルト岩互層が出現すると推定される。</p>

出典: 調査団

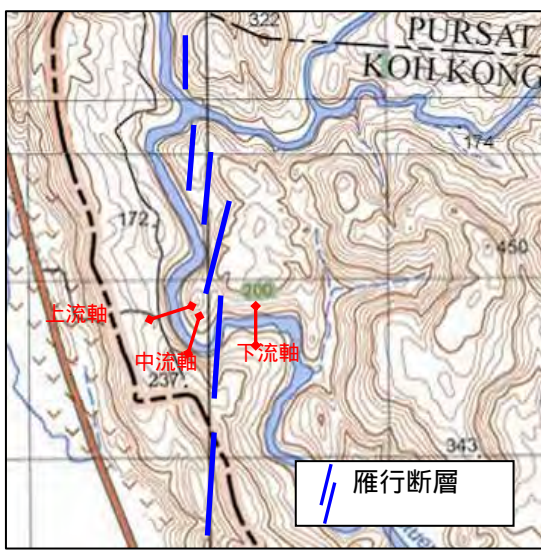
表 6.4.6 #20 Stung Metoek II の地質状況

Site No.	#20 Stung Metoek II	
1. 広域地質概要	<p>Stung Metoek II dam サイトは、ジュラ紀中期～白亜紀後期の堅硬な砂岩と比較的軟質なシルト岩のほぼ水平な互層が分布する。</p> <p>砂岩は比較的塊状のものが多く、亀裂は、やや開口気味であるものの、頻度は低く、15 cm～200 cmである。風化の程度は Stung Metoek III サイトよりも高く、黄色化・軟質化している部分が目立つ。黄色化・軟質化した風化部の厚さは地表から5m以内と推定される。</p> <p>シルト岩～泥岩の露頭は、緑灰色、赤灰色、暗灰色を呈し、風化して軟質化している。</p>	
2. ダムサイト		
地形	<p>地雷の危険があったため、ダムサイトの上流 200mほどまでを踏査したが、地形は緩やかであり、左右岸ともにダムに適した地形は認められなかった。</p> <p>地形図（縮尺 1/10 万）によると、ダムサイト周辺は、緩やかな地形と急峻な地形が対照をなしている（右図参照）。この緩傾斜地域と急傾斜地域の対照は、基盤岩の硬軟の差を反映した侵食の違いによって生じている可能性が高い。すなわち、急傾斜地域には、比較的侵食に強い砂岩優勢層が分布し、緩傾斜地には比較的侵食に弱いシルト岩優勢層が分布していると考えられる。</p> <p>この地形図によると、ダムサイトは緩傾斜地形から急傾斜地形への変換部付近に位置する。これより上流では兩岸の尾根が低くなるため、堤頂長が長くなり、これより下流では谷が深くなるため、ダム高が高くなる。さらに、河川勾配は、ダムサイトより上流では緩く（1/200 以上）、下流では急（1/50～1/100）となるため、現ダムサイトは、地形的に適した地点に選定されていると言える。</p> <p>ただし、現地を見た印象では、実際の河川は地形図で示されているよりも深い可能性があり、この場合は、現ダムサイトより多少上流にダム軸を移したほうが、有利となる可能性があるため、今後、詳細な地形図ができた段階で、再度ダム軸の検討を行うことが推奨される。</p>	
地質	<p>ダムサイトの地質状況は直接観察できなかったものの、周辺の露頭状況と地形を考慮して推定すると、ダムサイトは砂岩優勢の砂岩 - シルト岩層からなるとみられる。砂岩は堅硬であり、シルト岩はやや軟らかいものの、ダムの建設に致命的な欠点は見つかっていない。ただし、周辺での観察から、ダムサイト周辺は風化部がやや厚いと想定されるため、アバットの表層部、および、シルト岩沿いの軟質化が進んでいることに留意する必要がある。</p>	

出典：調査団

表 6.4.7 #21 Stung Metoek III の地質状況

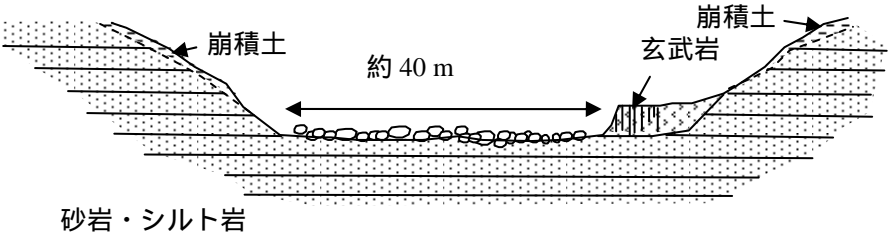
Site No.	#21 Stung Metoek III
1. 広域地質概要	Stung Metoek III Dam site はジュラ紀中期～白亜紀前期の堅硬な砂岩層と比較的軟質なシルト岩の互層はほぼ水平に広く分布している。
2. Dam site	
地形	<p>ダムサイト周辺の地形を考慮すると、次のようなダム軸が設定できる。地形図で示す限りではそれぞれのダム軸の長さ（堤頂長）に大きな差は見られないものの、次のような地形的な特徴がある。</p> <p>1. 上流軸 左岸：アバットの山が独立している。この部分最高点は地形図では河床からの比高が 80m ほどと読みとれるものの、現場での観察では、樹木の高さも差し引くと実際の比高は 50m ほどとみられる。さらに、この山の裏側には沢があり、沢部の浸透路長が短いとみられる。左岸河床付近の平坦面は比較的広く、幅 100m ほどとみられる。 河床：河床の幅は 30m～40m とみられる。周囲に露岩が見られないことなどから、水面から基盤岩までの深さは 5m またはそれ以上であると推定される。 右岸：河床脇を除き、標高 200m までは比較的緩い斜面である。天端標高（EL.140 m）付近には本流とほぼ平行した沢が存在するため、掘削により堤頂長がさらに長くなることが考えられる。</p> <p>2. 中流軸 左岸：アバットの状況は上流案と同様であり、河床付近の平坦面は上流案より多少広がる。 河床：河床状況も上流軸とほぼ同様とみられるものの、まれに河岸に露頭が観察されることから、基盤岩までは、上流軸よりもやや浅い可能性が大きい。 右岸：河床付近の平坦面は狭く、標高 200m ほどまで比較的急な傾斜となっている。基盤岩にゆるみを生じさせるほどの急崖は観察されず、安定した様相の斜面である。</p> <p>3. 下流軸 左岸：やや緩い斜面である。樹木に覆われており、微地形の観察はできなかったものの、安定した斜面で、被覆層もさほど厚くないと推定される。 河床：河床には、亀裂の少ない堅硬な砂岩が広く分布している。したがって、基盤深度は他の軸に比べて浅い。なお、これより下流は河川勾配が急になるため、ダム軸としては不利な条件となる。 右岸：比較的緩い斜面である。樹木に覆われているため、微地形の観察はできなかったものの、安定した斜面とみられる。ただし、被覆層がやや厚く堆積している可能性はある。</p>
地質	<p>基礎岩盤 ジュラ紀中期～白亜紀前期の砂岩優勢泥岩互層から構成される。ダムサイト河床部には、堅硬であるが弱風化した淡黄～淡赤色をおびた砂岩が露出している。砂岩中粒～細粒のアルコース質で、斜交層理がよく発達している。 ハンマーの打診から、岩盤強度は砂岩で 30-50 MPa 程度、泥岩が 10-20 MPa 程度は期待できる。</p> <p>未固結堆積物 岩盤の露頭が点在していることから、全般に被覆層は薄いと想定される。また、</p>



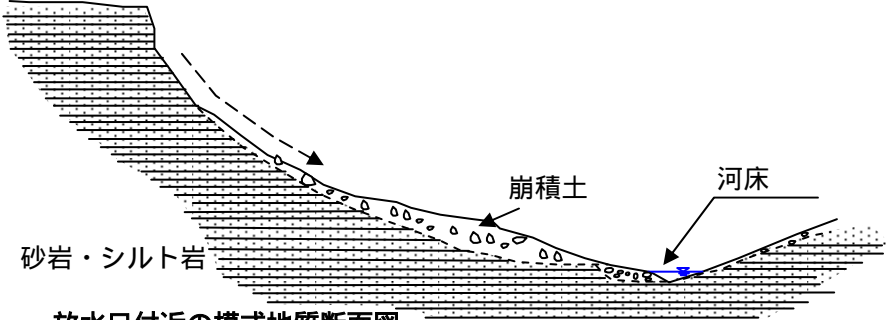
	<p>一般的なことであるが、緩斜面、とくに、急崖直下には比較的厚い崖錘堆積物が溜まっているとみられる。</p> <p>地質構造 地質構造は概ね水平構造</p> <p>断層 地形解析から、図に示すように N S 系の雁向状の断層が推定される。上流軸および中流軸はこの断層に伴う漏水の可能性が考えられる。</p> <p>節理 顕著な節理はないが、層理面に直交 NS 系もしくは EW 系が認められる。</p> <p>地質工学的評価 上記のとおり、地形地質の観点からは、下流軸が有利であると考えられる。さらに、水路トンネルが短くなることや、洪水吐のバックウォーターの悪影響が少ないことも下流軸の有利な点である。</p>
--	--

出典：調査団

表 6.4.8 #22 St. Kep II の地質状況

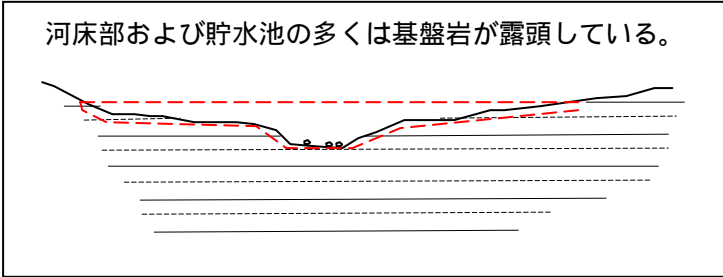
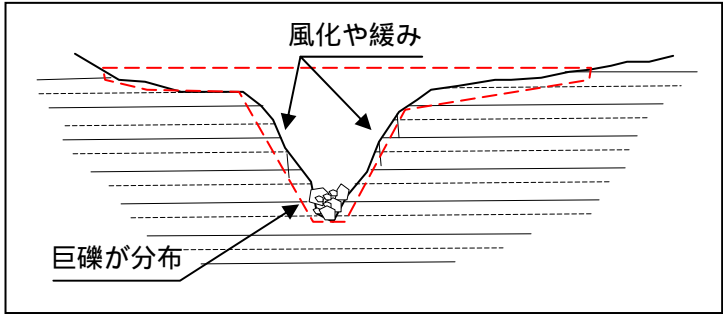
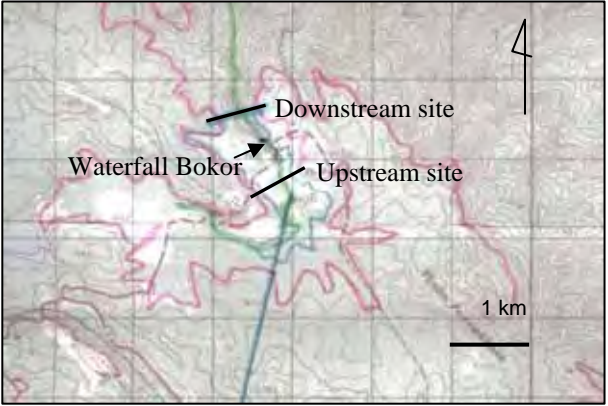
Site No.	#20 Stung Kep II
1. 広域地質概要	中期ジュラ紀から前期白亜紀の砂岩が広く分布している。また Tatay 川沿いには、新生代の玄武岩の噴出が認められる。
2. 1 ダムサイト 1	Tatay dam site
推定ダム軸地質断面図	
地形	Tatay 川は砂岩の台地を深く削り、蛇行しながら西流している。河床幅は 40m 程度で両岸は 20-40 度傾斜する。また台地直下には崩落崖が形成されている。河川沿いには玄武岩溶岩による比高 3-5m 程の小規模な河岸段丘が発達する。
地質	<p>基盤岩 中期ジュラ紀から前期白亜紀の砂岩優勢泥岩互層から構成される。ハンマーの打診から推測される一軸圧縮強度は、砂岩で 30-50 MPa、泥岩で 10-20 MPa である。約 50cm 間隔で互層し、斜交層理発達する砂岩が卓越する。ダムサイト右岸は厚さ 5m 程の第四紀の玄武岩に覆われている。CHMC によるボーリング調査によると、およそ EL 110m 以上は砂岩優勢、以下では泥岩優勢となっている。</p> <p>未固結堆積物 河床堆積物は、最大径 1m の巨礫を含む礫混じりシルト質細砂から構成され、層厚は 2-3m 程度。空中写真判読によると急崖の下位には比較的厚い崩積土が認められる。</p> <p>地質構造 ほぼ水平な地層、周辺は緩い下流傾斜であるが、うねりがありダムサイトは緩い上流傾斜。</p> <p>断層 特筆すべき断層は確認されていない。</p> <p>節理 節理は NS 系および EW 系が発達している。顕著な節理系ではない。</p> <p>変質 局所的に変質し軟質化している。特に玄武岩との境界に変質し軟質化した部分が認められる。また、シルト岩の中にはスレーキングを起こしやすい薄層がある。</p> <p>風化 河床の岩盤も淡黄色から淡赤色を帯び岩芯まで風化している。新鮮な岩盤は踏査では認められなかった。</p> <p>地質工学的評価 ダム基礎には砂岩が分布し、フィルダム基礎として十分な強度を有している。ただし、挟在するやや軟質なシルト岩層は重力式ダムには不利に働くかもしれない。基礎岩盤は、硬岩部の一軸圧縮強度が 30-50 MPa 程度、また、せん断強度は $C=15 \text{ MPa}$, $\phi=40-45 \text{ 度}$ 程度は期待できる。河床部にはシーティングジョイントが発達することが予想されるため、ボーリング調査等によって、ダム基礎としての強度および止水性を確認する必要がある。右岸に分布する玄武岩は柱状節理が発達して透水性が高く、漏水のリスクがある。グラウトによる止水ができない場合、掘削除去が必要となる可能性がある。基礎岩盤の透水性は、近傍で実施されている CHMC によるボーリング調査によ</p>

	<p>ると、表層の風化部を除くと小さく、表層から 20-25m 深部で難透水層となっている。</p> <p>なお、背後の地山から地下水の供給が少ないため、兩岸の地下水位は低い可能性がある。</p>
2.2 ダムサイト 2	Stung Kep dam site
推定ダム軸地質断面図	
地形	<p>川は砂岩の台地を深く削り、蛇行しながら西流している。</p> <p>河床幅は 40m 程度で兩岸は 20-40 度傾斜する。また台地直下には崩落崖が形成されている。</p> <p>ダム軸から約 200m 上流には河床に砂岩が露岩しているため、詳細な地形図によるダム軸の調整が必要であろう。</p>
地質	<p>基礎岩盤 中期ジュラ紀から前期白亜紀の砂岩優勢泥岩互層から構成される。ハンマーの打診から推測される一軸圧縮は、砂岩で 30-50 MPa、泥岩で 10-20 MPa である。約 50cm 間隔で互層し、砂岩は斜交層理が発達している。</p> <p>未固結堆積物 河床堆積物は、最大径 1m の巨礫を含む礫混じりシルト質細砂から構成され、層厚は 2-3m 程度。</p> <p>ダム軸付近は兩岸ともに露頭しておらず、崩積土の厚さは 10-15m と予想される。</p> <p>構造 ほとんど水平構造。局所的なうねりがあり、緩く上流側に傾斜している。</p> <p>断層 特筆すべき断層は確認されていない。</p> <p>節理 節理は NS 系および EW 系が発達している。</p> <p>顕著な節理系ではない。</p> <p>変質 熱水等による変質は認められなかったが、スレーキングを起こしやすい薄層が地層内に挟まれている。</p> <p>風化 河床の岩盤も淡黄色から淡赤色を帯び岩芯まで風化している。</p> <p>地質工学的評価 Stung Tatay site と同様である。</p>
2. 貯水池	
止水性	<p>貯水池の地質は砂岩優勢泥岩互層から構成されており、類似の地層が分布する Lower Russey Chrum や Stung Kep のダムサイト地質調査結果によると、岩盤の透水性は一般的には低い。他流域への漏水の可能性は低いと推定される。</p>
地すべり	<p>大規模地すべりや活動性の高い地すべりは確認されなかった。</p> <p>現在の崖の下位には崩積土が分布することが多く、これらが侵食され、崩壊を起こす可能性はある。</p>
3. 建設材料	<p>ロック材として、硬質な砂岩が利用できる。</p> <p>コア材はこれら堆積岩の強風化岩や崖錐から求められるが、踏査した限りでは、強風化土の分布は一般に 50cm 程度であり、また、基本的に砂岩優勢であるため、コア材のための細粒分取得は、難しいと思われる。また、広域に開発しなくてはいけないため、貯水池内で求められない場合は環境への影響も大きい。</p> <p>コンクリート骨材： 量が限られるが、玄武岩から骨材を取ることも可。</p> <p>砂岩は広域に分布するが、品質が劣るように観察された。</p>

<p>4. 関連構造物</p>	<p>コネクショントンネル</p> <p>坑口 地すべりは認められないが、崩積土（強風化部含む）の厚さは5-10m程度と推定される。ある程度開削する必要がある。なお、Kep側から約2km付近はトンネルのかぶりが薄くなるため、風化の影響によって、岩盤が軟質化しているかもしれない。</p> <p>トンネル トンネルには、砂岩優勢泥岩互層が出現すると推定される。砂岩泥岩はほぼ水平層。部分的には、亀裂質な部分を挟むことがあり、主としてクラウンの崩落を起こす可能性はあるが、岩盤状況は概ね良好と推定される。 地質に応じた支保工が必要であり、特に軟質なシルト層優勢区間や風化帯では、ロックボルトや支保工等が必要となるかもしれない。 断層や地質境界を除くと、一般にトンネル掘削中の湧水は少ないと予想される。</p> <p>導水路トンネル トンネルには、砂岩優勢泥岩互層が出現すると推定される。砂岩泥岩はほぼ水平層。地質情報が少ないが、亀裂質な部分を挟むことがあり、主としてクラウンの崩落を起こす可能性はあるが、岩盤状況は概ね良好と推定される。 地質に応じた支保工が必要であり、特に軟質なシルト層優勢区間や風化帯では、ロックボルトや支保工等が必要となるかもしれない。 断層や地質境界を除くと、一般にトンネル掘削中の湧水は少ないと予想される。</p> <p>発電所 ほぼ水平の構造を持つ砂岩優勢泥岩互層が出現すると推定される。地形から、下図に示すように放水口付近は比較的厚い崩積土に覆われていると推定される。</p>  <p style="text-align: center;">放水口付近の模式地質断面図</p>
------------------------	--

出典：調査団

表 6.4.9 #29 Bokor Plateau の地質状況

Site No.	#29 Bokor Plateau
1. 広域地質概要	ジュラ紀中期～白亜紀前期の砂岩層が広く分布している。
2. ダムサイト	
推定ダム軸地質断面図	<p data-bbox="587 510 1220 544">河床部および貯水池の多くは基盤岩が露頭している。</p>  <p data-bbox="778 775 1046 808">上流サイトのイメージ</p>  <p data-bbox="778 1151 1046 1184">下流サイトのイメージ</p>
地形	<p>Bokor River はジュラ紀中期～白亜紀前期の砂岩層を削剥しており、ダムサイトは上流域に計画されている。</p> <p>2つの比較軸を図に示す。</p> <p>下流サイトは滝の300m下流に位置する。調査団が新規に提案する上流サイトは滝の700m上流に設定される。</p>
地質	<p>基盤岩 中期ジュラ紀から前期白亜紀の砂岩優勢泥岩互層から構成される。ハンマーの打診から推測される一軸圧縮は、砂岩で 30-50 MPa、泥岩で 10-20 MPa である。斜交層理発達する砂岩が卓越する。</p> <p>未固結堆積物 下流サイト：河床堆積物は、径 10m 以上の巨礫が河床部を覆っている。 上流サイト：河床堆積物は、非常に薄い。 崩積土の厚さは 1m 以下。貯水池内は所々基盤岩が露出している。</p> <p>地質構造 ほぼ水平な地層。</p> <p>断層 特筆すべき断層は確認されていない。</p> <p>節理</p> 

	<p>顕著な節理系はない。ただし、風化した砂岩内には、シーティングジョイントが分布すると推定される。</p> <p>変質 特筆すべき変質は確認されていない。</p> <p>風化 河床の岩盤も淡黄色から淡赤色を帯び岩芯まで風化している。</p> <p>地質工学的評価 下流軸は、河川勾配が急な区間に計画されているため、ダムが高くなるものの、貯水量はあまり増えないほか、両岸アバットは比較的急な斜面となっているために開口亀裂が発達していることが懸念される。さらに、河床部へのアクセスや河床部の巨大な転石の除去を含む掘削、工事に手間がかかる要素が多いことなどから、上流サイトが有利と推定される。</p> <p>上流サイト周辺は、なだらかな地形である。このため、新サイトは現在サイトと比較して、ダム軸はやや長くなるものの（堤頂長 1 km 以下）、ダム高は、30m ~ 40m は低くなるため（貯水位を現ダムサイトと同じとした場合）、ダム体積は大幅に減少するとみられる。集水域は、現サイトより 2 km² ほど小さくなる。</p> <p>上流サイト周辺の地質は、地表に露岩が認められることから、表土や風化部はごく薄いと考えられ、開口亀裂が発達する懸念は少ない。下流サイトに比較して有利な地質条件にあると判断できる。</p>
<p>2. 貯水池</p>	
<p>止水性</p>	<p>貯水域は、標高 930m ~ 950m で起伏の少ない山頂平坦面である。</p> <p>主に徒歩で移動した区間での観察では、地表に塊状砂岩の露頭が点在することから、表土や風化部は非常に薄いと判断される。このため、貯水池からの漏水の懸念は小さい。</p> <p>貯水池内には樹木が少なく、草地（一部沼地や露岩地）が広がる。森林消失面積は狭いとみられる。</p>
<p>地すべり</p>	<p>地すべり地は認められない。</p>

出典: 調査団

6.4.3 地震リスク

(1) 既存資料収集

既存調査および地震資料から、選定された地点には活断層や活構造は認められていない。図 6.4.2 に示すように、マグニチュード6を超えるような大型の地震は発生していない。

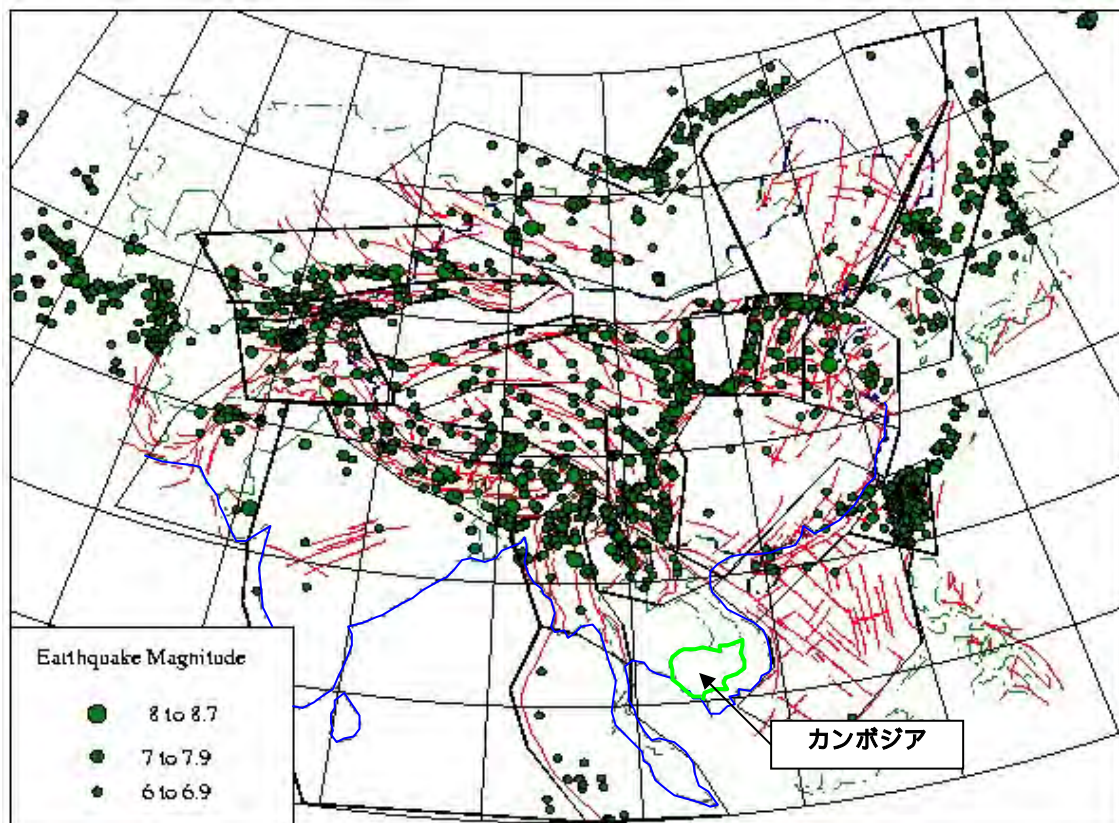


図 6.4.2 アジア大陸の地震分布図

出典： Hazard map -Eastern Asia, The Global Seismic Hazard Assessment Program (GSHAP), a demonstration project of the UN/International Decade of Natural Disaster Reduction,1998

Note : Thick lines are active faults. Solid dots are earthquakes with Ms \geq 6.0

図 6.4.3 に示すように The Global Seismic Hazard Assessment Program (GSHAP)によって取りまとめられた Hazard map -Eastern Asia によると、調査地域の最大地震加速度は $0.2 \text{ m/s}^2 - 0.4 \text{ m/s}^2$ ($0.02g-0.04g$) の範囲にある。

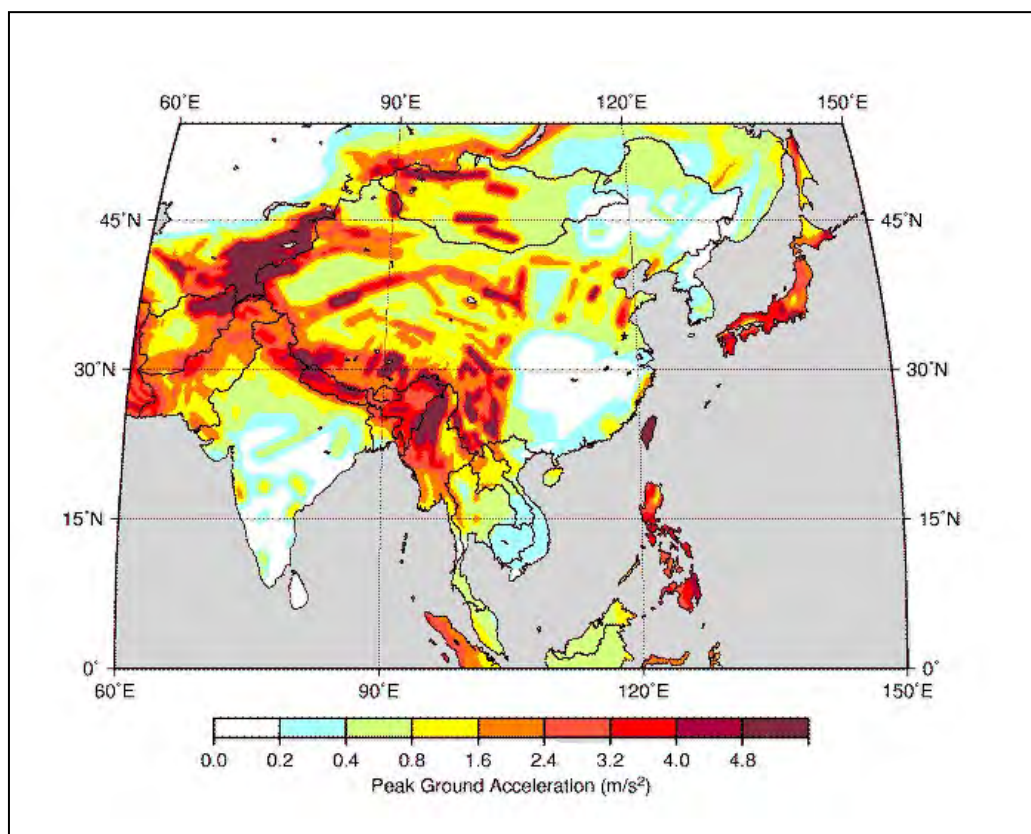


図 6.4.3 東アジアの最大地震加速度

出典： Hazard map -Eastern Asia, The Global Seismic Hazard Assessment Program (GSHAP), a demonstration project of the UN/International Decade of Natural Disaster Reduction,1998.

Note: The GSHAP Global Seismic Hazard Map has been compiled by joining the regional maps produced for different GSHAP regions and test areas; it depicts the global seismic hazard as peak ground acceleration (pga) with a 10% chance of exceedance in 50 years, corresponding to a return period of 475 years.

(2) 設計震度の試算

図 6.4.4 に示すように、カンボジアの両端部、すなわち北東端付近の Prek Liang site と南西端付近の St. Metoek site を代表させ、アメリカ地質調査所 (USGS) の 1973 年～現在までのデータを使用して、既存の地震から経験的な手法を用い最大地震加速度を試算した。

両地点ともに 200km 以内において M=4 以上の地震はなく、500km 以内最大は、Prek Liang 地点から 485km 離れた地点で M=5.3、また Stung Metoek 地点から 280km 離れた地点で M=5 が記録されている。

算出された最大地震加速度は 100 年確率では:

Prek Liang site: 2.9 gal =0.003g

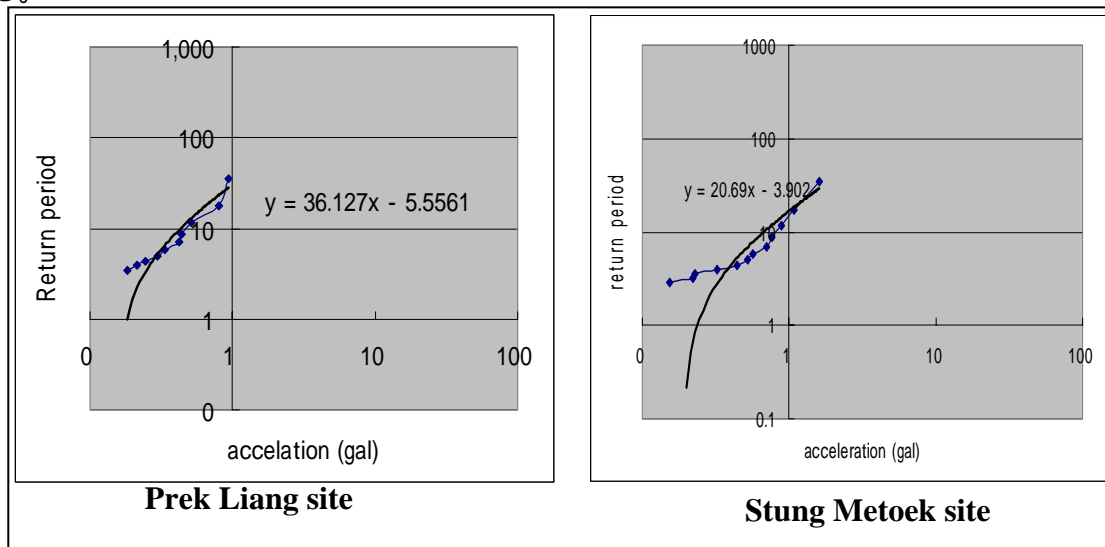
St. Metoek site: 5.0 gal =0.005g

200 年確率では:

Prek Liang site: 5.7 gal =0.006g

St. Metoek site: 9.9 gal =0.010g

となる。



出典:調査団

図 6.4.4 地震加速度 vs 確率年

(3) 同様の地塊にあるダムサイトの設計震度(中部～南部ベトナム国のダムサイトの実績)

Ham Thuan – Da Mi Project では、設計震度を岩盤基礎で 0.035g、土質基礎では 0.07g としている。また、Dai Ninh Project and Dong Nai Project では、安全側に評価され 0.1g が設定されている。

したがって、当調査地域が弱震帯であることから、安全側に考慮して、水平設計震度は 0.1g、垂直設計震度では 0.05 g であると推定される。

6.5 水力計画

6.5.1 水力計画のレイアウト、アクセス道路、および送電線

第 1 次スクリーニングでは、既存の縮尺 10 万分の 1、ならびに 5 万分の 1 の地形図をもとにレイアウトを検討し、概略工事費、経済性を検討した。第 1 次スクリーニングで選ばれた優先 10 計画について、第 2 ステージ調査で現地踏査を実施した。10 箇所のうち 6 箇所については、航測写真を入手・判読し、1 万分の 1 の地形図を作成するとともに、計画作業にも利用した。

アクセス道路については、現地踏査の結果を踏まえ、道路地図、10 万分の 1 の地形図、航空写真を参考にして概略ルートを選定した。平坦地を通過する区間、山岳道路区間、ならびに既存道路の改修の 3 種類に分けてコストを見積った。

送電線は、当該水力計画地点から最も近い州都に置かれる系統変電所（Grid Substation、GS）にて EDC の国家電力系統に接続することを想定し、所要距離を推定した。発電所近傍地域で、別の発電・送電計画が存在する場合には、最寄りの変電所にて系統に接続するものとした。

各水力計画のレイアウト、ならびにアクセス道路のルートを付属資料-A に示す。

各計画のレイアウトに関する説明は「6.5.6 節 各計画レイアウトの留意事項」で述べる。

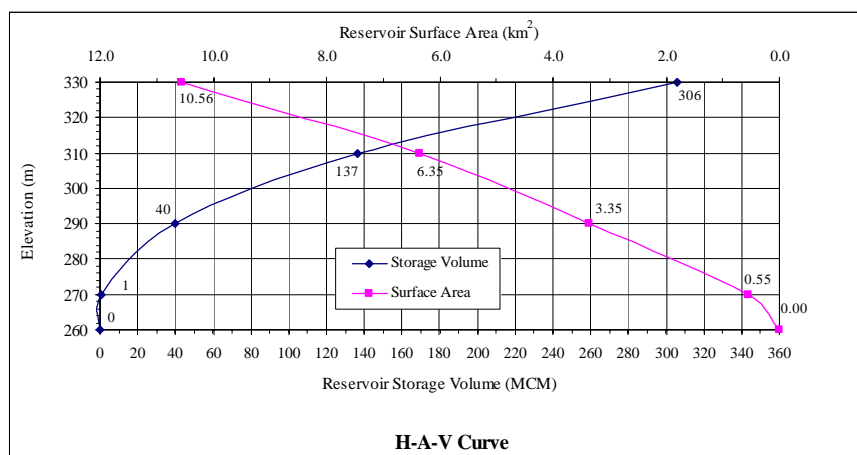
6.5.2 水力計画

現地踏査結果と水文解析の結果を踏まえて、以下の手順にて水力計画を作成した。

(1) 貯水池容量曲線の作成

各サイトの貯水池容量曲線を作成し、サイトの水文特性、年間流入量に対する貯水池容量の比（Capacity Inflow Ratio：CIR）を考慮し、貯水池容量を設定した。

比較的良好な流況が期待されるカンボジアの北東部地域に位置する計画については目標 CIR を 20% と設定した。南西部地域に位置する計画については、乾季における流量の低下が激しいことから、目標 CIR を 30% とした。

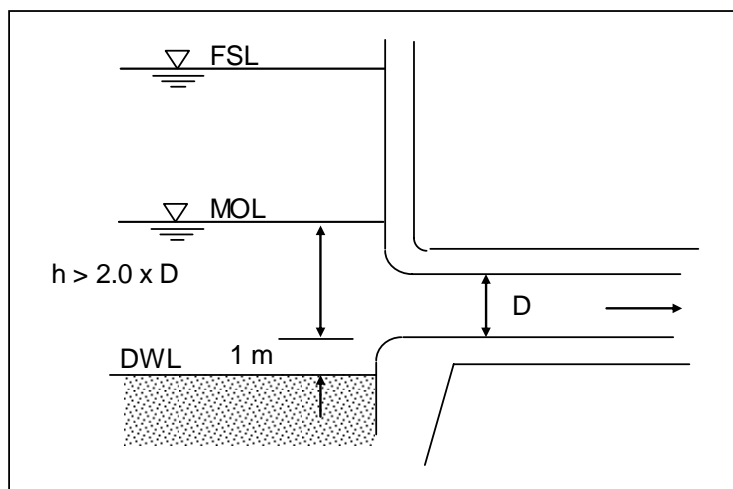


出典：調査団

図 6.5.1 貯水池容量曲線の例

(2) 満水位、低水位、堆砂位の設定

100 年間の想定堆砂量をもとに堆砂標高 (DWL) を設定した。発電に用いる最大使用水量から取水口の高さ、および導水路トンネルの内径 (D) を算出し、低水位 (MOL) を設定した。



出典:調査団

図 6.5.2 低水位(MOL)の算定方法

(3) 全体レイアウトの選定

地形図ならびに現地踏査の結果を踏まえて、各水力計画の全体レイアウトを選定した。地質条件、地形条件を考慮し、ダム位置、発電所位置、および放水口位置を選定し、水路構造物のルートや位置を選定した。レイアウト図を Appendix-A に示す。

6.5.3 発電計画

選定したレイアウトをもとに貯水池の運用シミュレーションにより発電計画を作成し、設備容量を設定し、年間発生電力量等を推定した。

(1) 流入量時系列

計画地域の周辺で、類似の水文気象特性を有すると考えられる既存測水所を選定した。この測水所の月流量時系列に、別途推定した (6.3 節参照) 長年平均の年流出高の計画地点-同測水所比を乗ずることにより、計画地点の月流時系列を暫定的に推定し、貯水池運用シミュレーションに用いた。

計画地点と参照したデータは以下の通りである。

計画地点	参照データ
#7&8 LL2	計画地点直下流の Ban Kamphun 地点の 7 年間の月流量資料
#12 PL1, #14 PL2	Se San 川上流域 Kontum 地点の 23 年間の月流量資料
#16 MSRC, #20 MTK2, #21 MTK3, #22 KP2, #23 USRC, #29 BP	タイの Huai Sato 観測地点の 26 年間の月流量資料を吟味し、乾季流量に過大評価の可能性が残る最初の 6 年間の資料を除いた、20 年間の月流量資料

(2) 貯水池表面からの蒸発量

貯水池表面からの蒸発量は、カンボジアにおける平均的なパン蒸発量を年 1,000 mm と想定し、貯水

池に適用する場合の補正値(0.7)を乗じて、年700mmと仮定した。

(3) ダム下流への環境維持用水

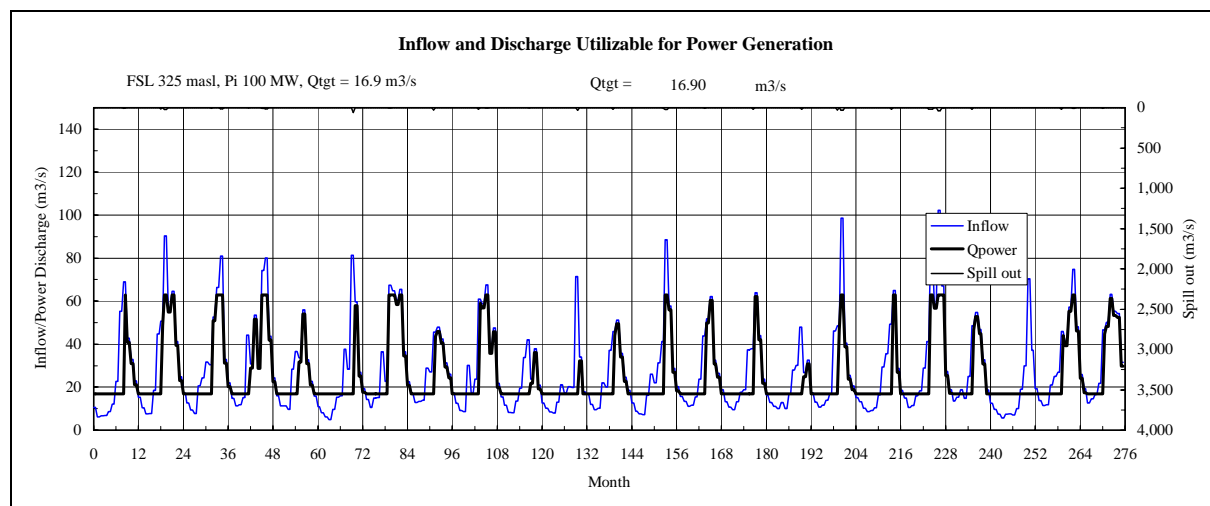
ダム計画地点と発電所からの放水口の間いわゆる「減水区間」の河川環境を維持するため、日本の基準を参照して、流域面積100km²当り毎秒0.2m³/を放流するものとして、各計画の維持用水を算定した。

(4) 貯水池運用シミュレーション

各水力地点について長期月流量時系列を推定し、これを用いて貯水池運用シミュレーションを実施し、低水位を割ることなく貯水池運用が可能な常時発電使用水量(Q_f)を求めた。

発電設備の利用率が40%前後となるように、日6時間程度のピーク運転を企図して、最大使用水量と設備容量を設定した。

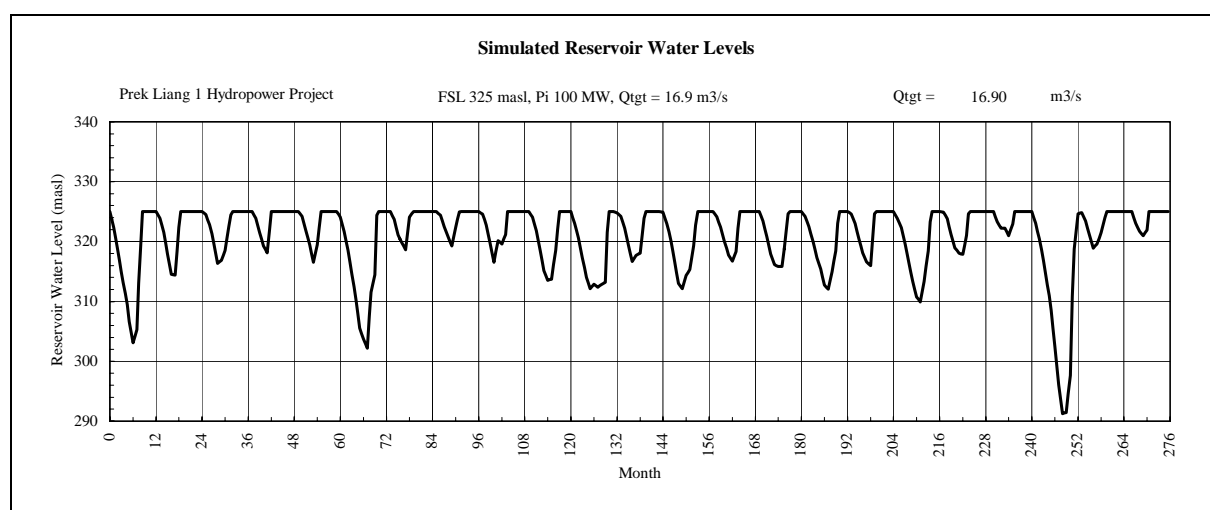
以下に貯水池運用シミュレーション結果の例を示す。



出典: 調査団

図 6.5.3 貯水池運用シミュレーション結果(1)

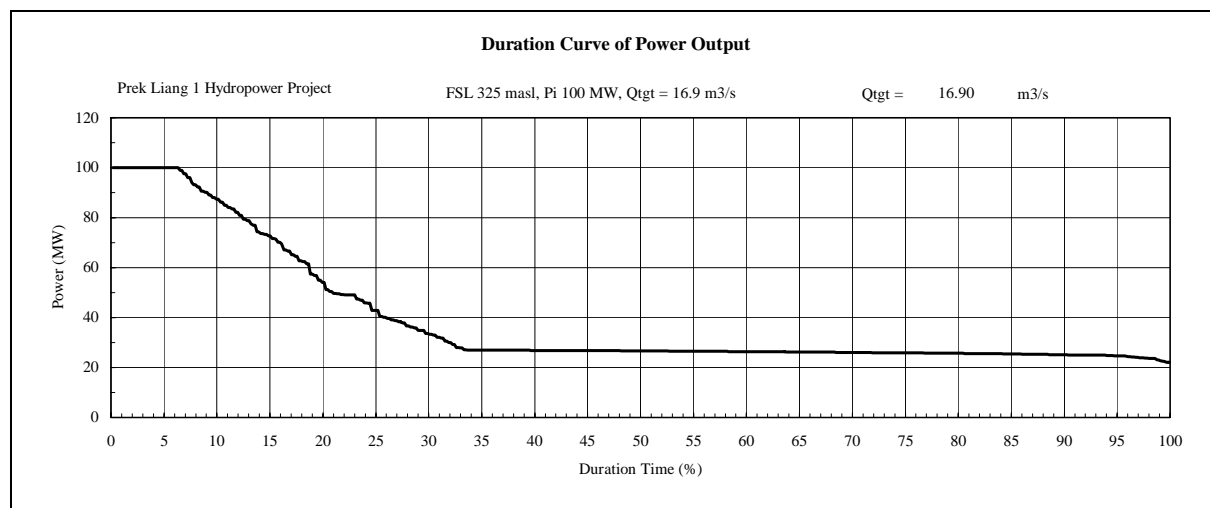
流入量(Inflow)と発電使用水量(Qpower)の関係



出典: 調査団

図 6.5.4 貯水池運用シミュレーション結果(2)

貯水位変化の変動状況(満水位325m、低水位290m)



出典：調査団

図 6.5.5 貯水池運用シミュレーション結果(3)

24 時間連続出力の持続曲線

6.5.4 概略設計・積算

水力計画のレイアウトと、発電計画により設定した各構造物の諸元に基づいて、工事数量を算定した。数量は、財団法人 新エネルギー財団の「水力開発ガイドマニュアル」を参考に簡易式により推定した。数量算定に用いた諸元は以下の通りである。

< 数量算定に用いた諸元 >

ダム高、堤長、堤体積、洪水吐（洪水量とダム高から）、取水施設（利用水深、最大使用水量、取水口径から）、導水路トンネル（内径、ライニングの巻圧、延長から）、調圧水槽（最大使用水量、導水路トンネル延長）水圧鉄管、発電所、放水路、アクセス道路、その他

< 単価 >

カンボジア国内、ラオス、ベトナム等近隣諸国での工事単価情報を収集し、極値をのぞいて調整し、2007年9月水準の標準単価とした。

主な単価を表 6.5.1 に示す。

表 6.5.1 主な工事単価

No.	項目	単価	単位
1	掘削（一般）	3.0	\$ / m ³
2	掘削（岩）	10.2	\$ / m ³
3	掘削（トンネル）	47.5	\$ / m ³
4	盛り土（ロック材）	8.8	\$ / m ³
5	盛り土（ランダム材）	7.1	\$ / m ³
6	明かりコンクリート	76.0	\$ / m ³
7	トンネルコンクリート	142.0	\$ / m ³

No.	項目	単価	単位
8	マスコンクリート	70.0	\$ / m ³
9	鉄筋	1,124	\$ / ton
10	鋼製ゲート	5,000	\$ / ton
11	鋼管	3,500	\$ / ton

出典：調査団

< 環境対策費、および補償費用 >

各計画の水源地域振興および環境保全費用として、それぞれの土木工事費の3%を計上した。移転補償費用は、移転対象世帯あたり3,500ドル⁶、農地収用費用としてヘクタールあたり11,204ドル⁷を計上した。さらに、#7&8 LL2計画については、FS調査中のPECC1が用いている水没面積(ha)あたり500ドルの補償費も計上した。

6.5.5 発電原価

各水力開発計画の推定コスト、ならびに年発生電力量をもとに発電原価を求め、経済財務分析を行った。結果を以下に示す。

表 6.5.2 各計画の発生電力量、発電原価等

計画名	#7&8 LL2	#12 PL1	#14 PL2	#16 MSRC	#20 MTK2	#21 MTK3	#22 KP2	#23 USRC	#29 BP
出力(MW)	420	100	56	28	25	26	116	28	26
年間発生電力量(GWh)	1,725	348	198	96	86	90	407	98	91
建設費(百万USD)	623	162	70	85	71	72	314	124	55
発電原価(USCent/kWh)	4.76	6.13	4.64	11.52	10.77	10.41	9.98	16.41	9.19
EIRR (%)	18.2	18.2	21.7	10.1	10.7	11.2	10.7	6.4	13.4
FIRR (%)	16.5	13.1	16.8	6.4	7.0	7.3	7.8	3.5	8.6

出典：調査団

優先9計画の経済財務分析に際しては、費用・便益の項目を精査の上、以下の点について調整した。

二酸化炭素排出削減効果の評価

カンボジアでは、総発電量の90%以上が重油または軽油を使用した発電所によって賄われている。水力発電所が稼働を開始すると、火力発電所を建設した場合と比べて二酸化炭素の排出量が削減される。ただし、水力発電プロジェクトに伴い建設される貯水池は、二酸化炭素の吸収源である森林を水没させる他、貯水池内に沈殿した有機物の分解によって二酸化炭素などを放出する。これらのプラスおよびマイナスの要素を勘案した二酸化炭素排出の純削減量の算定は7.3節参照。また、二酸化炭素排出削減の経済的価値は、ヨーロッパのCDMクレジットの取引マーケットであるECXにおける2008年3月から6月における取引価格CER(Certified Emission Reductions)の平均値を参照して、27.5ドル/CO₂-tonと想定した。

⁶ Power Transmission Project in Cambodia, ADB June 2007

⁷ Resettlement Plan for GMS Road Improvement Project in Cambodia, Royal Government of Cambodia/Ministry of Public Works and Transport, August 2002. 価格は消費者物価指数の比率(1.1204)で2007年価格に調整済み。

CDM の申請が受理されると、CER は発電開始後のプロジェクトの収入となり、財務収入（Financial Revenue）となる。しかし、実際に認証を受けることができるかについては不確定要素が多く、確実な収入原として見込むことはできない。そこで、参考指標として経済便益に含めた場合についても EIRR を求めたが、財務収入としては計上していない。

管理・エンジニアリング費用の設定

管理・エンジニアリング費用は、土木工事費と電気・機械設備費用の合計の 7-10%と仮定した。土木工事費と電気・機械設備費用、土地収用・住民移転のための補償費の合計額が 2 億ドル以下の場合 10%、合計が 5 億ドル以上の場合 7%と仮定した。

6.5.6 各計画レイアウトの留意事項

(1) #7&8 Lower Sre Pok 2 + Lower Se San 2 (LL2)計画

2005 年 5 月から 2006 年 5 月にかけて Electricity of Viet Nam (EVN), Power Engineering Consulting Company 1 (PECC1)により詳細調査がなされている。第 1 次スクリーニングの作業時に関連報告書を手し、レビューした。調査団の計画諸元と大きな差はないので、発電設備容量は EVN-PECC1 の計画値 420 MW として設定した。ただし、発電量は新規に調査団が推定したものである。付属資料-A に示すレイアウトは PECC1 の報告書からの抜粋である。

(2) #12 Prek Liang 1(PL1)計画

経済性の観点から、第 1 次スクリーニングで#12 Prek Liang 1 ならびに#13 Prek Liang 1A としてそれぞれ計画されていたものを統合し、#12 Prek Liang 1 計画としてレイアウトを再検討した。地形的制約、および国立公園内に位置することから環境影響の軽減も勘案して、水路と発電所を地下式とした。新たに作成した縮尺 1 万分の 1 の地形図上でレイアウトを再検討した結果、ダムサイトを当初計画地点から上流に約 2 km 移動することにより、ダム高を低くして堤体積の縮減と工事費の削減を図ることとした。ダム高減少分の落差は導水路トンネルを約 2 km 延長することでより安価に開発でき、発電便益は変わらない。新規作成の地形図と、既存 10 万分の 1 の地形図の間に約 30 m の標高差があることが判明した。このため、新規地形図の標高データに基づいて諸水位を設定した⁸。本計画は、総落差 200 m により 100 MW の発電を行う。国立公園内に位置する計画なので、環境省と MIME によるゾーン分けの協議時に、カンボジアの国益の観点から「水力開発」と「環境保全」の調和を図り、国民コンセンサスを形成することが喫緊の課題である。

(3) #14 Prek Liang 2(PL2)計画

新たに作成した地形図上での再検討の結果、#14 PL2 計画も同様の状況から、当初設定していたダム位置を上流に移動し、ダム堤体積を削減した。新地形図と、既存 10 万分の 1 の地形図の間に約 20 m の標高差が確認されたため、新地形図の標高データに基づいて諸水位を設定した。アクセス道路の関係から、実施する場合の順番は先ず#12 PL1、その後#14 PL2 となる。

⁸ Prek Liang 計画地域で新規に作成した縮尺 1 万分の 1 の地形図は、ヘリコプタによるレーザ測量によって作成した。レーザ測量では樹高の補正が可能のため、航空写真測量に比べて差が生じた可能性もある。

(4) #16 Middle Stung Russey Chrum (MSRC)計画

#16 MSRC 計画地点では、河床標高が 340 m から 360 m の区間が直線距離にして 18 km あり、低いダム高で所要の貯水容量を確保できる、水力開発上は効率的な地形である。ダム高を 45 m とし、満水位 (FSL) を 380 masl に設定して計画した。

2008 年 5 月に開発がコミットされた Lower Stung Russey Chrum (LSRC) 計画の満水位 (FSL) が #16 MSRC 計画の放水位 (TWL) に影響する可能性がある。既存資料をもとに想定される 2 つの案を検討した。一つは、第 1 次スクリーニングでも検討した案で、TWL を LSRC の Lower Scheme の満水位 120 masl に設定するもの。第 2 案は、TWL を LSRC 計画の Upper Scheme の満水位 260 masl に設定するもの。TWL 260 案は、TWL 120 案に比べて #16 MSRC 計画の総落差が 120 m と半分になるため、経済・財務性が TWL 120 案に比べて低下する。また、水力密度も 4 MW/km^2 を割るため、CDM 申請に際し貯水池からの温暖化ガス排出量の簡易値を使用できない。

現地踏査時に流量観測を実施したところ、乾季の流量低下が著しいことを確認した。その結果を踏まえて水文量を見直し、計画に反映した。

2008 年 8 月に実施した第 3 次現地調査時に、下流 LSRC 計画の事業契約が 2008 年 5 月に締結されたこと、その契約には Upper Scheme が含まれることが判明した。その結果、#16 MSRC の放水位は 260 masl に決定した。

(5) #20 Stung Metoek 2 (MTK2)計画

本計画は、乾季流量の落ち込みが激しい南西部地域に位置する計画であることから、目標 CIR を 30% に設定して、発電計画を検討した⁹。新たに作成した縮尺 1 万分の 1 の地形図上で確認したところ、発電所付近の等高線の標高が既存 10 万分の 1 の既存地形図に比べて約 20 m 高い。

地形上から 2 つの代替案を検討した。一つは、縮尺 1 万分の 1 の地形図上で、標高 144 m まで導水路を延ばして発電する場合 (上流側発電所案)、もう一つは標高 141 m まで導水路を延ばして発電する場合 (下流側発電所案)。下流側発電所案は上流側の案に比べて 3 m 多く落差をとることができるが、導水路トンネル長は 900 m 長くなる。

下流側発電所案の放水口地点の河床標高 141 masl は、10 万分の 1 の地形図上では 120 masl となっている。#20 MTK2 計画の下流に位置する #21 MTK3 計画の満水位 (FSL) は、同計画で利用可能な地形図が既存の 10 万分の 1 の地図しかないため¹⁰、同地形図の標高系で 120 masl として計画する。実際には、#20 MTK2 の TWL と #21 MTK3 の満水位は同標高に設定するので、落差の開発もれは生じない。

(6) #21 Stung Metoek 3 (MTK3)計画

前項の #20 MTK2 計画で述べたように、満水位を縮尺 10 万分の 1 の地形図上で 120 masl に設定した。

6.4 節の地質で述べたように、ダム軸として上流、中流、下流の 3 つの代替軸が想定されるが、下流

⁹ 将来、Koh Kong 市やタイ国への給水を含めた多目的計画として FS 調査を実施する場合には、この CIR 30% を再検討し、最適な開発規模を選定することが必要である。なお、むやみに大きい CIR は、貯水池内の水の回転率を下げることとなり、水質上悪影響を与えることに注意が必要。一般的には、40% を超える CIR は、調節効果向上にほとんど貢献しない。

¹⁰ MTK3 計画地点は隣国タイとの国境地帯に位置し、地形図作成に必要な航空写真の一部が入手不可能であったため、縮尺 1 万分の 1 の MTK3 サイトの地形図は作成せず、他の計画サイトについて作成した。

軸案が地質工学的に最も有利である。下流軸案にて河床標高が 81 m と仮定し、ダム高 44 m のコンクリートダムとして計画した。放水位は既存 10 万分の 1 の地形図では EL. 60 m までしか確認できないが、衛星写真によるとその下流 500 m の区間に 5 m 程度の落差の存在が推定される。したがって、発電所地点を、60 masl の等高線からさらに 500 m 下流の地点に選定し、放水位を 55 masl と想定した。

#20 MTK2 と #21 MTK3 の両計画は、必要なアクセス道路の延長で特段の差がないので、実施の順番は先ず #20 MTK2、次いで #23 MTK3 とすることが、工事中の仮排水の便宜や、上流貯水池の調節効果を利用できる点で有利となる。

(7) #22 New Tatay (Stung Kep 2、KP2) 計画

第 1 次スクリーニングの段階で、Kep 川と Tatay 川の合流点にダムを築造する案 (1 ダム案)、ならびに Kep 川と Tatay 川にそれぞれダムを築造し、トンネルでつなぐ案 (2 ダム案) の 2 つについて検討した。その結果、2 ダム案の方が経済性が高いことから、以降 2 ダム案について検討した。

第 1 次スクリーニング終了後の 2007 年 12 月に、上流の #18 Tatay 計画の MOU を取得して FS 調査を実施していた中国の民間業者 CHMC が、調査団提案の #22 Stung Kep 2 (KP2) 計画の近傍 (下流約 1.5 km) にダムサイトを移動して、これを Tatay 計画と称し、調査を実施していることが判明した。この「新 Tatay 計画」は、実施へ向けて 2008 年 5 月に政府と事業権契約が交わされた。

したがって、本 MP 調査では、本計画はこれ以降コミット済みの実施案件として扱う。

(8) #23 Upper Stung Russey Chrum (USRC) 計画

乾季流量の落ち込みの激しい南西部地域に位置する計画であることから、目標 CIR を 30% に設定した。既存の 10 万分の 1 の地形図を用い、河床標高 680 masl 付近にダム軸を設定し、満水位を 760 masl とした。ダム計画地点上流部も勾配の急な地形が続く、ダム高が 75 m と高くなる。#16 MSRC 計画の現地踏査時に確認した実測流量から水文量の見直しを行った結果、乾季流量の低下が著しいことが推定された。それを発電計画に反映した結果、経済性が著しく低下し、CDM 効果を算入しても EIRR が 10% を下回る結果となった。

(9) #29 Bokor Plateau (BP) 計画

標高 900-1,000 masl の高原を流れる河川に、高さ 22 m のアースフィルダムを築堤し、最大で毎秒 3.5 m³ の流量を海側へ転流し発電する計画である。放水位は 40 masl、総落差は 900 m 余りである。集水面積がわずかに 24.5 km² と小さく、乾季における流量の低下が著しい。

ベトナムの IDICO という開発業者が予備調査を行っている。IDICO の案では、河川水を計画中の Kamchay ダムの下流の標高 75 masl 地点まで約 7 km の水圧鉄管で導水し、発電する計画である。同計画は限られた資料をもとにした予備調査であり、本調査と比べて、レイアウトや発電量でかなりの差がある。IDICO の計画諸元は見直しが必要と考えられる。また、#29 BP 計画の流域は、建設中の Kamchay 水力計画の流域内に位置する。流域面積は 24.5 km² であり、Kamchay 流域の 710 km² の 3.5% にとどまる。#29 BP 計画のために Kamchay 流域の流量を平均で毎秒 1.4 m³ 転流することにより、Kamchay 計画の年間発生電力量は約 13 GWh 減少する。この減少分は Kamchay 計画の年平均発生電力量 460 GWh の 2.8% にあたる。Kamchay 貯水池の年間発生電力量をわずかながら減少させるので、発電量での補償が必要となろう。#29 BP 計画は Kamchay 計画の発生電力量を減少させるが、総合的

な見地からすると両計画の実現により、発電便益が最大となる。

表 6.5.3 に優先計画の計画諸元を示す。

表 6.5.3 優先計画の計画諸元

No.			7 & 8	12	15	16	20	21b	22	23	29b	
Project Name			Lower Sre Pok II + Lower Se San II *	Prek Liang I	Prek Liang II	Middle St. Russey Chrum *	Stung Metoek II	Stung Metoek III	Stung Kep II	Upper St. Russey Chrum *	Bokor Plateau	
Abbreviation			LL2	PL1	PL2	MSRC	MTK2	MTK3	KP2	USRC	BP	
1. Basin and Discharge												
	Location	Symbol	Unit	Stung Treng	Ratanak Kiri	Ratanak Kiri	Koh Kong	Pursat	Koh Kong	Koh Kong	Pursat	Kampot
	Name of River			Se San	Prekliang	Prekliang	Stung Russey	Stung Metoek	Stung Metoek	Stung Kep	Stung Russey	
	Catchment Area	A	km ²	49,200	839	575	461	416	656	1060	163	24.5
	Annual Run-off	Qa	m ³ /sec	46,800	899	615	517	536	851	1,220	170	57
	Average Discharge	Qm	m ³ /sec	1480	28.5	19.5	16.4	17.0	27.0	38.7	5.4	1.8
	Specific Discharge	qa	m ³ /s/100km ²	3.01	3.40	3.39	3.56	4.09	4.12	3.65	3.31	7.35
2. Reservoir												
	Surface Area	Ar	km ²	394	9.5	9.3	13.1	14.1	11.4	10.5	2	3.2
	Gross Capacity	Sg	mcm	2,772	264	157	234	227	186	268	57	22.0
	Sediment Volume	Ssd	mcm	984	16.78	11.5	9.22	8.32	13.12	21.2	3.26	0.49
	Effective Capacity	Se	mcm	331	219	110	180	188	116	239	50	18
	Ratio (Se/Qa)	CIR	%	0.71%	24.36%	17.89%	34.82%	35.07%	13.63%	19.59%	29.41%	31.58%
3. Power Plan												
	Power System			Dam type	Dam waterway	Dam waterway	Dam Waterway	Dam Waterway	Dam Waterway	Dam Waterway	Dam Waterway	Dam Waterway
	Maximum Plant discharge	Qmax	m ³ /sec	1948	67.2	42.1	32.8	34.9	56.1	73.9	10.3	3.5
	Firm discharge	Qf	m ³ /sec	92.0	16.9	9.6	9.2	9.7	15.6	15.6	2.87	1.0
			% to Qm	6%	59%	49%	56%	57%	58%	40%	53%	56%
	Average Discharge for Power Generation	Qp	m ³ /sec	898	25.3	17.1	12.4	13.1	21.1	27.8	4	1.38
			% to Qm	60.7%	88.8%	87.7%	75.6%	77.1%	78.1%	71.8%	74.1%	76.7%
	Full supply level	FSL	EL.m	75.0	325.0	490.0	380.0	245.0	120.0	215.0	760.0	947.0
	Minimum operating level	MOL	EL.m	74.0	291.0	475.0	360.0	225.0	105.0	174.0	720.0	940.0
	Dead water level	DWL	EL.m	65.2	281.0	465.0	344.0	215.0	97.0	165.0	710.0	935.0
	Tail water level	TWL	EL.m	47.9	125.0	325.0	260.0	144.0	55.0	0.0	380.0	40.0
	Intake Diameter	ID	m	10.4	5.4	4.6	4.2	4.2	5.0	5.6	2.6	2.6
	Effective Head	He	m	25.9	178.8	153.9	102.4	86.1	55.7	188.6	325.7	899.8
	Installed Capacity	Pi	MW	420	100	54	28	25	26	116	28	26
	Dependable Peak Power	Pd	MW	220	100	48	28	25	26	92	28	26
	Annual Energy Production	Ea	GWh/yr	1,725	348	198	96	86	90	407	98	91
	Firm Energy Production	Ef	GWh/yr	480	217	107	64	58	58	205	66	65
4. Structures												
1) Dam												
	Type			Earthfill	Concrete	Concrete	Concrete	Concrete	Concrete	Rockfill x 2	Rockfill	Earthfill
	Crest Length x Height		m	7,750 x 32	325.7 x 55	189 x 47	320 x 45	172 x 46	361 x 44	847 x 97, 599 x 62.5	516 x 75	1,162 x 22
	Dam Volume	V	mcm	4.43	0.158	0.067	0.175	0.076	0.189	6.7	2.23	0.49
	Design Flood	IDF	m ³ /sec	49,400	2,930	2,230	2,900	2,740	3,470	5,270	1,960	569
2) Waterway												
	Type			-	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel
	Dimension x Length		D x L (m)		5.4 x 5,000 (HRT) 5.4 x 3,800 (TRT)	4.6 x 4,600	4.2 x 9,300	4.2 x 4,000	5.0 x 2,300	5.6 x 10,800 (HRT), 5.6 x 1,000 (TRT)	2.6 x 8,000	2.6 x 3,200
	Penstock pipe		d x L (m)	9.0 x 40	3.8 x 147.5	3.0 x 134	2.6 x 215	2.7 x 406	3.4 x 203	4.0 x 147	1.5 x 1,730	1.3 x 4,000
3) Powerhouse												
	Generator Type			Kaplan	Francis	Francis	Francis	Francis	Francis	Francis	Pelton	Pelton
	Capacity x Units		MW x nos	84.0 x 5	50.0 x 2	27.0 x 2	14.0 x 2	12.5 x 2	13.0 x 2	58.0 x 2	14.0 x 2	13.0 x 2
4) Transmission Line												
	Voltage (kV) x Circuit x Length (km)		kV x cct x km	230 x 2 x 40 (St.Treng)	115 x 2 x 83 (Banlung)	115 x 2 x 13 (Banlung)	115 x 10 (Atay SW)	115 x 60 (Koh Kong)	115 x 5 (Koh Kong)	230 x 2 x 5 (R48 JCT)	115 x 37 (Atay SW)	115 x 22 (Kampot)
5) Access Road												
		L	km	10	72	92	25	23	46.5	9	31	9
5. Construction Cost (incl. Resettlement cost)												
		C	mil.\$	623.1	162.4	70.2	85.2	71.0	71.8	314.2	124.2	55.2
6. Economic												
	Cost for kW (excl. Resettlement cost)	UCC	\$/kW	1,348	1,605	1,284	2,992	2,463	2,721	2,659	4,366	2,432
	Cost for kWh	UGC	¢/kWh	4.76	6.13	4.64	11.52	10.77	10.41	9.98	16.41	9.19
7. Resettlement												
	Number of Households		hh	1,224	0	0	0	168	0	0	0	0

出典：調査団

6.6 優先計画実施に必要な送電線

電源の開発に伴って建設される送電線の主目的は、開発された発電所で発電された電気を送電システムに確実に輸送することである。従って、建設費を極力抑制するため、送電システムの拡張・増強のための送電線計画と多少視点を変えた検討が必要となる。

送電系統の拡張・増強の場合は需要家への安定した電気の輸送が最重要であり、万一事故などで送電線が運転を停止しても需要家への電気の供給に支障が起きないように対策が必要である。しかしながら、想定される全ての事故停止に対した対策の構築はいたずらに建設費を増大させ、電気料金の高騰の原因となるので、需要家の重要度又は輸送する電力量の大きさ等に応じた対策を講ずることになる。系統構成が密でない開発途上の地域では、継続して安定した電気の供給を確保し、且つ、開発コストをある程度抑えた計画とするため、(N-1)偶発事故基準を設定することが多い。即ち、電力の輸送を担う設備の任意の送電線一回線又は変電所の変圧器一台が故障停止しても安定した電気の供給が可能なシステムを構築することを意味する。

一方、電力系統の運用上、発電所で発電された電気を送電系統に送り込むための送電線(以下電源線)の事故停止は「特定の地域・需要家への供給障害」で無く、送電線の事故停止により必然的に発電所の運転が停止されることによる「系統からの電源脱落(供給力不足)」を意味することである。即ち、需要家への電力の供給を継続するためには、電源脱落に伴う供給力不足を補うための対策が必要となる。対策としては、瞬時の対応として他の稼働中の発電設備の出力増大、次いで待機発電設備(停止中の水力、ガスタービン、ディーゼル、待機中の火力機等)の始動、停止火力機の始動等、電源脱落による系統の動揺を鎮めるための対策が順次取られることになる。

通常、電源線の事故停止を含む脱落は経済的に許される範囲で運転予備力として想定し、電源拡充計画のみならず日常の運用計画にも反映させている。従って、想定範囲内の事故であれば系統運用上支障をきたすことは無いことになる。しかしながら、送電線の事故停止によって発電所が停止した場合、火力発電所と水力発電所では運転停止による増分費用は以下に示すように明らかに違ったものとなる。

火力発電所の場合、発電原価の大きな部分を占めるのは燃料費であり、次いで設備の減価償却費、補機類の運転経費、人件費、保守費用などである。電源線の事故停止に伴う運転停止時の電気は他の発電設備で補填されることになるが、停止された発電所の燃料費は不要のため燃料費の増分費用は燃料種別の価格差のみとなり、結果的に総合的な増分費用は低く抑えられたものとなる。

水力発電所の場合、発電原価の最も大きな部分を占めるのは原価償却費であり、次いで人件費、保守費用、補機類の運転経費であり、燃料費は殆どゼロである。即ち、水力発電所は停止中もコスト的に運転中と同等の費用が発生し、更に、停止分の不足電力を補うため他の発電設備を利用するため、その分のコストが丸々増分費用となってくる。

また、上記の増分費用の違いに加えて、水力発電所の電源線は山間部に敷設されるのが一般的であり、送電線の事故復旧のための資材運搬、復旧作業等が平野部に比較して困難であり、事故停止期間がその分長くなる可能性が大きい。

以上の観点から、選択された優先計画実施に伴う送電線は、送電系統を構成する送電線の信頼性に準じた以下のクライテリアを基に検討した。

送電線支持物は信頼性の高い四角鉄塔とする。

送電電圧は、送電系統との接続点となる最寄りの変電所の電圧に合わせ、極力簡素化したシステムの構築を行う。但し、発電所出力が大きく、4回線以上の送電線が必要な場合は、発電所出力に最適な上位の送電電圧とする。

電線は一般的に送電線に広く使用されている ACSR とし、その最小電線サイズは単線を使用す

る場合、コロナ発生を抑制するため、115 kV 送電線では 95 mm² (最大送電容量：50 MW/cct)、230 kV 送電線では 400 mm² (同 250MW/cct) とする。

二回線送電線は、115 kV では発電所出力が 60 MW 以上に対し、230 kV では発電所出力が 160 MW 以上の場合に採用する。

表 6.6.1 優先計画の送電線

Project	LL2	PL1	PL2	BP	MSRC	MTK2	MTK3
Max Output (MW)	420	100	54	26	28	25	26
Nearest Substation							
- Name	St. Treng	Ratanak Kiri	PL1	Kampot	Ou Saom	Koh Kong	MTK2
- Voltage	230/115	115	115	230	230	230	230
Transmission Line							
- Length (km)	32	83	13	32	10	45	15
- Voltage (kV)	230	115	115	230	230	230	230
- Circuit	2	2	1	1	1	1	1
- Conductor	2x330	2x200	1x200	1x400	1x400	1x400	1x400

出典：調査団

第7章 優先計画の経済財務面の検討

7.1 優先水力プロジェクトの経済分析

7.1.1 経済分析の主な前提条件

8ヶ所の優先プロジェクト¹について計画を実施することに伴う経済的な妥当性を国民経済的な観点から判断することを目的とし、経済的内部収益率（EIRR）の算定を行った。

EIRR 算定のためのキャッシュフローに使用した全ての価格は、2007年固定価格の米ドル表示とした。また、プロジェクトの評価期間は、カンボジアにおける水力発電所のIPP契約のコンセッション期間と同じ30年²とした。その他、一般的な経済分析の手法同様に、事業費は、税金、物価上昇分の予備費、建中金利などの金融費用を除外し、事業完了後費用に減価償却、金融費用を含めていない。

7.1.2 優先水力プロジェクトの経済的成本

一般的に市場価格は、税金、利子、補助金などの「移転費用」によってある程度の歪みが生じているといわれている。これら移転項目は、経済評価では便益側からも費用側からも除かれる。これらは、プロジェクトに用いられた資源ではなく、国民の構成メンバー（国、消費者、生産者等）の間の移転所得に過ぎないからである。こうした原則に従って、税金、物価上昇予備費などは経済費用としては計上していない。また、事業費のうち内貨費用価格については、標準換算係数0.9を用いて経済価格に変換した。

(1) 初期投資

優先水力プロジェクトの財務費用は、第6章において精査された見積額を使用している。同費用は、各プロジェクトあたり55.2百万ドル（#29 Bokor Plateau）～623.1百万ドル（#7&8 Lower Sre Pok II + Lower Se San II）となっている。これら財務費用は、1) 土木工事費、2) 発電設備費、3) 送電・変電設備費、4) 土地収用・補償費、5) 事務管理費、技術監理費、6) 税金を含んでいる。また、土地収用・補償費を除いたkWあたりの財務費用は、1,348ドル/kW（#7&8 Lower Sre Pok II + Lower Se San II）～4,366ドル/kW（#23 Upper Stung Russey Chrum）と見積もられている。

これら財務費用から税金、物価上昇予備費を取り除き、内貨事業費に標準換算係数0.9を掛け合わせるにより算定した経済費用は、47.7百万ドル（#29 Bokor Plateau）～546.1百万ドル（#7&8 Lower Sre Pok II + Lower Se San II）となった。

¹ 第5章において10ヶ所の優先プロジェクトが選定された。これら10計画の内、#12 Prek Liang 1, #13 Prek Liang 1Aとして別々に計画されていた2計画は、その後の現地調査結果を踏まえて技術的観点から#12 Prek Liang 1として統合された。また、#22 Stung Kep II (New Tatay)計画は、2008年5月に中国業者と実施契約が締結されたため、優先プロジェクトから除外した。この結果、ここでは残る8ヶ所の優先計画について検討を行った。

² 参考: Kirirom III水力発電所の契約時におけるCETIC（民間企業）とMIMEの契約における運営期間

建設に係る初期投資は、建設期間である5年間に(1年目:5%、2年目:10%、3年目:30%、4年目:35%、5年目:20%)の比率で支出されると仮定した。

表 7.1.1 優先水力プロジェクトの財務的・経済的成本

	プロジェクト名	設備容量 (MW)	財務価格		経済価格
			1,000ドル	ドル/kW	1,000ドル
7&8	Lower Sre Pok II + Lower Se San II	420	623,068	1,348	546,078
12	Prek Liang I	100	162,445	1,605	140,908
14	Prek Liang II	54	70,158	1,284	60,874
16	Middle St. Russey Chrum	28	85,231	2,992	73,556
20	Stung Metoek II	25	70,985	2,463	62,101
21	Stung Metoek III	26	71,757	2,721	62,202
23	Upper Stung Russey Chrum	28	124,161	4,366	107,036
29	Bokor Plateau	26	55,169	2,432	47,738

出典：調査団

(2) 運営・維持管理費の固定費

運営・維持管理費のうち日常的な運営・維持管理に係る固定費用は、土木工事費の0.5%と発電設備、送変電設備費の1.5%の合計額に相当すると仮定した。その結果、優先プロジェクトにおける運営・維持管理の固定費用は、1年あたり31万ドル～418万ドルと算定された。

(3) 運営・維持管理費の変動費

一方、運営・維持管理費の変動費としては、潤滑油などの費用として0.0151セント/kWhを使用した(ここでは、2006年におけるインドネシアの水力発電所における実績を使用した)。

7.1.3 優先水力プロジェクトの経済便益の算定

(1) 代替火力発電所(代替電源)の選定(一次スクリーニング)

水力発電プロジェクトが実施されない場合には、電力需要の増加に対応するために必要となる代替火力発電所を建設する必要がある。各水力発電プロジェクト優先の経済便益は、代替火力発電所の建設費および燃料費を含む運営維持管理に必要な費用の節約額という形式で定量化できる。この経済便益は、1) 水力発電プロジェクトの常時ピーク出力(Firm Peak Capacity)を代替する火力発電所の建設費および運営維持管理費の固定費分、および2) 水力発電プロジェクトの発電量を代替するための火力発電所の燃料費と運営時管理費の変動費分(燃料費を含む)、の2つで構成されている。前者の便益は、電力便益(Power/Capacity Benefit)、後者はエネルギー便益(Energy Benefit)と呼ばれている。

水力発電プロジェクトの便益計算のための代替火力発電所を選定するに際しては、その発電方式または電力供給方式が、技術的観点および燃料供給などの観点から実現可能であることに加え、供給コストが代替電源候補の中で最も安価な発電方式を選定する必要がある。

代替電源の選定に際しては、石炭火力発電、ガス・コンバインドサイクル発電、重油炊き低速ディーゼル発電、重油炊き中速ディーゼル発電、近隣国からの電力輸入の5つの代替案について検討を行った。

一次スクリーニングの結果、これら5つの代替電源のうち、近隣国からの電力輸入を候補から除外し、その他の4つの発電方式を妥当な代替電源として選定した。候補への選定・除外理由を以下に述べる。

ガス・コンバインドサイクル発電所

現在カンボジアには、ガス炊きの発電所はなく、ガスを輸入するためのパイプライン・LNGターミナルなども存在していない。ガス・コンバインドサイクル発電所の建設については、2001年にJICAが実施したF/S³において技術的側面から可能であることが確認されているものの、同調査において発電所の燃料供給源と考えられていた国内ガスの採掘可能性については依然として不透明なままである。

現在、カンボジアには、Sihanoukville 沖に6ヶ所の有望な石油・ガス埋蔵地域が確認されている。これまでのところ、探査が進んでいるのは、そのうちブロックAと呼ばれる1ヶ所のみとなっている。ブロックAの試掘は、シェブロン、韓国のGSカルテックス、日本の三井石油の外資コンソーシアムによって行われている。2005年にシェブロンは、大量の埋蔵を確認したと発表し、その後も更なる試掘を行っている。しかし、その後、具体的な埋蔵量などの発表はなされておらず、ガス採掘の技術面・採算面での妥当性は依然として明確になっていない。

そのため、MIMEが作成した電源開発計画2007-2020⁴においても、ガス・コンバインドサイクル発電所が短期的に投入される予定はなく、最初の発電所が完成するのは2020年(450MW)となっている。また、同時点において、国内ガスが利用可能でない場合は、ガス・コンバインドサイクル発電ではなく石炭火力発電で代替する旨注記されている。

このように、ガス・コンバインドサイクル発電所の建設は、燃料となるガス供給の面で問題があり短期的、中期的な実現可能性は低いものの、長期的には実現可能性があることから、代替電源の候補として選定した。

石炭火力発電所

現時点では、カンボジアには石炭火力発電所は存在していない。ただし現在、設備容量200MW(100MW×2基)のシアヌークビル石炭火力発電所および関連送電線の建設計画が進められている。MIMEおよびEDCは、既に発電所の建設および運営を委託する企業としてマレーシア・カンボジアの合弁会社を選定している。この契約BOO(Build Own Operate)形式の契約は、現在交渉中であり今後数ヶ月の内に契約書が取り交わされ、2010年には商業運転が開始される予定となっている。

石炭を荷揚げするための埠頭建設を含む建設費の総額は約350百万ドルと見積もられている。また、燃料となる石炭については、主にインドネシアから輸入することになっている。

その他、MIMEの電源開発計画2007-2020によると、上記の2010年における200MWに加え、2013年に設備容量400MWの石炭火力発電所をBOOベースのIPP事業としてSihanoukvilleに建設することが計画されている。こうした状況を鑑みると、石炭火力発電所は、優先水力プロジェクトの代替電源候補として妥当であると判断される。

³ シアヌークビルガス・コンバインドサイクル発電所建設計画F/S、2001年10月、JICA/NEWJEC

⁴ 参考: Report on Power Sector of the Kingdom of Cambodia for the year 2006, June 2007, EAC

ディーゼル発電所

カンボジアでは、ディーゼル発電が全体の発電量の実に95%を占めている(2006年)。ディーゼル発電機には、低速(Low Speed)、中速(Medium Speed)、高速(High Speed)の3タイプのエンジンがある。このうち、高速ディーゼル発電機は、設備容量が小さすぎるため水力設備容量が5 MWを超えている優先水力プロジェクトの代替とはなりえない。一般的に、低速ディーゼル発電機は熱効率が良いものの建設費が高い。カンボジアでは、熱効率では低速ディーゼルに劣るものの、建設費が比較的安い中速ディーゼル発電機が広く用いられている。

ディーゼル発電は、国内で普及しているため技術的には問題はあまりないものの、コスト面で大きな問題がある。EDCが民間ディーゼル発電業者から購入する際の価格は、2003年以降の国際原油価格高騰に伴って急速に値上がりしている。EDC プノンペン地区事務所が、民間ディーゼル発電業者から買電する際の価格は、kWhあたり12セント~16セントとなっている。

このように、ディーゼル発電は発電単価が高額ではあるものの、カンボジア国内に広く普及しており建設・維持管理などの問題は少ないといえる。そのため、優先水力プロジェクトの代替火力候補として妥当な選択肢の一つであるといえる。

近隣国からの電力輸入

MIMEの電源開発計画によると、カンボジア政府は2012年時点においてベトナムから200 MW、ラオスから20 MW、タイから80 MWの電力を買電する計画になっている。これら近隣国からの買電契約の合計である320 MWは、2012年におけるEDCメイングリッドのピーク需要である652 MW⁵の約半分(49%)を占めている。

カンボジアのエネルギー・セキュリティを考慮した場合、近隣国からの電力輸入にこれ以上依存しすぎることは避けるべきであると考えられる。そのため、近隣国からの電力輸入は、優先水力プロジェクトの代替電源候補から除外することとした。

(2) 代替火力発電所の選定(二次スクリーニング)

既存レポートやMIME、EDCなど関連機関からの情報収集の結果、代替火力発電所の諸元を以下の通りに設定した。

⁵ 出典：電源開発計画ファイナルレポート 需要予測(Base Case)、2006年12月、Korea Electric Power Corporation/World Bank

表 7.1.2 代替火力発電所の平均発電単価算定に用いた主な指標

	ガス・コンバインド サイクル発電	石炭火力発電	ミディアム・スピード ディーゼル発電	ロー・スピード ディーゼル発電
初期投資 (\$/kW)	870 ^{*2}	1,700 ^{*3}	1,370 ^{*1}	2,020 ^{*1}
建設期間 (年)	3	3	2	2
年度別支出額 (%)	30%, 50%, 20%	30%, 50%, 20%	40%, 60%	40%, 60%
燃料タイプ	天然ガス	石炭	重油	重油
熱効率 (kcal/kWh)	1,592 ^{*2}	2,324 ^{*3}	1,988 ^{*1}	1,761 ^{*1}
燃料価格 (\$)	9.30 /MMBtu ^{*5}	62.05 /ton ^{*6}	59.35 /barrel ^{*4}	59.35 /barrel ^{*4}
燃料熱量 (kcal)	-	5,800 /ton ^{*6}	1,584,425 /barrel ^{*5}	1,584,425 /barrel ^{*5}
運転期間 (年)	25 ^{*1}	20 ^{*1}	25 ^{*1}	25 ^{*1}
年間運営・維持管理費	建設費の 3.0% ^{*1}	建設費の 5.0% ^{*1}	建設費の 5.5% ^{*1}	建設費の 5.5% ^{*1}

出典 *1: 電源開発計画ファイナルレポート 3-39 ページ (World Bank/KOICA, 2006 年 12 月)
 *2: シアヌークビル ガス・コンバインドサイクル発電所建設計画, JICA/NEWJEC, 2001 年 10 月
 *3: シアヌークビル石炭火力発電所 F/S, MIME
 *4: 2005 年 EDC プノンベン地区財務諸表
 *5: EIA Annual Energy Outlook 2007, 発電用石炭価格(2006-2007 年の平均価格: 37.05 ドル/トン) + 輸送費(電源開発計画 3-41 ページ, World Bank/KOICA, 2006 年 12 月の石油のトンあたり海上輸送費と同等と仮定: 25.0 ドル/トン)
 *6: EIA Annual Energy Outlook 2007, 発電用ガス価格(2006-2007 年の平均価格: 7.40 ドル/MMBUT) + (海上輸送費 0.5 ドル/MMBUT, 積出港における液化費用: 1.0 ドル/MMBTU, 荷揚港における再ガス化費用: 0.4 ドル/MMBTU)

図 7.1.1 は、代替火力の設備稼働率 (PF)⁶ 毎の平均発電単価をグラフに示したものである。平均発電単価は、PF が高くなるにつれ減少していることが分かる。また、PF の高低によって最も安い発電方式が異なっている。図に示すとおり、PF が 52.9%より低い場合ガス・コンバインドサイクル発電が最も安価で、PF が 52.9%を超えると石炭火力発電が最も安価な代替電源となる。

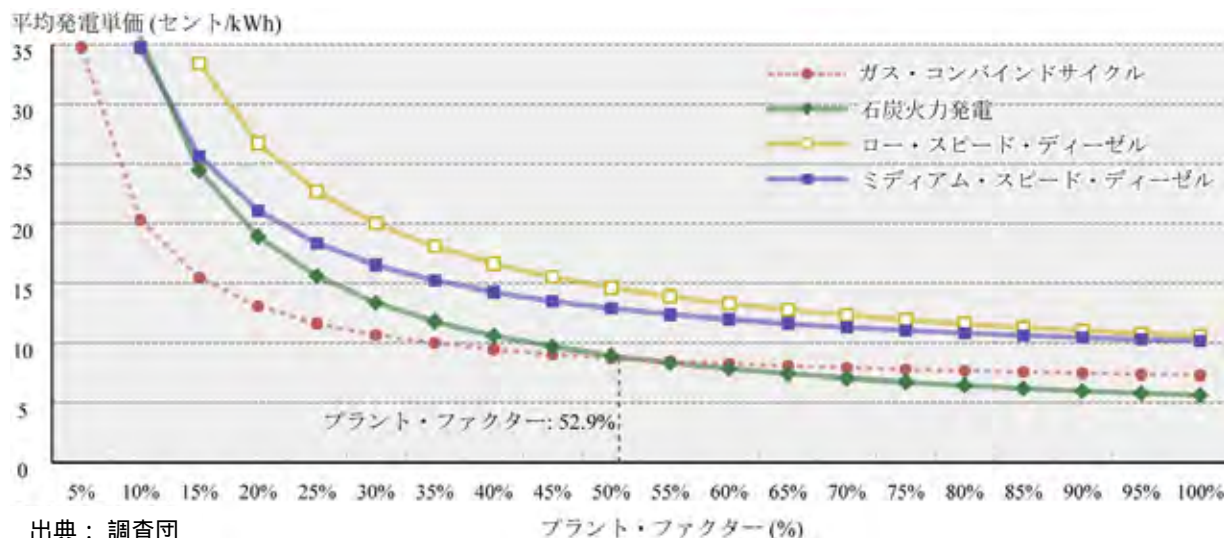


図 7.1.1 代替火力の発電単価比較

そのため、経済便益算定のための代替電源として選定されたのは、計算対象となる水力発電所の PF が 52.9%以上の場合石炭火力、PF が 52.9%以下の場合ガス・コンバインドサイクル発電とした。ここで、選定された 8 ヶ所の優先プロジェクトの PF (39.1% ~ 46.9%) は全て 52.9%を下回っているため、全てのプロジェクトについてガス・コンバインドサイクル発電所が代替火力として選定された。

⁶ プラント・ファクター (PF) は、一定期間の実際の発電量を、同じ期間にフル出力で発電した場合の発電量で割った際の比率。0 ~ 100%の値をとり、高いほど発電設備の稼働率が高いことを示す。

(3) 経済便益の算定

kW 補正係数、kWh 補正係数の算定

一般的に、水力発電所の設備は、火力発電所に比べて故障停止 (Forced Outage) などの事故やメンテナンスによる計画停止 (Planned Outage) が少ない。また、水力発電所は、需要の変化に応じて急速に発電を開始できる、出力を急速に増減できるなど、負荷変動に対する即応性に優れた特性を有する。こうした水力発電所の特性を反映させるために、水力発電所と代替火力発電を比較する際には補正係数が用いられる。

例えば、電力便益の算定は、水力発電プロジェクトの常時ピーク出力(Firm Peak Capacity)に代替火力発電の kW 補正係数、さらに kW 価値を掛け合わせるにより算定できる。同様にエネルギー便益は、水力発電プロジェクトによる発電量に、kWh 補正係数および代替火力の kWh 価値を掛け合わせるによって算定できる。

kW 補正係数および kWh 補正係数は、火力発電所、水力発電所の特性を示す指標および以下の数式を用いて計算することができる。以上の前提を用いた結果、kW 補正係数は、1.220、kWh 補正係数は、1.026 と算定された。

$$\text{kW 補正係数} = \frac{(1 - \text{AxR of HPP}) \times (1 - \text{AvF of HPP}) \times (1 - \text{T/L loss of HPP})}{(1 - \text{AxR of ATPP}) \times (1 - \text{AvF of ATPP}) \times (1 - \text{T/L loss of ATPP})}$$

kWh 補正係数 =	$(1 - \text{AxR of HPP}) \times (1 - \text{T/L loss of HPP})$
	$(1 - \text{AxR of ATPP}) \times (1 - \text{T/L loss of ATPP})$

* AxR= 所内率、T/L loss= 送電ロス、HPP= 水力発電所、ATPP: 代替火力発電所

AvF= 設備利用可能率: 運転時間 (メンテナンス時の稼働停止、故障時の稼働停止を除いた時間) ÷ 8,760 時間

表 7.1.3 kW および kWh 補正係数算定に用いた指標

代替火力発電所 (ガス CCGP)		優先水力プロジェクト	
- 所内率	2.80%	- 所内率	0.30%
- 計画外稼働停止時間率	8.00%	- 計画外稼働停止時間率	0.50%
- 計画稼働停止時間率	11.00%	- 計画稼働停止時間率	3.15%
- 送電ロス	2.00%	- 送電ロス	2.00%

出典：調査団

電力便益の算定

優先水力プロジェクトの常時ピーク出力は、25 MW (#20 Stung Metoek II) ~ 220 MW (#7&8 Lower Sre Pok II + Lower Se San II)となっている。kW 補正係数を考慮すると、代替火力発電所に求められる設備容量は、31 MW (#20 Stung Metoek II) ~ 268 MW (#7&8 Lower Sre Pok II + Lower Se San II)と算定できる。

一方、kW 価値、つまり代替火力発電所の固定費を単年度化した値は、割引率を 12%において kW あたり 133.7 ドルと算定された。これらより各優先水力発電プロジェクトの電力便益は、年間 3.34 ~ 29.42 百万ドルと算定された (代替火力の設備容量 × kW 価値)。図 7.1.2 および表 7.1.4 を参照。

表 7.1.4 優先水力プロジェクトの電力便益

変動維持管理費 ^{*b} (セント/kWh)	0.122	固定維持管理費 ^{*c} (ドル/kW/年)	2.49
代替火力設備容量 (MW)	31 ~ 268	kWh 価値 (ドル/kW/年)	133.7
Capital Recovery factor ^{*a}	0.1241	電力便益 (百万ドル/年)	3.34 ~ 29.42

出典：*a: $\text{キャピタルリカバリーファクター} = i * (1+i)^n / \{(1+i)^n - 1\}$ 、n= プロジェクト・ライフ、i= 割引率 12%
 *v: カンボジア電力システムマスタープラン 第一巻 電源開発計画 付属資料 4、10 ページ、2006 年 10 月、EGAT

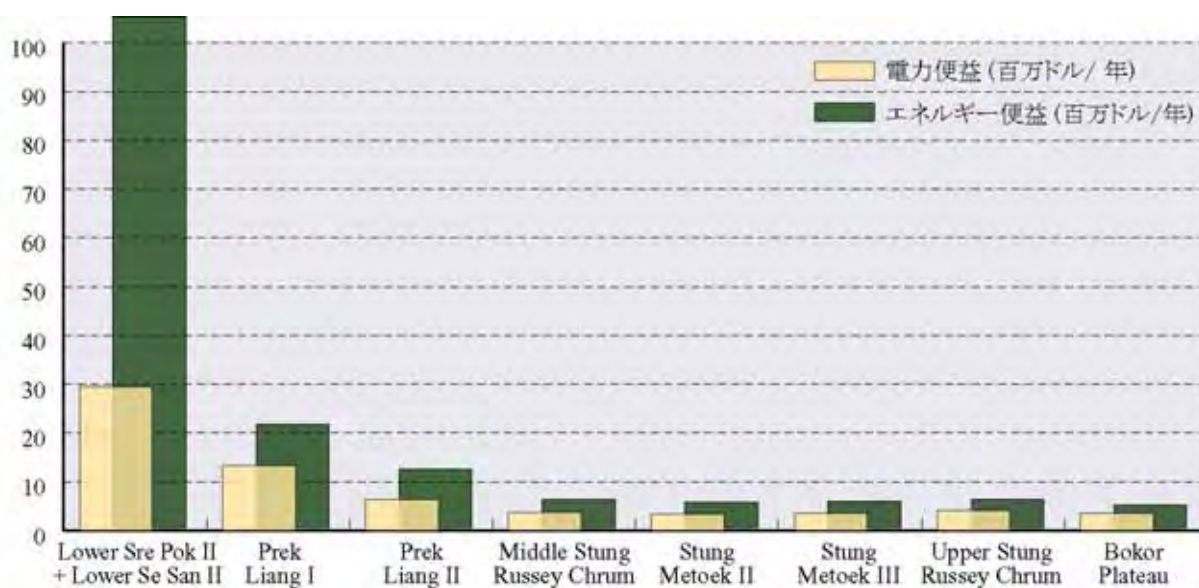
エネルギー便益の算定

優先水力プロジェクトの発電量は、年間 78 ~ 1,725 GWh と算定されている。水力発電プロジェクトおよび代替火力の送電ロス、所内率を考慮した場合、代替火力に求められる発電量は、年間 80 ~ 1,770 GWh となる (水力プロジェクト発電量 × kWh 補正係数)。一方、代替火力の kWh 発電あたりの変動費 (燃料費含む) である kWh 価値は、6.07 セントと算定された。これらを使用すると、優先水力プロジェクトのエネルギー便益は、年間 4.8 ~ 104.8 百万ドルと算定された (代替火力発電量 × kWh 価値)。図 7.1.2 および表 7.1.5 を参照。

表 7.1.5 優先水力プロジェクトのエネルギー便益

kWh あたり燃料費 (セント/kWh)	5.87	運営維持管理費 ^{*a} (セント/kWh)	0.122
kWh 価値 (セント/kWh)	6.07	代替火力発電量 (GWh)	80 ~ 1,770
エネルギー便益 (百万ドル/年)	4.8 ~ 104.8		

出典：*a= カンボジア電力システムマスタープラン 第一巻 電源開発計画 付属資料 4、10 ページ、2006 年 10 月、EGAT

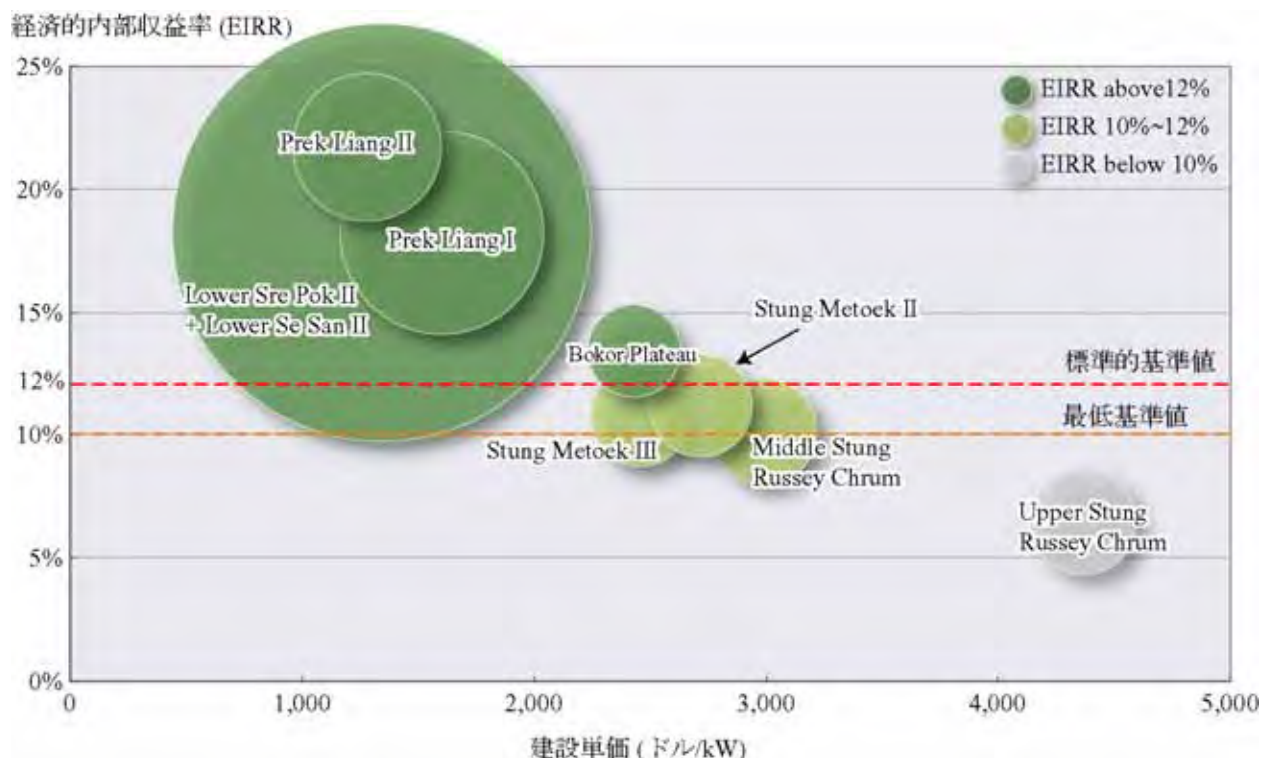


出典：調査団

図 7.1.2 優先水力プロジェクトの電力便益およびエネルギー便益

7.1.4 経済分析の結果

図 7.1.3 は、優先水力プロジェクトの EIRR、kW あたり建設費、設備容量の関係を示したものである。縦軸は EIRR、横軸は kW あたり建設費を、また、各円の大きさは設備容量の大きさを示している。図から読みとれるとおり、kW あたりの建設費が安い程、EIRR が高くなっている。



出典：調査団 * 円の大きさは発電設備容量の相対的な大きさを示している

図 7.1.3 優先水力プロジェクトの EIRR, kW あたり建設単価, 設備容量の関係

カンボジアの場合、プロジェクトの EIRR が同国の資本の機会費用(Opportunity Cost of Capital)である 12%を超えると、プロジェクトが経済的にみて妥当であるといえる。また、今回は、マスタープラン段階において最低越えるべき基準として 10%を適用した。

下図に示すとおり、7ヶ所の優先プロジェクトのうち、4ヶ所の EIRR は標準的な基準値である 12.0%を越え、3ヶ所についても 10%～12%の間に分布している。しかしながら、#23 Upper Stung Russey Chrum については EIRR が 8.0%で最低基準値をも下回っているため、国民経済的な観点から見て妥当でないと判断された。

表 7.1.6 優先水力プロジェクトの経済分析結果

No.	プロジェクト名	設備容量 (MW)	常時ピーク出力(MW)	年間発電量 (GWh)	電力便益 (\$1,000/年)	エネルギー便益(\$1,000/年)	EIRR (%)
7&8	Lower Sre Pok II + Lower Se San II	420	220	1,725	29,418	104,788	18.2%
12	Prek Liang I	100	100	348	13,372	21,140	18.2%
14	Prek Liang II	54	48	198	6,418	12,028	21.7%
16	Middle St. Russey Chrum	28	28	96	3,744	5,832	10.1%
20	Stung Metoek II	25	25	86	3,343	5,224	10.7%
21	Stung Metoek III	26	26	90	3,477	5,467	11.2%
23	Upper Stung Russey Chrum	28	27	98	3,610	5,935	8.0%
29	Bokor Plateau	22	26	78.2	3,477	4,750	13.4%

出典：調査団

7.2 優先水カプロジェクトの財務分析

7.2.1 財務分析の主な前提条件

運営主体にとっての優先水カプロジェクトの財務的な妥当性を検証するために、8ヶ所の優先プロジェクトの財務的内部収益率（FIRR）を算定した。

経済評価同様に、キャッシュフローに使用した全ての価格は、2007年固定価格のドル表示とし、プロジェクトの評価期間は30年とした。

カンボジアの場合、大規模・中規模の水力発電所の建設、運営・維持管理はIPP（独立発電事業者）ベースで実施されているため、FIRR算定に際しては、事業者である民間企業を運営主体として計算を行った。コストとして発電所および最寄り変電所までの送電線建設費を使用し、便益としては民間事業者が電力をEDCに売却することにより得られる収入を計上した。

7.2.2 優先水カプロジェクトの財務的成本

一般的な財務分析の手法同様に、事業費は、物価上昇分の予備費、建中金利などの金融費用を除外し、事業完了後の費用にも減価償却費および金融費用を含めていない。コストは、発電所および関連送電線に係る初期投資、運営維持管理費の固定費分・変動費分で構成される。

(1) 初期投資

8ヶ所の優先水カプロジェクトの財務費用は、55.2百万ドル（#29 Bokor Plateau）～623.1百万ドル（#7&8 Lower Sre Pok II + Lower Se San II）と見積られている（表7.1.1参照）。

建設に係る初期投資は、建設期間である5年間に（1年目：5%、2年目：10%、3年目：30%、4年目：35%、5年目：20%）の比率で支出されると仮定した。

(2) 運営・維持管理費の固定費分

運営・維持管理費のうち日常的な運営・維持管理に係る固定費用は、土木工事費の経済価格の0.5%と発電設備、送変電設備費の経済価格の1.5%を合計した金額に相当すると仮定した。その結果、優先プロジェクトにおける運営・維持管理の固定費用は、1年あたり33万ドル～452万ドルと算定された。

(3) 運営・維持管理費の変動費分

一方、運営・維持管理費の変動費としては、利用した水量に応じて徴収される水利費や水税および発電所の運営にかかる潤滑油などの費用が想定される。カンボジアの場合、水力発電の事業者は、水利費や水税を支払う必要がない。そのため、発電所の運転に必要な潤滑油などの費用のみを変動費として計上し、その費用として0.0151セント/kWhを使用した（ここでは、2006年におけるインドネシアの水力発電所における実績を使用）。

7.2.3 優先水力プロジェクトの財務便益の算定

(1) 売電収入

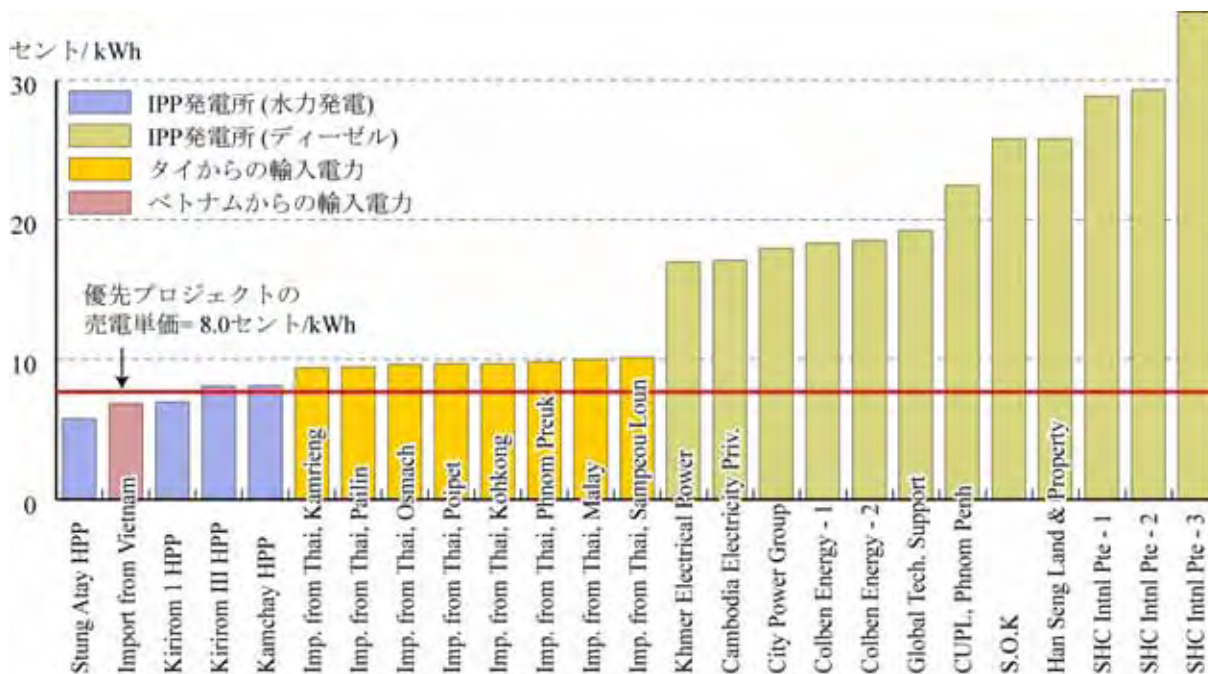
財務便益は、発電所の運営主体である IPP が EDC に電力を売却した際の収入を計上した。発電された電力は、最寄りの変電所において EDC に引き渡されると仮定した。売電収入は、EDC への売電単価に変電所における売電量を掛け合わせたものとなる。EDC への売電量は、発電量から 1) 発電所における所内消費および 2) 送電ロスを除いたものとして算定できる。ここで、所内率は 0.3%、発電所から最寄りの変電所間における送電ロス率は 1.0%と仮定した。

MIME、EAC および EDC から聴取した情報によると、IPP 水力発電所が EDC に売電する際の単価は、下表の通り 5.81~8.10 セント/kWh である。なお、既に運転を開始している Kirirom I 以外の売電単価は、暫定値であり、今後変更される可能性がある。

表 7.2.1 水力 IPPs から EDC への売電単価

発電所名	建設・運営受託会社	設備容量	運転開始年	売電価格
Kirirom I	CEPTC (China Electric Power Import and Export Corporation)	12 MW	2002	7.00 セント/kWh
Kirirom III	CEPTC (China Electric Power Import and Export Corporation)	18 MW	2010 (計画)	8.10 セント/kWh
Kamchay	SINOHYDRO	193 MW	2010 (計画)	8.08 セント/kWh
Stung Atay	CYC (China Yunnan Corporation)	120 MW	2012 (計画)	5.81 セント/kWh

出典：MIME, EAC, EDC



注: Stung Atay, Kirirom III, Kamchay の売電単価は、暫定値であり今後変更される可能性がある。

出典：調査団

図 7.2.1 EDC への売電単価比較 (優先水力プロジェクトおよびその他)

今回の財務分析では、優先水力プロジェクトによって発電された電力を EDC に売電する際の単価を

一律 8.0 セント/kWh と設定した。上図に示すとおり、ここで設定した売電単価 8.0 セント/kWh は、ベトナムからの輸入電力に対する売電単価 6.90 セント/kWh (2007 年 12 月) や Stung Atay (5.81 セント/kWh)、Kirirom I (7.00 セント/kWh) を若干上回るものの、Kirirom III (8.10 セント/kWh)、Kamchay (8.08 セント/kWh)、タイからの売電単価 (9.41 ~ 10.13 セント/kWh、2007 年 12 月)⁷よりも若干安い。また、民間ディーゼル発電業者からの売電単価 (16.96 ~ 34.90 セント/kWh、2007 年 12 月)⁸とくらべると半分以下の価格である。

7.2.4 財務分析の結果

図 7.2.2 は、優先水力プロジェクトの FIRR、kW あたり建設費および年間発電量の関係を示したものである。縦軸は FIRR、横軸は kW あたり建設費を、また、各円の大きさは年間発電量の大きさを示している。図から読みとれるとおり、kW あたりの建設費が安い程 FIRR が高くなっている。

カンボジアの場合、プロジェクトの FIRR が 10% を超えると、プロジェクトが財務的にみて妥当であるとされている。逆に言えば、FIRR が 10% を超えるように売電単価を設定することが必要である。

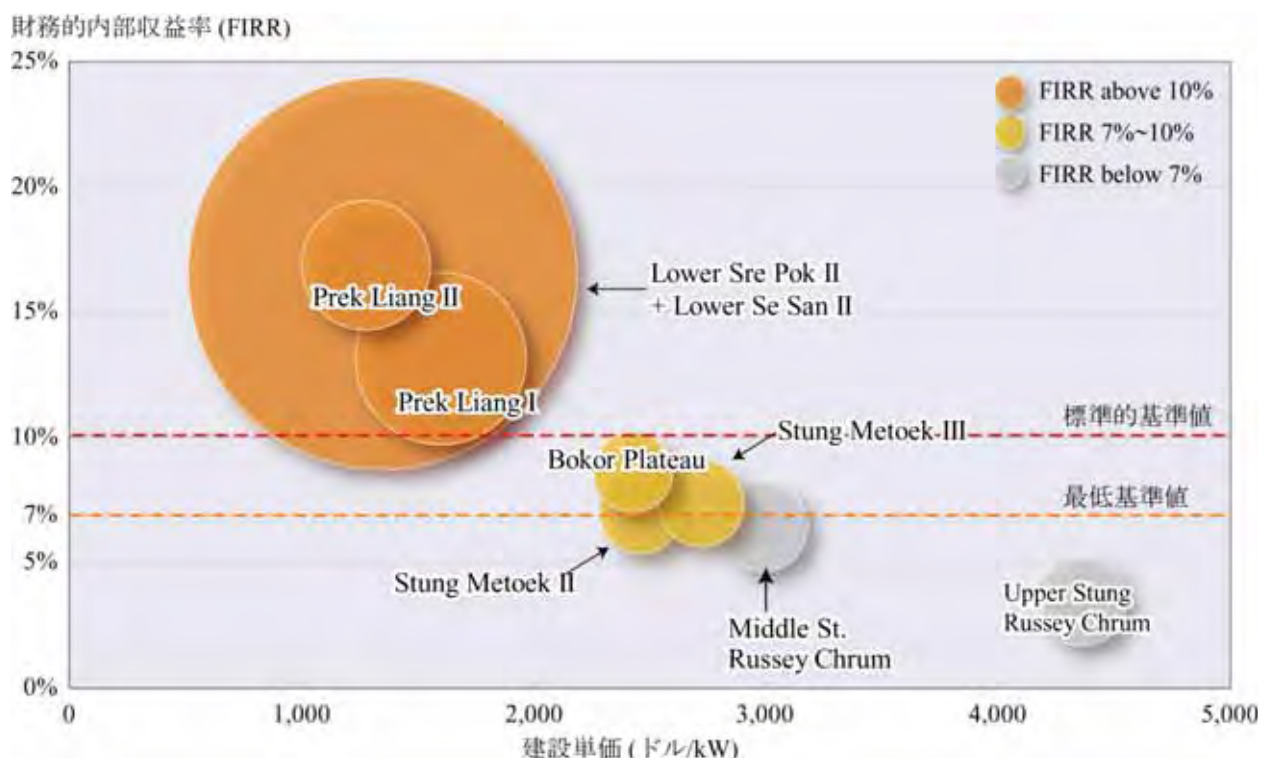
8ヶ所の優先プロジェクトのうち、3ヶ所の FIRR は 10% 以上、4ヶ所の FIRR が 7% ~ 10% の間に分布している。残る 2ヶ所 (#16 Middle Stung Russey Chrum および #23 Upper Stung Russey Chrum) については、FIRR が最低クリアすべき基準値として定めた 7% を下回っている。これらの計画を民間で実施する場合は、売電単価を 8 セント/kWh 以上に設定することが必要となる。

なお、#23 Upper Stung Russey Chrum については、経済分析の結果でも事業の妥当性が無いと判断されているため、現時点において事業実施の必要性は非常に低いと考えられる。

一方、FIRR が最も高かったのは、#14 Prek Liang II の 16.8% で、#7&8 Lower Sre Pok II + Lower Se San II (16.5%)、#12 Prek Liang I (13.1%) がこれに続いている。

⁷ 2.99 ~ 3.30 パーツ/kWh (参考: Report on Power Sector of the Kingdom of Cambodia for the year 2006, EAC, 2007 年 6 月)、使用した為替レート; 1 パーツ = 0.0284 ドル、2006 年 12 月 15 日時点

⁸ 出典: Report on Power Sector of the Kingdom of Cambodia for the year 2006, EAC, June 2007



出典：調査団

図 7.2.2 優先水力プロジェクトの FIRR, kW あたり建設単価, 年間発電量の関係

表 7.2.2 優先水力プロジェクトの財務分析結果

No.	プロジェクト名	年間発電量 (GWh)	プラント・ファクター (%)	総事業費 (\$ 1,000)	建設単価 (\$/kW)	発電単価 (セント/kWh)*	FIRR (%)
7&8	Lower Sre Pok II + Lower Se San II	1,725	46.9%	623,068	1,348.1	4.76	16.50%
12	Prek Liang I	348	39.7%	162,445	1,605.3	6.13	13.10%
14	Prek Liang II	198	41.9%	70,158	1,283.6	4.64	16.83%
16	Middle St. Russey Chrum	96	39.1%	85,231	2,991.8	11.52	6.42%
20	Stung Metoek II	86	39.3%	70,985	2,463.1	10.77	7.01%
21	Stung Metoek III	90	39.5%	71,757	2,721.3	10.41	7.34%
23	Upper St. Russey Chrum	98	40.0%	5,953	4,365.6	16.41	3.5%
29	Bokor Plateau	78.2	40.0%	55,169	2,432.3	9.19	8.56%

出典：調査団

注：発電単価は割引率を 10%と設定して算定

第 8 章 優先 10 計画の環境社会配慮

8.1 社会環境配慮

8.1.1 計画地域内および周辺住民への聞き取り調査

(1) 調査の目的

調査団は、農村開発データベースなどの既存情報を利用して 29 計画サイトの社会・経済状況の概要を調査・分析した。第 5 章においては、技術面・環境面・経済面などのマルチ・クライテリアの評価を経て、優先 10 計画サイトを選択し、世帯調査に同候補地の社会・経済状況を比較検討することになった。各候補地の近代化に対する意識や、電気に関する要望などの傾向を掴むことによって、既存情報のレビューで選定した 10 計画の優先順位付けに役立てることを目的にしている。

なお、本社会経済調査は、10 計画サイトの流域住民の生活実態を比較することを目的にしているため、移転補償等を検討するための全数調査ではなく、傾向を見るためのサンプル調査である。

(2) 調査方法

聞き取り調査は優先 10 計画として選定した水力開発計画地域内およびその周辺住民に対して実施した。対象村落は以下の基準で選定した。

10 計画サイトは合計 6 つの流域内に位置しているため、聞き取り調査の対象村落もその各流域から選ぶ。

- #12-14 Prek Liang I, IA と II 計画は同じ流域内にあり、計画地点から上流には集落が存在しないため、最下流の計画である Prek Liang IA 発電所地点よりさらに下流に位置する村落を対象とした。(3 計画に対し 100 標本)
- #16 Middle St. Russey Chrum 計画と #23 Upper St. Russey Chrum 計画は同じ流域にあり、これら計画の下流で影響を受ける村落は共通している。Se San 流域の移転村落は Srae Kor Commune(100 標本)、Sre Pok 流域移転村落は Kbal Romeas Commune(100 標本)。Hot Pak Commune は#7&8 LL2 の上流、Ta Lat Commune と Phluk Commune は下流に当たるが、統計処理では周辺村落として同じ属性で分析(100 標本)。
- #20 St. Metoek II 計画 と #21 St. Metoek III 計画は同じ流域にある。(2 計画に対し 100 標本)

標本数は流域毎に 100 標本を基準とする。

ただし、#7&8 Lower Sre Pok II+Lower Se San II の統合計画はふたつの河川に跨り、想定される貯水池規模が他の 9 計画よりもかなり大きいことから、300 標本を追加して計 300 標本とする。

上記の結果、総標本数は合計 800 とした。

(3) 調査対象地域

聞き取り調査対象地域を図 8.1.1 の地図に示す。調査対象村落の名前を表 8.1.1 に示す。ほとんどの水力開発計画サイトは奥深い山間地に位置し、そのうち 2 計画のみが計画貯水池地域内に村落がある。計画貯水池地域内に村落がある 2 計画に関しては、一部で住民移転が必要となる。その他の 8 計画は想定される貯水池内に居住村落は確認されていない。これら 8 計画では、下流の最も近い村落を聞き取り対象としたが、計画によっては 50 km 以上下流の村落から調査標本をとっている。

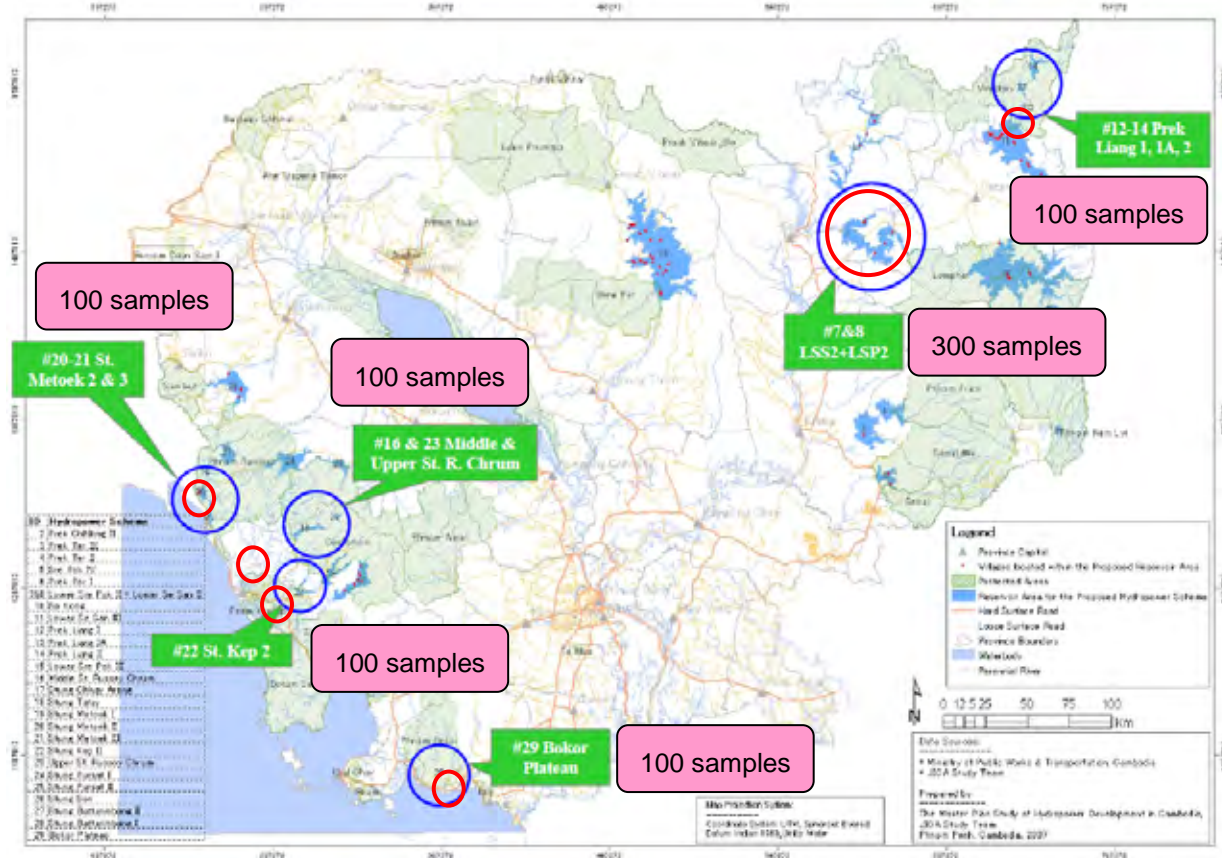


図 8.1.1 聞き取り調査の対象地域

表 8.1.1 調査対象村落と世帯数・人口

No	Project Name	Province	District	Commune	Village	Families	Population	Sample		
12	Prek Liang I	Ratanak Kiri	Ta Veaing	Taveaeng Leu	Bangkhet	56	264	100		
13	Prek Liang IA	Kiri	Ta Veaing	Taveaeng Leu	Ta Bouk	88	424			
14	Prek Liang II				Ta Veaing	123	904			
7&8	Lower Sre Pok II+Lower Se sanII (LL2)	Ratanak Kiri	Veun Sai	Hot Pak	Hot Pak	149	867	50		
		Stung Treng	Se San	Kbal Romeas	Veun Hay	59	335			
					Srae Kor	Kbal Romeas	97	432	100	
		Krabei Chrum	146	696						
		Srae Sranok	91	426						
		Phum Muoy	156	658	100					
			Phum Pir	134		602				
		Ta Lat	Rumpoat	39	188	50				
			Ta Lat	59	311					
			Phluk	52	173					
29	Bokor Plateau	Kampot	Kampot	Kaoh Touch	Phluk	173	749			
					Kandal	139	721	100		
					Preaek Ampil	232	1541			
22	Stung Kep II (New Tatay)	Koh Kong	Kaoh Kong	Ta Tai Kraom	Preaek Chek	100	493			
					Anlong Vak	134	590	100		
16	Middle St. Russey Chrum	Koh Kong	Mondol Seima	Bak Khlang	Kaoh Andaet	73	346			
					Smach Mean Chay	Dang Tong	Phum Pao	88	389	100
23	Upper St. Russey Chrum	Koh Kong	Mondol Seima	Bak Khlang	Phum Ti Buon	1450	6949			
					Phum Ti Pir	452	2134			
20	St. Metoek II	Pursat	Veal Veaing	Thma Da	Aekakpheap	50	239	100		
					21	St. Metoek III	Kandal		77	322
							Sangkom Thmei		41	174
								800		

調査団：出典

調査団は、調査票を利用した世帯に対する聞き取り調査と平行して、当該地の社会経済状況や歴史などのバックグラウンドを理解するため、村落関係者に対するキーインフォーマント・インタビューを行った。住民と自然環境に関する課題についても調査を行った。

8.1.2 聞き取り調査結果の分析

(1) 回答者のバックグラウンド情報

文化、経済、自然などの様々な視点で、調査対象村落の特色を分析した。まずはじめに、調査対象地域の住民の特色を掴むために、バックグラウンド情報を比較検討した。

世帯主

表 8.1.2 に、世帯主の性別と年齢を計画ごとに示す。カンボジアの場合、他のアジア諸国と同様年長者の男性が世帯主になるのが一般的である。夫が死亡した時は未亡人が世帯主となる。離婚するとほとんどの場合女性が子供を引き取っている。

表 8.1.2 世帯主の性別・年齢

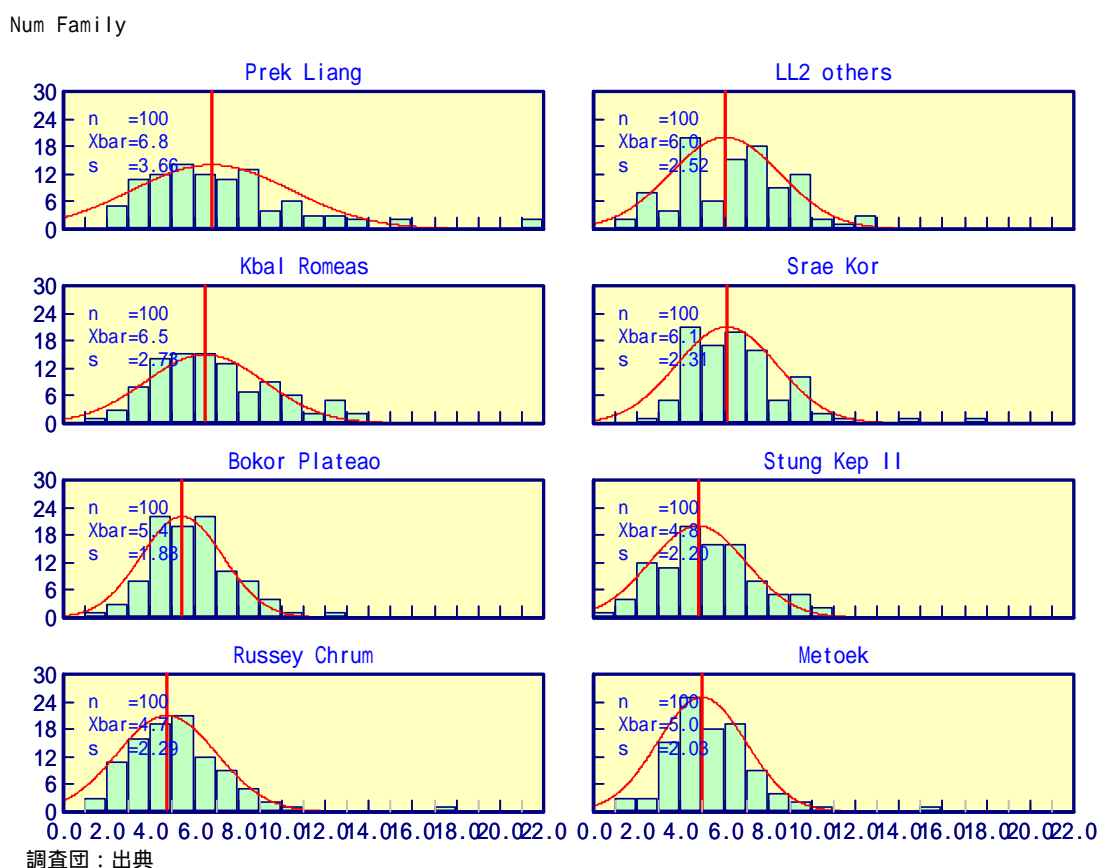
計画名	世帯主の性別			世帯主の年齢		
	男性	女性	合計	男性	女性	平均
Prek Liang	95	5	100	44.3	46.0	44.4
LL2 others	79	21	100	45.5	48.1	46.0
Kbal Romeas	83	17	100	44.2	51.8	45.5
Srae Kor	88	12	100	43.9	44.2	43.9
Bokor Plateau	84	16	100	44.2	52.8	45.6
Stung Kep II (New Tatay)	76	24	100	46.3	48.5	46.8
Russey Chrum	82	18	100	42.9	46.1	43.5
MetoeK	89	11	100	42.1	42.1	42.1
Overall	676	124	800	44.1	48.0	44.7

調査団：出典

世帯人口

2004 年のカンボジア統計によると一世帯の人数は 5.1 人である。農村地域の世帯規模の方が都市の世帯規模よりも大きい傾向がある。本聞き取り調査でも同様の特色が観られた。北東地域の調査対象村落は南西地域の対象村落に比べて非常に遠隔地に位置し、世帯規模が大きい。

図 8.1.2 には世帯人口を頻度ヒストグラムで示す。



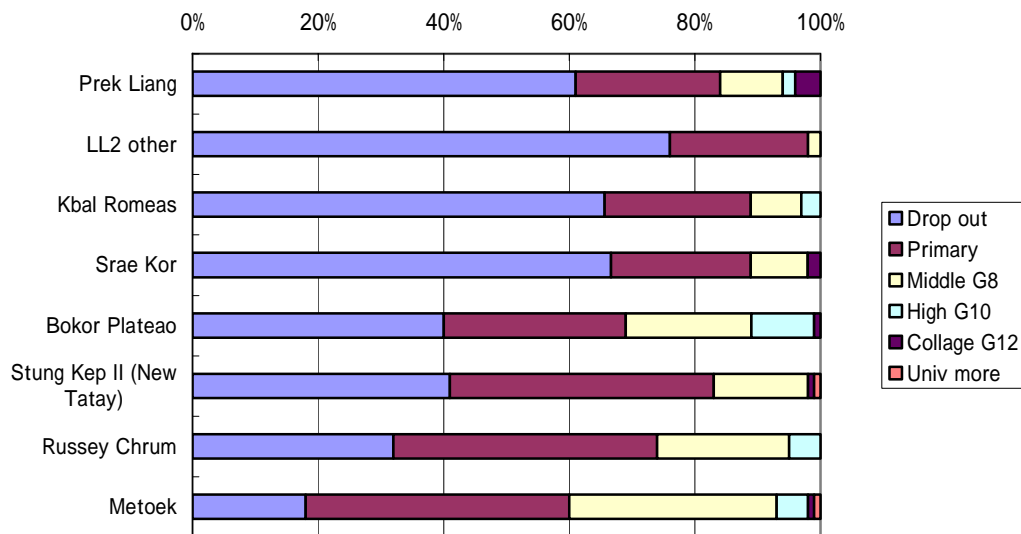
調査団：出典

図 8.1.2 世帯規模

教育レベル

図 8.1.3 に世帯主の教育レベルを示す。北東地域にある対象村落の教育レベルは南西地域のそれよりも低い。北東地域の低い教育レベルは、地理的に隔離された地域であるという理由だけでなく、民

族性にも関係している。Ratanak Kiri 州の住民のほとんどがラオ族であり、他にも様々な山岳少数民族が居住している。彼らはカンボジア語を話さず、教育機会が少ない。



出典：調査団

図 8.1.3 世帯主の教育的背景

宗教

カンボジア人の 95%が 仏教徒で、その他イスラム教、精霊宗教などがある。本世帯調査の回答者にも彼らの生活文化を理解するために宗教的背景を質問した。表 8.1.3 に回答者の宗教を示す。

カンボジアのイスラム教徒は川沿いに暮らしていると言われている。本世帯調査でも Russey Chrum 川沿いにイスラム教徒の居住区があることが確認された。イスラム教徒 30 世帯のうち 18 世帯が、主とする収入源として漁業をあげた。

第 4 章、表 4.6.3 少数民族の人口で示したように、Ratanak Kiri 州の 79.5%が少数民族とみなされている。ある少数民族は精霊宗教やシャーマニズムを信仰しており、彼らの伝統を守ってきた。Ratanak Kiri 州の Prek Liang 計画の下流に住む人々のほとんどは表 8.1.3 に示すように精霊宗教を信仰している。

表 8.1.3 回答者の宗教的背景

計画名	仏教	キリスト教	イスラム教	精霊宗教	無宗教	合計
Prek Liang	31	4		65		100
LL2 others	91			7	2	100
Kbal Romeas	91			9		100
Srae Kor	98	1			1	100
Bokor Plateau	99			1		100
Stung Kep II (New Tatay)	100					100
Russey Chrum	70		30			100
Metoek	100					100
合計	680	5	30	82	3	800

出典：調査団

(2) 経済活動および生活水準

主な職業

表 8.1.4 に回答世帯の主な職業を示す。調査票ではひとつの主な職業を尋ねているが、回答者の希望に応じて調査員は複数回答を認めた。その結果、職業別の世帯主の合計数は標本数より多くなった。同表から、以下のような特色を概観できる。

- 800 サンプルの内 530 回答者は自作農であり、特に、Prek Liang, LL2、Kbal Romeas、Srae Kor の回答者の 90%に上る。
- 800 回答のうち 249 回答者が漁業に従事しており、二番目に重要な経済活動である。
- 狩猟は Prek Liang 計画と LL2 計画地域で現在も行われている。
- 北東地域の回答者は様々な経済活動を行っている。彼らは単一的なシステムによって生計を立てていると言うより、循環型の生活形態を維持している。
- Russey Chrum 川の下流の調査対象地域は都市に近い景観を呈している。海に近いことから、農業よりも漁業従事者が多い。
- Bokor Plateau や Stung Russey Chrum では職業を「その他」と答えているが、都市部に近いいためその内訳は会社員が多い。一方、Metoek の「その他」はほとんどが森林伐採と木材加工を示している

表 8.1.4 世帯主の主な職業

	Owner cultivator	Fam labor	Breeder	Fisher man	Hunte r	Self-employed	Company executives/ Investor	Govt employee/ teacher	Not working/ Retired	Others (staff, log, etc.)	Total
Prek Liang	91	0	0	37	8	6	1	25	2	10	180
LL2 others	94	0	4	45	10	4	0	3	4	27	191
Kbal Romeas	99	1	12	55	5	3	0	7	4	9	195
Srae Kor	98	0	0	1	0	1	0	0	0	0	100
Bokor Plateau	52	2	0	36	0	15	1	8	0	30	144
Stung Kep II (New Tatay)	43	1	0	18	0	7	1	5	0	31	106
Russey Chrum	6	2	0	54	0	4	2	10	0	22	100
Metoek	47	3	0	3	0	3	0	13	1	34	104
Total	530	9	16	249	23	43	5	71	11	163	1120

調査団：出典

注) 複数回答を認めたため、合計数は総サンプル数を超える

支出および収入

支出・収入に関する項目に対し、786 の回答が得られた。表 8.1.5 に示すように、調査対象世帯の一人当たり年間支出は\$270.86 で、同収入は\$306.43 である。

表 8.1.5 支出および収入(/世帯、/人)

	年間・世帯 (\$)		年間・一人当たり (\$)	
	支出	収入	支出	収入
Prek Liang	593	714	110	136
LL2 others	942	1,210	168	199
Kbal Romeas	1,047	1,191	206	229
Srae Kor	1,736	1,834	326	339
Bokor Plateau	1,291	1,907	252	375
Stung Kep II (New Tatay)	1,084	1,295	270	322
Russey Chrum	1,744	1,723	433	422
Metoeok	1,639	1,760	398	425
Overall average	1,260	1,457	271	306

調査団：出典

各調査対象地域を比較してみると、次のような特色がみられた。

- 北東地域の調査対象地域の収入レベルは南西地域の調査対象地域よりも低い
- 北東地域の4つの調査対象村落の中では Srae Kor が最も収入が高かった。これは、同村ではアクセス道路が改善され、経済活動が活発化しているためと考えられる。
- Metoeok 川沿いの Thma Da コミューンは遠隔地であるにもかかわらず、8つの調査対象村落の中で最も収入が高かった。近年になり、森林伐採や開拓地の売却によって現金収入が入り、また2007年4月に開設されたタイ国境ゲートも住民に便益をもたらしている。
- Russey Chrum 川下流の Dang Tong コミューンは、Sihanoukville からタイ国境へ抜ける道路の舗装工事が進み、人々は借金をしながらもバイクなどに投資する傾向がある。
- 支出・収入の両方に答えた786有効回答者のうち247回答者が収入より支出が多い状況にあった。対処策については本年黒字者も含め275名が回答した。表8.1.6に、「支出が収入より多い場合はどうしてなのか、どうやって対応しているのかお答え下さい」、という質問に対する回答をまとめて示す。赤字分は主に借金や離れて暮らす家族からの送金で補っている。
- 北東部の少数民族は現在も伝統的生活を続けているが、現金収入なしで生活することは出来なくなっている。20%以上の回答者が他者から現金を借りていると答えた。

表 8.1.6 家計赤字の対処策

	1. NA	2. 負債	3. 送金	4. 貯蓄	5. その他	2&3	2&4	2&5	3&4	3&5	合計
Prek Liang	58	21	13		5	1		1		1	100
LL2 others	64	23	7	1	3			2			100
Kbal Romeas	59	23	7		11						100
Srae Kor	62	16	5		17						100
Bokor Plateau	70	9	5	1	4	2	1	6	1	1	100
Stung Kep II (New Tatay)	73	11	5		8						97
Russey Chrum	63	19	6		11						99
Metoek	62	5		1	20			2			90
Total	511	127	48	3	79	3	1	11	1	2	786

- 1. Not applicable (Income is more than expenditure)
- 2. Debt
- 3. Remittance from families
- 4. Withdraw money from saving accounts
- 5. Other reasons (specify _____)

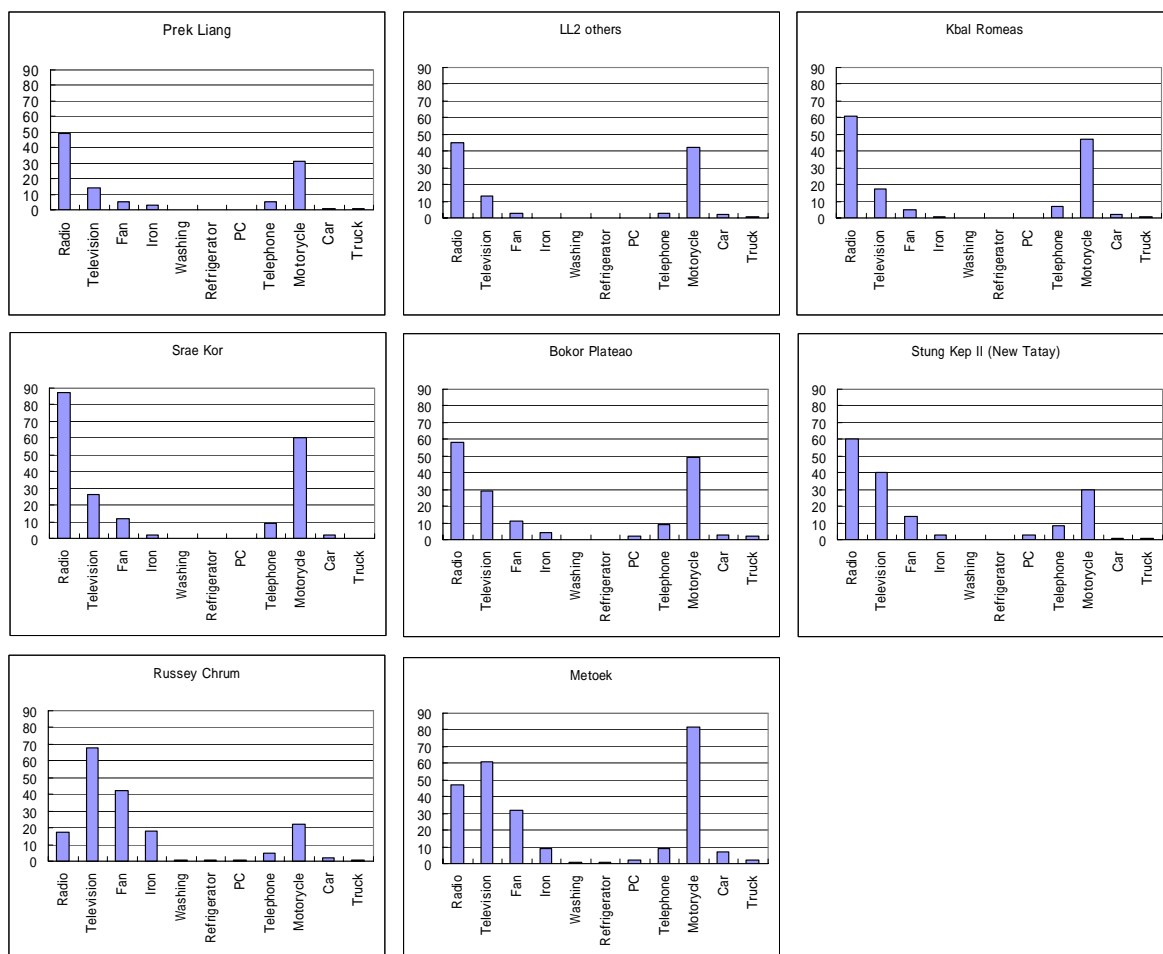
調査団：出典

資産

近代化の程度と人々の生活の余裕を概観するために代表的な財産について確認した。図 8.1.4 はヒアリング調査のために選定した家庭用品を持っている世帯数の頻度を示している。それぞれの対象地における特徴は以下の通りである。

- ほとんどの回答者は情報へのアクセスの重要なツールとしてラジオを持っている。
- TV を持っている世帯数はまだ少ないが、Russey Chrum と Metoek については既に 50% を越える世帯が自宅で TV 番組を視聴している。Metoek ではタイの TV 番組を見ている。
- ほとんどの調査対象村落は携帯電話のサービス地域外である。携帯電話を持っていると答えた回答者は、電波の届く近隣の町に出たときに携帯電話を使用するとのことであった。

- バイクの普及率は事前予想よりも高く、特に Metoek の普及率が高い。一週間に一度だけ開くタイ国境ゲートが、村人のバイク購入意欲をかき立てたと考えられる。バイク購入は、活発になった国境貿易のための投資である。



調査団：出典

図 8.1.4 村落毎の資産所有状況

(3) 電化

照明コスト

ほとんどの調査対象村落は EDC の配電網に未だ接続できていないため、ケロシンランプ、ロウソク、バッテリーまたは小型発電機による分散型電源により照明を確保している。農村地域の照明コストは、配電網が整備されている都市部の照明コストよりも単価が高いと言われている。本世帯調査の結果を表 8.1.7 に示す。

平均照明コストは、無料と答えた 132 世帯を含めて計算した。表 8.1.8 に示すように、標準偏差は非常に大きい。その平均は、大きな外れ値からも影響を受けている。つまり、平均\$5.00 ではあるが、67.8% の回答者の照明コストは\$5.00/月以内である。

表 8.1.7 照明コスト (/月/世帯)

	標本	最小 (\$)	最大 (\$)	平均 (\$)	標準偏差
Prek Liang	99	0	25	1.8	3.07
LL2 others	99	0	58	4.5	8.08
Kbal Romeas	100	0	40	5.1	6.20
Srae Kor	100	0	79	7.0	11.27
Bokor Plateau	100	0	46	4.1	5.49
Stung Kep II (New Tatay)	100	0	82	7.5	11.11
Russey Chrum	100	0	17	2.3	3.29
Metoek	98	0	45	7.5	7.97
Overall	796	0	82	5.0	7.90

* \$0 を含む
 * \$100/月を越えた4標本は外れ値として除外
 * 図内の赤線は累積頻度曲線および理論正規分布曲線
 調査団：出典

電気料金

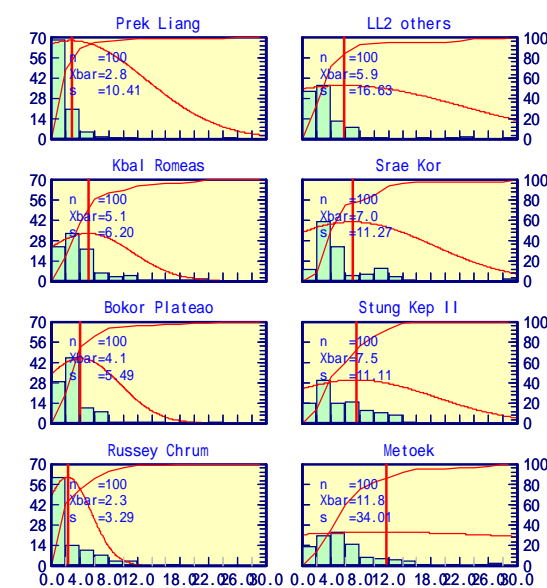
電気料金を支払っている世帯は 261 世帯であった。世帯当たりの月平均電気料金は\$21.93 である。ある世帯は家庭用の電気だけでなく、ビジネス使用のために自家用発電機を運転しており、そのため平均が高めに出ている。自家用発電機の料金とはガソリン代のことである。参考情報として、以下のことがわかった。

表 8.1.8 電気料金 (\$/月/世帯)

	標本	最小 (\$)	最大 (\$)	平均 (\$)	標準偏差
Prek Liang	4	3	53	16.9	23.88
LL2 others	5	2	150	32.5	65.71
Kbal Romeas	7	1	30	5.1	10.98
Srae Kor	20	1	30	3.0	7.11
Bokor Plateau	24	1	166	21.6	39.99
Stung Kep II (New Tatay)	49	2	75	13.9	19.76
Russey Chrum	82	1	34	6.0	4.78
Metoek	70	1	113	15.3	23.07
Overall	261	1	166	11.8	21.93

* \$0 は除外
 調査団：出典

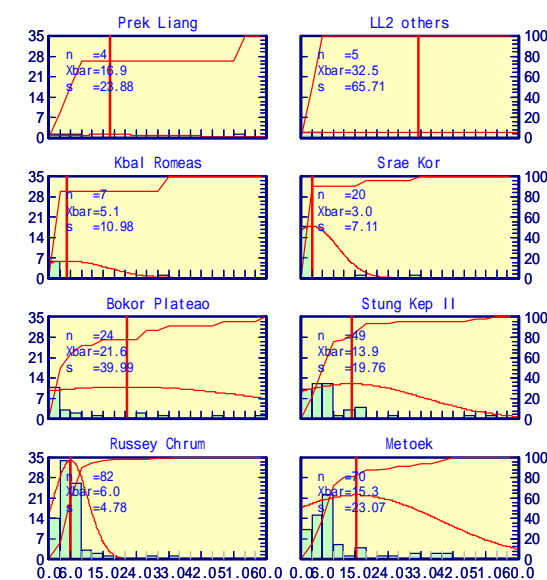
Light Cost



出典：調査団

図 8.1.5 照明コスト (/月/世帯)

Electric_cost



調査団：出典

図 8.1.6 電気料金

- Prek Liang 下流の調査対象地域は未電化である。僅かにレストランや事務所が電気を使っている。
- Russey Chrum 川下流域の調査対象村落は民間の配電会社から電気を購入している。そのため、テレビの普及率は 68%、扇風機は 42%、アイロンは 18%と、電化製品の普及率が高い。
- Metoek 川沿いにある Thma Da コミューンの村人は主にエンジン発電機を使っている。ガソリン代が上昇したため、電気代が上っている。彼らは電気を照明のみに使っているのではなく、TV (普及率 61%)、扇風機 (32%)、アイロン (9%)など多様な電化製品に使っている。
- 電気の料金単価は村落間で異なり、配電線が届きにくい遠隔地農村では単価が高く不利である。
- #7&8 Lower Se San II + Lower Sre Pok II 計画地域にある Kbal Romeas コミューンと Srae Kor コミューンでは、民間企業が経済的土地利用権を得て例外的に配電事業を行っており、住民は無料の配電サービスを受けていた。

表 8.1.9 はどのようなタイプの照明電源が普及しているかを分析したものである。バッテリー照明の利用世帯と、自家用発電機や民間電気事業者から配電を受けている世帯に分けて、世帯数と平均支払額/月をクロス集計表で示している。299 世帯がバッテリー照明もその他電源も利用していないと答えている。バッテリー照明の利用者の平均支払額/月は\$5.63、配電線の利用者は\$9.02 と概算できる。併用している世帯も 117 世帯あり、その支払額/月は\$12.32 である。

表 8.1.9 配電線による電化とバッテリー照明の利用状況

		配電線による未電化・既電化世帯数 ()内は平均支払額(\$/月)*		
		未電化	既電化	合計
バッテリー 未利用・利用 世帯数	未利用	299 (0.00)	194 (7.04)	493 (2.77)
	利用	190 (1.51)	117 (12.32)	307 (5.63)
	合計	489 (0.59)	311 (9.02)	800 (3.87)

調査団：出典

*平均額は支払い額ゼロの世帯(\$ 0.00)も含んで計算

表 8.1.10 は、調査地域の電化世帯数である。Prek Liang の電化が遅れており、その次に LL2 サイトの周辺村落が続く。Srea Kor では、民間企業によるジェネレータおよび配線が 2007 年に提供され、調査時には村全体が 1 年間の無料サービスを受けていた。Kbal Romeas の一部村落でも同様にジェネレータと配線が民間企業の手によって整備された。しかし、発電無料サービスは 1 年間で終了した。調査団は社会経済調査後に Srea Kor 村を再び訪れたが、燃料徴収についての村落の合意が得られず、2008 年 8 月現在発電機及び配電設備は放置されていた。

表 8.1.10 調査地域別の世帯電化状況

地域 / 計画名	未電化世帯	電化世帯数	合計
Prek Liang	85	15	100
LL2 others	67	33	100
Kbal Romeas	48	52	100
Srae Kor	8	92	100
Bokor Plateau	29	71	100
Stung Kep II (New Tatay)	26	74	100
Russey Chrum	12	88	100
Metoek	24	76	100
合計	299	501	800

調査団：出典

表 8.1.11 は、「もし電気供給サービスが有料であっても電気を使いたいですか?」、「もしイエスならば、どの程度の負担が出来ますか?」、という質問に対する回答である。84.4%の回答者、即ち 800 回答者のうち 675 回答者は有料であっても電気が欲しいと答えている。支払い意思額の総平均は月額\$3.73 であるが、地域ごとの平均はその村落の状況を反映してばらつきがある。Srae Kor のように無料の電気サービスを楽しんでいる地域では低い支払い意思額となり、一方、Metoek のように自家発電機に頼って現在非常に高い電気コストを支払っている地域では、統合された配電を望んでいる。

表 8.1.11 支払い意思額

	もし電気供給サービスが有料であっても電気を使いたいですか?		もしイエスならば、どの程度の負担が出来ますか?		
	必要ない	価格が適正なら イエス	必要ない	受入可能コスト (\$ / 月)	平均コスト (\$ / 月)
Prek Liang	10	90	0.00	2.52	2.52
LL2 others	38	62	0.00	1.91	1.91
Kbal Romeas	28	72	0.00	1.15	1.15
Srae Kor	35	65	0.00	1.30	1.30
Bokor Plateau	3	97	0.00	4.99	4.99
Stung Kep II (New Tatay)	6	94	3.75	5.44	5.42
Russey Chrum	3	97	1.25	4.55	4.51
Metoek	2	98	5.00	6.38	6.37
Total / average	125	675	3.33	3.73	3.73

調査団：出典

(4) 水および衛生

水利用

カンボジアは年間降雨量が 1000 mm から 4000 mm の熱帯雨林気候である。人々の生活を向上させるための水利用・水管理は効率的には行われていない。上水道施設は充分には整備されておらず、そのため特に地方の人々は川や池から直接水を汲んだり、雨水を溜めたりして利用している。国際支援団体が井戸を提供しているが、まれにヒ素が検出される場合がある。

本聞き取り調査の対象地域では、北東地域の回答者の多くが川の水を主な飲料水としているが、井戸も使っている。一方、南西地域の回答者は天水を集めて飲料水にしている。Russey Chrum 川下流の都市部に住む 47 世帯は水道を使い、Metoek 川沿いの Thma Da コミュニの 67 回答者は水路や沢から水を運んでいると言う。

表 8.1.12 飲料水

	水道水			個人用井戸			公共井戸			水路や沢		
	無使用	サブ	メイン	無使用	サブ	メイン	無使用	サブ	メイン	無使用	サブ	メイン
Prek Liang	100	0	0	74	5	21	68	2	30	84	7	9
LL2 others	99	0	1	94	3	3	67	11	22	99	1	0
Kbal Romeas	98	0	2	98	0	2	47	13	40	100	0	0
Srae Kor	100	0	0	96	0	4	59	15	26	100	0	0
Bokor Plateau	88	0	12	34	3	63	77	1	22	100	0	0
Stung Kep II (New Tatay)	100	0	0	35	4	61	89	2	9	78	2	20
Russey Chrum	52	1	47	70	2	28	91	0	9	96	1	3
Metoeok	96	1	3	98	1	1	99	0	1	29	4	67
Overall	733	2	65	599	18	183	597	44	159	686	15	99
Overall (%)	91.6%	0.3%	8.1%	74.9%	2.3%	22.9%	74.6%	5.5%	19.9%	85.8%	1.9%	12.4%

	地主の井戸			川や池			天水			ボトル水		
	無使用	サブ	メイン	無使用	サブ	メイン	無使用	サブ	メイン	無使用	サブ	メイン
Prek Liang	95	2	3	28	19	53	10	86	4	97	2	1
LL2 others	100	0	0	4	8	88	5	91	4	100	0	0
Kbal Romeas	99	0	1	2	6	92	8	91	1	100	0	0
Srae Kor	98	0	2	1	6	93	4	85	11	99	1	0
Bokor Plateau	98	0	2	98	2	0	17	80	3	100	0	0
Stung Kep II (New Tatay)	91	1	8	79	9	12	7	6	87	87	7	6
Russey Chrum	91	1	8	95	2	3	11	6	83	75	3	22
Metoeok	100	0	0	75	4	21	11	28	61	81	2	17
Overall	772	4	24	382	56	362	73	473	254	739	15	46
Overall (%)	96.5%	0.5%	3.0%	47.8%	7.0%	45.3%	9.1%	59.1%	31.8%	92.4%	1.9%	5.8%

調査団：出典

水管理の費用

北東地域の回答者は飲料水を購入することはないと答えている。一方、南西地域の回答者の多くは飲料水を得るために費用がかかっているという。飲料水を購入しているのは 800 世帯の内 208 世帯であり、月額コストは平均 36,012 Riel (\$9.00)である。

灌漑システムは本件の調査対象地域ではほとんど普及していないため、灌漑維持のための費用は払っていない。灌漑システムの水管理に費用が掛かっていると答えたのは 60 世帯で、その月額費用は平均 39,845 Riel (\$9.96) である。

表 8.1.13 水管理費用

	飲料水		灌漑用水	
	支払っている世帯数	コスト(Riel / 月)	支払っている世帯数	コスト(Riel / 月)
Prek Liang	6	31,417	0	-
LL2 others	1	54,000	0	-
Kbal Romeas	4	13,375	1	5,800
Srae Kor	1	10,000	0	-
Bokor Plateau	15	50,583	11	17,582
Stung Kep II (New Tatay)	25	46,180	3	115,000
Russey Chrum	73	19,730	3	28,335
Metoeck	83	46,157	42	41,940
Overall	208	36,012	60	39,845

出典: 調査団

トイレ

図 8.1.7 にトイレのタイプを示す。68.3%が自宅にトイレはないと答えている。しかし、その中には川沿いの場所を指定して小屋を建てているケースもあり、必ずしも藪や野放図に用を足しているわけではないとのことであった。

Code1	Pit latrine	Flush toilet	No toilet	Total
Prek Liang	22	1	77	100
LL2 others	1	1	98	100
Kbal Romeas	5	12	83	100
Srae Kor	37	19	44	100
Bokor Plateau	6	64	30	100
Stung Kep II (New Tatay)	10	9	81	100
Russey Chrum	3	27	70	100
Metoeck	13	24	63	100
Overall	97	157	546	800
Overall(%)	12.1	19.6	68.3	100

調査団: 出典

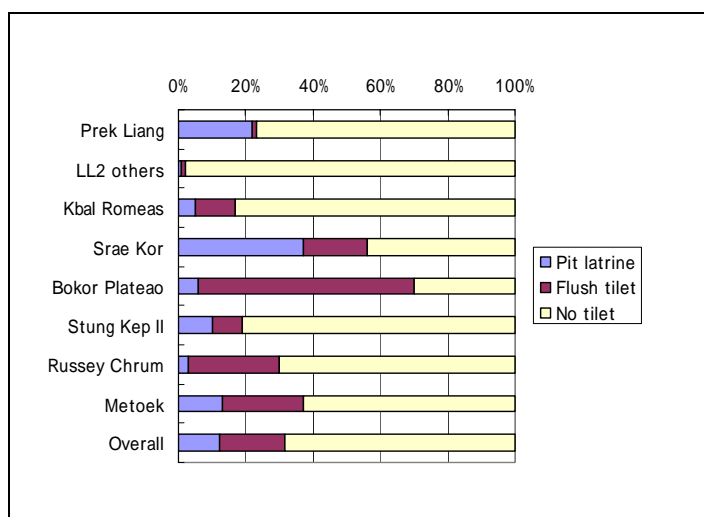
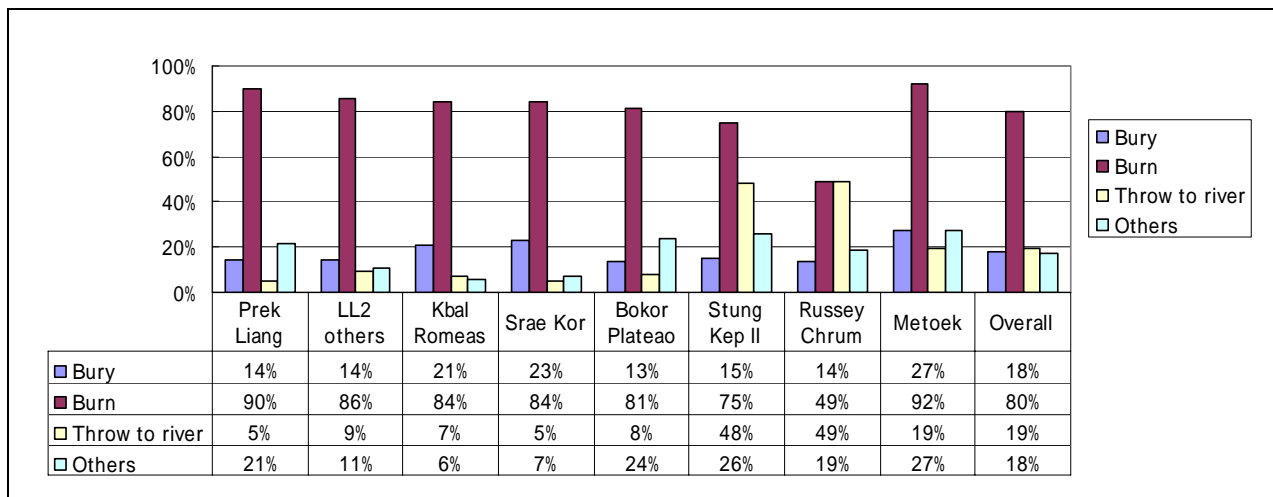


図 8.1.7 トイレの種類

ゴミ処理

ほとんどの回答者は家の側でゴミを燃やしていると答えている。64.25%が小枝、籾殻、野菜の茎などを調理用燃料に使っているとのことなので、それも含まれた回答であろう。Stung Kep と Russey Chrum 流域の回答者は川に捨てるという。「その他」というのは、森やその他の家の近辺に捨てるというもので、まれに、農業用のコンポストを作ると答えた回答者もいた。また、家畜のえさにする場合もあった。



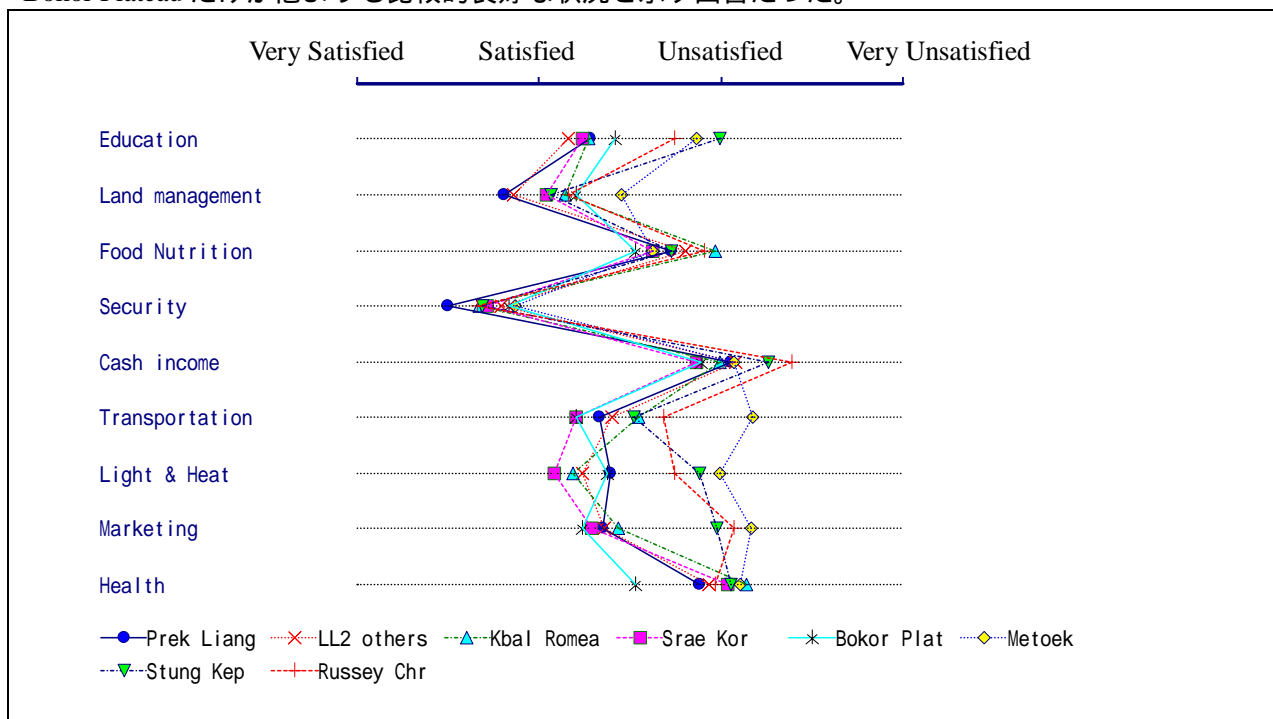
出典：調査団

図 8.1.8 ゴミ処理

(5) ライフスタイルに関する意識と考え方

満足度および不満度

図 8.1.9 に各種の生活に関する満足度を示す。安全に関する不満はどの調査対象地域でも見られなかったが、一方で、現金収入に関しては満足度が低いことがわかった。医療も大きな懸案事項であり、Bokor Plateau だけが他よりも比較的良好な状況を示す回答だった。



出典：調査団

図 8.1.9 生活に関する満足度

憂慮している問題点

表 8.1.14 はどんな問題点を憂慮しているかを調べたものである。回答は 1 (特に問題なし) から 5 (極めて困難) までの段階で困難度をレイティング評価した。

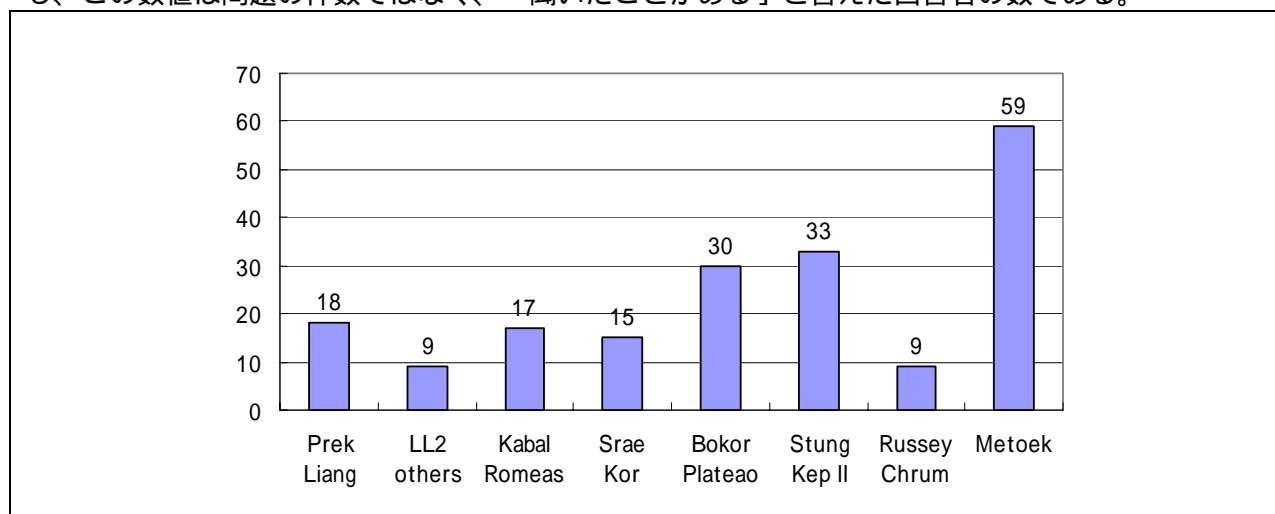
表 8.1.14 直面している問題点 (平均スコア)

	Prek Liang	LL2 others	Kbal Romeas	Srae Kor	Bokor Plateau	Stung Kep II (New Tatay)	Russey Chrum	Metoek	Overall
教育機会の不足	2.23	2.06	2.40	2.32	2.41	2.76	2.47	2.88	2.44
高い教育費	2.08	1.97	2.22	2.20	2.63	2.90	2.86	3.14	2.50
子供の低い勉強意欲	1.84	1.60	1.86	1.72	1.88	2.61	2.37	2.48	2.05
土地所有に関する問題	1.41	1.32	1.91	1.88	1.63	1.98	1.76	2.28	1.77
土地登記	1.53	1.55	2.07	2.11	1.77	1.94	1.66	2.15	1.85
生産性の低い土地	3.00	2.53	3.00	2.28	2.40	2.86	2.38	2.48	2.62
不十分な灌漑設備	2.05	2.00	2.28	2.21	2.09	2.79	2.18	2.65	2.28
労働力不足	2.40	2.16	2.22	2.11	2.15	3.09	2.74	2.95	2.48
仕事機会の不足	1.64	1.54	1.48	1.62	1.78	2.87	2.86	2.77	2.07
電気へのアクセス困難	2.46	1.91	1.89	1.77	2.36	3.45	2.65	3.42	2.49
高い生活費	3.43	3.21	3.43	3.15	3.28	3.87	4.09	3.96	3.55
情報へのアクセス困難	2.17	1.80	1.76	1.78	1.95	2.68	2.11	2.98	2.15
安全問題	1.25	1.65	1.52	1.79	1.39	1.79	1.74	1.95	1.64
医療サービスへのアクセス困難	2.89	3.11	3.18	3.03	2.38	3.08	2.51	3.28	2.93
交通手段の不足	2.41	2.37	2.31	2.16	1.61	2.49	2.52	3.61	2.44
道路状況の不備	2.77	2.55	2.55	2.48	1.57	2.35	2.83	4.15	2.66
販売価格の低迷	2.77	2.32	2.52	2.41	2.71	3.10	3.26	3.11	2.78
出稼ぎによる家族断絶	1.51	1.33	1.47	1.45	1.46	1.33	1.21	1.44	1.40
地域での協働不足	1.36	1.34	1.38	1.50	1.17	1.73	1.58	1.59	1.46
マイクロクレジットの不足	1.31	1.23	1.21	1.34	1.29	1.65	1.73	1.83	1.45

調査団：出典

土地所有者との衝突

図 8.1.10 は、「土地所有の問題が近所で起ったのを耳にしたことがありますか」、という問いに対する回答である。Metoek 計画サイトの 59 人の回答者は「イエス」と答えている。この Thma Da コミュニティにはまだ法的な土地登記システムが導入されていない。しかし、タイ国境に近い土地で将来性があると見込んだ外部の土地投機家が購入を進め、土地価格が高騰し問題もおきている。ただし、この数値は問題の件数ではなく、「聞いたことがある」と答えた回答者の数である。



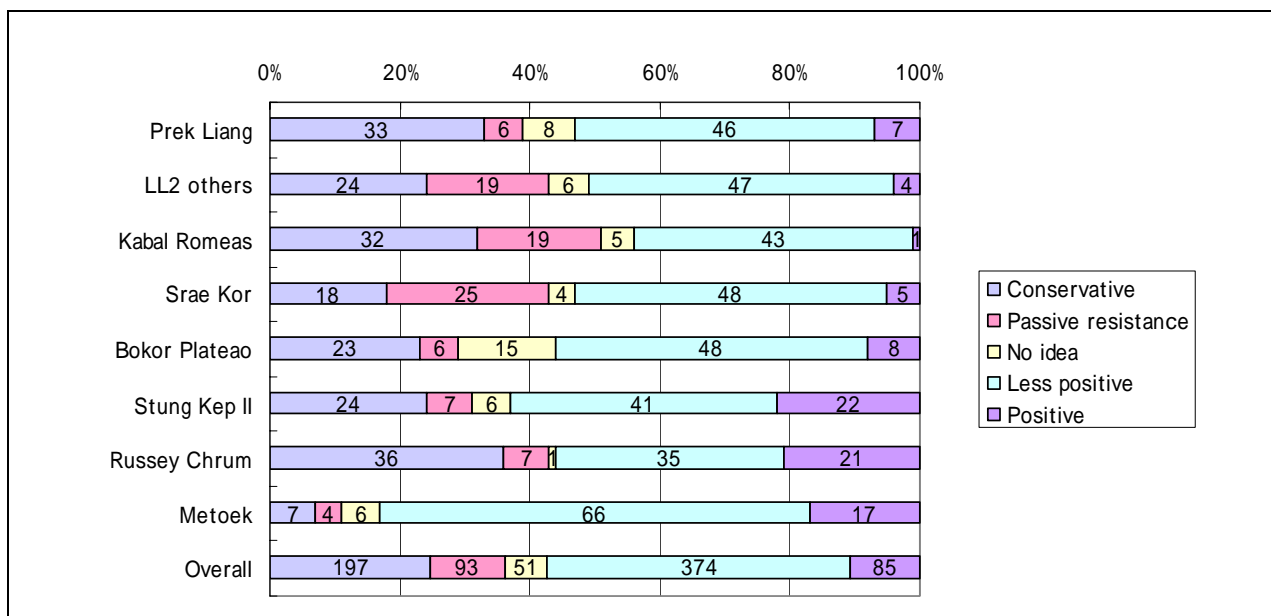
出典：調査団

図 8.1.10 土地所有の揉め事を聞いたことがあると答えた回答者数

近代化および開発に関する考え

開発に関する熟度をはかるために、近代化や開発に関する回答者の考えを聞くことは重要である。以下の回答例について、最も自分の考えに合っているものを選択してもらった。結果を図 8.1.11 に示す。

1. 伝統的な生活を強く維持する (保守派)
2. 伝統的生活が変化することを望まない (近代化に反対)
3. どちらでもいい、わからない
4. 伝統が変化することを受け入れる (近代化を受け入れる)
5. 近代化を望む (近代化積極派)



出典：調査団

図 8.1.11 近代化および開発に関する考え

(6) 水力およびダム建設

水力開発に関する考え

本聞き取り調査では、一般的な水力開発に関する考えを質問した。調査対象地域によって上流地域が計画サイトである場合と、ダム建設によって村の移転が必要になる場合があるが、まず一般論としての考えを尋ねた。表 8.1.15 にその回答を示す。

スコアの中間値 3 は賛成・反対が半々の場合を示す。LL2、Kbal Romeas、および Srae Kor ではスコアが 3 を下回り移転にネガティブであり、それ以外は 3 を上回りポジティブに受け止めていることが分かる。貯水池内に水没することが想定される Kbal Romeas と Srae Kor コミュニンの回答者が水力ダム計画に対して強く反対していることは明かである。彼らは家屋や水田の心配をしている。また、これらの村は 1920 年代から続いた古い歴史があり、老人達は特に村を離れがたく思っている。

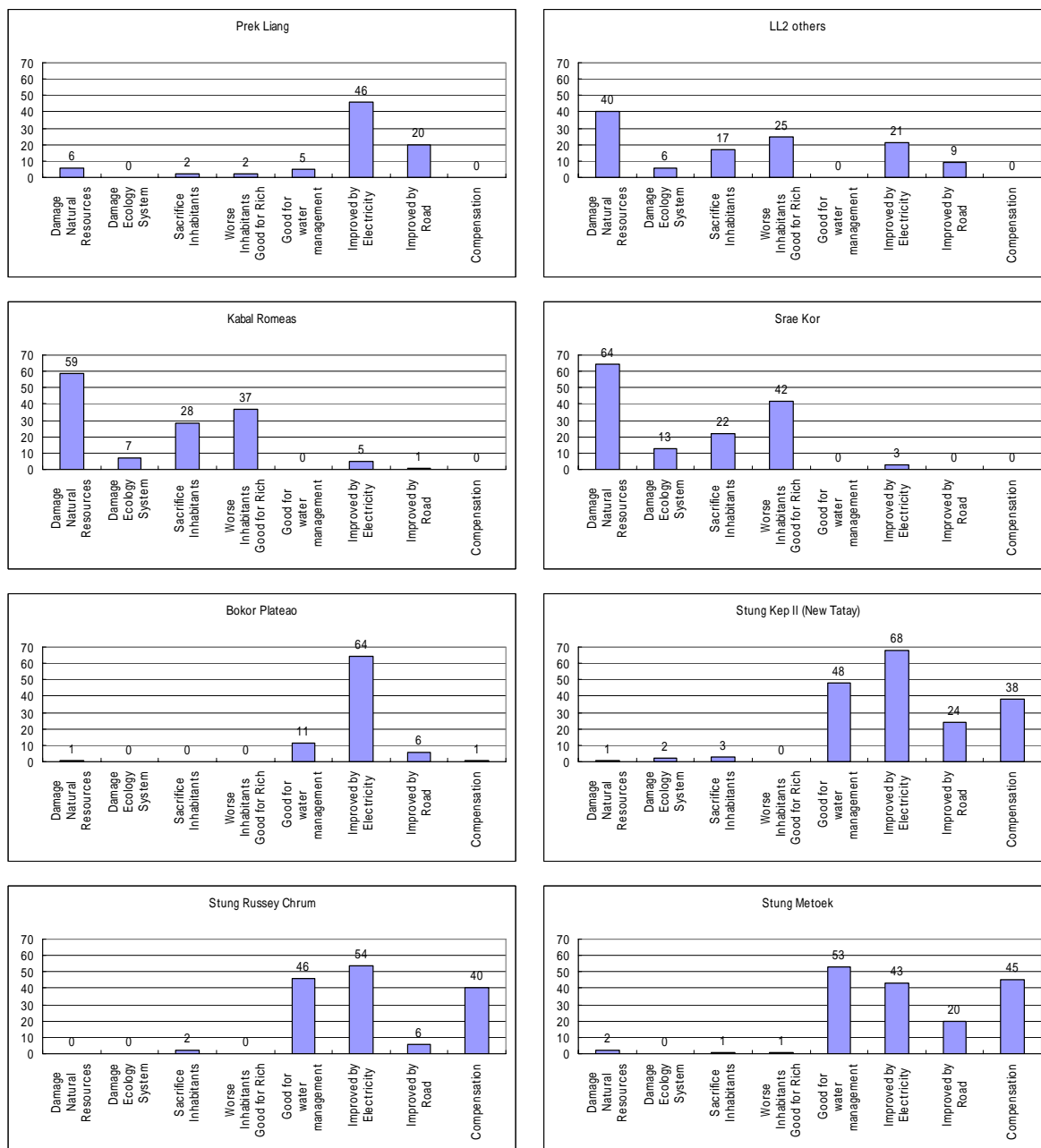
表 8.1.15 水力ダム開発

調査対象村落名	1	2	3	4	5	Average of score
	Strongly oppose	Not like	No idea	Passively accept	Positively accept	
Prek Liang	2	6	22	28	42	4.02
LL2 others	28	38	6	13	15	2.49
Kbal Romeas	53	39	1		6	1.66
Srae Kor	49	46	1	1	3	1.63
Bokor Plateau	1		18	31	50	4.29
Stung Kep II (New Tatay)	1	4	8	32	55	4.36
Russey Chrum	3		7	39	51	4.35
Metoek	1	2	4	47	46	4.35
Overall	138	135	67	191	268	3.40

調査団：出典

「自然資源へのダメージ」は、173 人が挙げた最も重要な反対理由である。二番目の反対理由は、「富めるものに良いが住民には悪い」、というもので、107 回答者に上った。特に、#7&8 Lower Sre Pok II + Lower Se San II 計画で発電される電気はベトナムへの輸出が中心であることから、住民はなぜカンボジア人のためだけでなくベトナム人のためなのかということに不満を持っている。

一方で、同様に計画規模によっては水没の可能性もある Metoek 計画サイトの住民はダム建設に非常に積極的である。村の歴史は短く、村人のほとんどはカンボジア各地から移動してきた。既に発展著しいタイと国境を接し、近代的な生活を目の当たりにしていることが刺激になっている。また、地雷があるため農地開拓には限界がある。このような背景から、村人は大規模な経済開発があれば近代生活に追いつけると期待している。水不足にも直面しているため、ダム建設による安定的な水管理についても期待がある。



出典： 調査団

図 8.1.12 水力開発のオプション

表 8.1.16 はダム建設に伴う移転について聞いた回答である。Kbal Romeas、Srae Kor と Metoek 以外の調査対象地域では移転問題は発生しないが、参考として質問した。移転対象とならない地域の住民は気楽な気持で「イエス」と答えているが、移転対象の村の住民は「ノー」と答えている。

特記すべきなのは、Metoek 計画サイトの住民である。彼らはダム計画についてネガティブな印象は持っていない。

表 8.1.16 移転についての考え

Code1	1 No	2 No, principle	3 No idea	4 Conditional Yes	5 Positively Yes	Average of score
Prek Liang	14	6	5	44	31	3.72
LL2 others	45	12	3	13	27	2.65
Kbal Romeas	37	30	2	13	18	2.45
Srae Kor	49	12	1	8	30	2.58
Bokor Plateau	1	6	8	57	28	4.05
Stung Kep II (New Tatay)	15	10	12	38	25	3.48
Russey Chrum	12	7	21	37	23	3.52
Metoeok	4	10	3	57	26	3.91
Overall	177	93	55	267	208	3.30

調査団：出典

8.1.3 ファインディングス

調査団はインタビュー形式の世帯調査を行うと同時に、対象村落のキーパーソンへのインタビューにより村落プロファイルを作成するとともに、現地踏査を行った。以上の定量的データ分析と定性的な情報を総合的に整理し、各計画地域のファインディングスを以下に取りまとめる。

(1) 貯水池に位置する調査対象地

#7&8 Lower Se San II + Lower Sre Pok II 統合計画

Sre Pok 川沿いの Kbal Romeas コミューンの Kbal Romeas 村、Krabei Chrum 村、Srae Srannok 村は#7&8 Lower Se San II + Lower Sre Pok II 統合計画の貯水池予定地域内に位置する。

Srae Kor コミューンの Phum Muoy 村と Phum Pir 村は Se San 川沿いにあり、これらの村落も Kbal Romeas コミューンの上記の村と同様に水没予定地域に位置する。

ふたつのコミュニティの特記すべきことは以下の通りである。

- ほとんどの住民はラオ族であり、ラオ語を話す
- 仏教徒である
- 文化、習慣、態度はクメール民族と似ている
- Kbal Romeas コミューンの Krabei Chrum と Srae Sranok 村の道路は雨季には水没する
- 生活は1日1ドル以下で質素
- コミュニティでの生活環境は豊かである
- 一部地域は民間企業からジェネレータと配電の寄付を受けた
- 燃料購入にコストが掛かるため、地域によっては発電設備を放置した
- 伝統的な生活にほぼ満足している
- 1920年代から続く長い村の歴史は住民の土地への愛着を生んでいる
- 水力開発に関する不明確な情報によって住民間に混乱がある
- ベトナムへの電力供給のために自分たちが犠牲になることを不快に思っている
- ほとんどすべての住民が移転に反対である

#20 Metoek II と #21 Metoek III

#20 Metoek II 計画は上流、#21 Metoek III 計画は下流に位置する。Thma Da コミューンの一部は#20 Metoek II の計画規模によっては貯水池内に位置する。特色を以下に示す。

- 最初の住民がこの地に辿り着いたのは 1979 年で、1998 年に村として正式に認められた
- ほとんどの住民が、カンボジア各地から集まった元ポルポト派支持者である
- 近年になって道路状況がかなり改善された
- タイ国境が開いてから村の生活が大きく変化した
- 土地投機によって土地の価格が急騰し、その結果森林伐採がブームになっている
- まとまった現金を得るために森林伐採が進み、そのため地雷事故が増えている
- 大多数の村人はすでに電気照明やテレビを利用している
- 多くの日用品はタイで購入している
- 水力開発のイメージはよく、電気を起こし、水管理もできると考えられている
- 必要ならば喜んで家を移動するという
- 400 人の兵士を抱える軍隊が国境沿いに駐屯している
- カンボジアの民間投資家がマレーシア企業と合弁を組み、道路や病院の建設を進めている

(2) 貯水池地域外の調査対象村落

#7&8 Lower Se San II + Lower Sre Pok II 計画の貯水池地域外の村落

Hot Pak コミューンは本計画の上流に位置する。EVN が実施している FS 計画案が明確になっていないため、Hot Pak コミューンが沈むかどうかまだわからない。一方 Ta Lat コミューンは Sre Pok 川の上流で、Phluk コミューンは発電所予定地の下流に位置する。

- これらのコミュニティは極めて遠隔の地にある
- ラオ族の伝統的な仏教徒である
- 森林における野生動物の狩猟が主な経済活動のひとつである
- 収入は低く、むしろ自給自足生活である
- 借金を負う住民が増えている
- ほとんどが未電化世帯であり、電気料金がかかるとしても電気が欲しいと思っている

#12-14 Prek Liang I、IA、II 計画（調査対象村落は発電所のさらに下流側）

Taveang Leu コミューンは#12 Prek Liang I 計画発電所地点から約 15km 下流に位置する。

- 精霊宗教を信仰する少数民族である
- 現金収入は調査対象村落の中で最も低い
- 自給自足生活である
- 住民の中には借金や域外からの送金に頼っている者もあり、現金のない生活はできなくなっている
- ほとんどが未電化世帯で、電気料金を支払ってでも電気が欲しいと考えている
- 移転しなくていいのであれば、ダム計画に関してポジティブな考えを持っている

#29 Bokor Plateau (調査対象村落は計画貯水池の下流、高原の南側に位置する)

Kandal 村、Preaek Ampil 村、Preaek Chek 村は Kaoh Touch コミューンに属している。本計画は優先

10 計画のうちで最もプノンペンに近い。

- プノンペンに近いというアクセス上の利便性がある
- 計画対象となる川の流れは、村から見ると山の反対斜面に向かっている
- 計画が実施されれば、川の水は村の方へ流れ込むようになる
- 村が海に面しているため、漁業に従事している住民が多い
- 大半の住民世帯が個別の井戸やトイレを整備している
- 国立公園に観光客が集まるようになり、住民も近代的な開発を受け入れている
- 住民はダム建設について知らされていないため、「わからない」という回答が多かったが、総じて水力開発についてはポジティブな反応である

#22 Stung Kep II (New Tatay) (調査対象村落は発電所のさらに下流側)

Ta Tai Kraom コミューンの Anlong Vak 村と Kaoh Andaet 村は Stung Kep 川の下流に位置する。

- 住民は農業、漁業に従事している
- 最近になって、道路が整備され状況が改善された
- 電気を含む照明コストは非常に高い
- 住民は妥当な価格の電気を望んでいる
- 大半の住民は個人の井戸で飲料水を得ている
- 水管理や発電のためのダム建設について住民は賛成している
- 魚類の生息場所として重要なマングローブが、貯水池による洪水調節の結果流況変化にさらされる可能性があることについて、住民はほとんど意識していない

#16 Middle St. Russey Chrum と #23 Upper St. Russey Chrum (調査対象村落は発電所のさらに下流側)

Kaoh Pao 村は Mondol Seima 郡の Bak Khlang コミューンに属しており、Phum Ti Buon 村と Phum Ti Pir 村は Smach Mean Chay 郡の Dang Tong コミューンに属している。

- Dang Tong コミューンは村落データベースでは都市部として分類されている
- Phum Ti Buon 村にはイスラム教徒の居住区がある
- 農業に従事している人はあまりいない
- 海が近いため漁業が盛んである
- ほとんどの世帯が電気を使っている
- TV の普及率が非常に高い
- 他の調査対象地域と比べて電力コストは妥当な水準にある
- ゴミ処理は川に捨てる人が多い
- 住民は水力開発に賛成である
- 住民は自然環境保護に対してあまり意識がない

8.2 自然環境配慮

水力マスタープランの候補計画の環境側面について、サンプル世帯を対象とした聞き取り調査、関連の地理空間データを用いた GIS 分析、の 2 種類のアプローチによって分析した。聞き取り調査アプローチでは、自然環境面に関する質問も行っており、その調査結果は 8.1 節で紹介されて

いる。本 8.2 節では、現地調査で入手した情報および既存資料・情報を加味して GIS による地理空間分析結果を提示する。

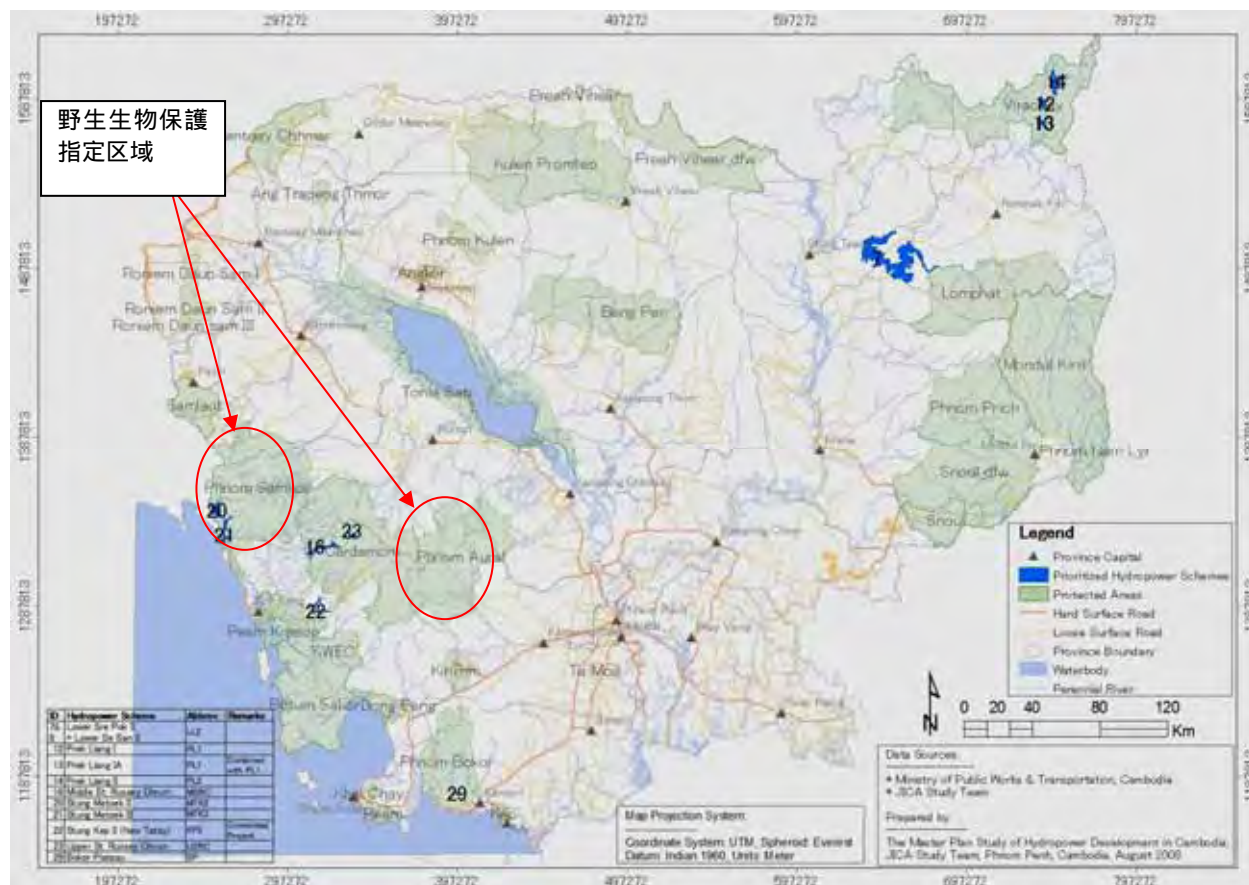
8.2.1 保護区

本調査で選定した優先水力計画は、1ヶ所を除いて全て、カンボジアの北東部および南西部に集中している。この両地域は、水力発電の必要条件である高い雨量と山岳地形を有する。これらの地域は山岳地形であることから、カンボジアの保護区の大半もこの両地域に集中している（図 8.2.1）。従って、水力資源開発と環境保護区の保全との間には対立が生じる。環境影響の分析と、実施可能な緩和策の検討を試みた。

(1) 現状

カンボジアには、33 種類の保護区が存在する（表 8.2.1）。その総面積は 46,560 km² で、これはカンボジア国土（181,035 km²）の約 25.72% に相当する。保護区が国土に占める割合が大きいことは、動植物の保護にとって望ましい状況であり、カンボジアの環境保全にとって非常に有益である。公式データによると、カンボジア国土の 53% が森林に分類¹されており、保護区の大半（Tonle Sap などの一部を除く）が森林地域に属している。これらを保護区に指定することは、自然環境の保全に大きな好影響を及ぼす。しかし、保護区を指定するには、煩雑な作業が必要となる。カンボジアでは政治の安定化後、最近では特に環境省（MOE）を通じて、国内外の連携による自然保護分野での努力がなされている。環境省によると、主な成果としては、ゾーン分けの概念の確立、および保護区の保護に関する法律が制定された。一定の進展はあるが、このような保全活動の継続的实施は容易ではない。

² <http://www.cambodia.gov.kh/unisql1/egov/english/home.view.html>



出典：調査団

図 8.2.1 保護区および優先水力計画サイトの分布

上記の保護区に適用される天然資源の保護・利用に関する法律が、2007 年 12 月に国会で可決された。環境省は、この法律の施行に必要な戦略およびその他施策を策定中である。この他に、最も手間のかかる作業の一つが保護区のゾーン分けである。環境省はすでに、4つのゾーンの定義を定め、一部地域では暫定的なゾーン分けを実施している。保護区内のゾーン区分として、以下の4種類が定められている。

- コアゾーン（厳重）

該当する保護区の健全性を保つために維持すべきコアゾーン
- 環境保全ゾーン

第2級保護ゾーン。既存の景観と土地被覆に何らかの変更を加える場合には、事前に適正な環境影響評価を実施する必要がある。
- 持続的利用（開発）ゾーン

開発利用することは許容されているが、既存の周辺環境にしかるべき配慮を払い、尊重する必要がある。このゾーンを CPA（Community Protected Area = コミュニティ保護区）とも称する。
- コミュニティゾーン

コミュニティおよび当該保護区にとって最も有益であるとの判断に基づいて、地域共同体が利用するゾーン

環境省によると、財政に制限があるため、保護区の全てのゾーン分けを実施するための明確な日程は定まっていないという。資金を提供するドナー機関および一部の国際 NGO の支援により、最近、ごく少数の保護区のゾーン分け調査が実施された。保護区のうち、国立公園および野生生物保護区は、他の保護区より優先的にゾーン分け調査が実施されている。たとえば、Phnom Samkos および Phnom Aural の 2 ケ所の野生生物保護区（図 8.2.1 に印を付した）は、MIS-GIS 局および FFI（Fauna and Flora International）の共同により、「Cardamom 山地野生生物保護区プロジェクト」のもとでゾーン分け調査が実施された。この他に、6～12 ケ所の保護区で、ある程度のゾーン分け調査が進んでいる。しかし、必要な付則が公布されておらず、現在も関係当局が検討中であり、上記ゾーン分けは正式なものにはなっていない。ゾーン分けは、保護区内あるいは境界に係る水力発電のような開発プロジェクトに関する意思決定を左右する重要な要素である。

表 8.2.1 カンボジアの保護区の種類および面積

S. No.	名称	ステータス (種別)	面積 (ha)	S. No.	名称	ステータス (種別)	面積 (ha)
1	Ang Trapeng Thmor	10	12,905.81	18	Phnom Nam Lyr	12	53,832.51
2	Angkor	13	13,518.11	19	Phnom Prich	12	221,818.39
3	Banteay Chhmar	13	81,897.05	20	Phnom Samkos	12	330,793.37
4	Beng Per	12	249,407.59	21	Preah Vihear	13	4,844.61
5	Botum Sakor	11	182,584.96	22	Preah Vihear_dfw	9	190,028.48
6	Cardamom	8	401,310.81	23	Ream	11	14,676.48
7	Dong Peng	14	28,968.27	24	Roniem Daun Sam I	12	16,565.75
8	Kbal Chay	8	6,356.07	25	Roniem Daun Sam II	12	21,268.25
9	Kep	11	6,663.96	26	Roniem Daun sam III	12	2,100.00
10	Kirirom	11	28,374.69	27	Samlaut	14	59,916.48
11	Kulen Promtep	12	406,759.25	28	Snoul	12	74,360.89
12	Lomphat	12	251,468.06	29	Snoul_dfw	9	297,915.80
13	Mondul Kirri	9	429,437.24	30	SWEC	6	144,275.21
14	Peam Krasop	12	24,590.55	31	Ta Moa	7	2,384.47
15	Phnom Aural	12	256,737.06	32	Tonle Sap	14	322,269.64
16	Phnom Bokor	11	142,316.56	33	Virachey	11	338,056.65
17	Phnom Kulen	11	37,608.17	Total			4,656,011.19
保護区域のステータス							
6: South West Elephant Corridor (SWEC)、7: 動物園、8: 河川流域保護、9: 生物多様性保全、10: 水鳥保全、11: 国立公園、12: 野生生物保全、13: 保護景観、14: 多目的							

出典：調査団

調査団は聞き取り調査に加えて、水力マスタープラン策定および優先計画サイト内外の森林と保護区の現状を把握するために、土木、水文、地質、社会、GIS / 自然環境など各分野の専門家を動員して現地踏査を数回実施した。特に、社会および GIS / 自然環境専門家で構成するチームは、野生生物保全のための「Phnom Samkos」保護区内の#20 Stung Metoek II、および「Phnom Bokor」国立公園内の#29 Bokor Plateau の 2 か所の水力発電サイトを調査した。この現地調査および聞き取り調査で得た情報に基づき、水力計画の総合景観、環境に関連した総合的社会経済活動、総合的環境問題という視点からの観察結果概要を以下に示す。

森林伐採と農地の開拓が保護区および国立公園内外の一部地域で観察された。しかし、そのような利用の程度には軽度から深刻なものまで幅がある。たとえば、#29 Bokor Plateau では軽度であるが、#20 Stung Metoek II では深刻な状況である。

水力計画サイトが点在する Pursat 州では、多くの地域で森林の伐採が行われている。自然資源の不適切な利用、および伐開地の不適切な管理が広範囲におよんでいると推測される。

#20 Stung Metoek II とその周辺では、森林伐採後に焼畑農法、特に天水田としての利用を目的とした焼畑が今も実施されている。

#29 Bokor Plateau など一部では、森林再生の兆候が見受けられるが、その大部分は再植林によるものではなく、自然の 2 次林である。森林が伐採された地域の大半はかん木地と草地と化している。

水力計画地域を含めカンボジア全土で、インフラ整備および復興活動が積極的に実施されている。

雨季には豊富な水量が観察されるが、乾季には多くの小河川および河川が干上がる。こうした状況は、南西部地域が南西モンスーンによるひとつの雨季しかなく、11 月から翌年 4 月までは乾季が継続する結果である。一部の地方自治体（たとえば Thma Da）では、雨季には鉄砲水が発生するが、乾季には水汲みに相当な時間を費やさなければならないことが報告されている。

農業、林業、環境を管轄する政府各省庁は、天然資源の持続的利用について、国民に助言し、啓発すべきである。一部の地域では環境省が存在感を示しているが、本来の有効性が発揮されていない。

#20 Stung Metoek II 計画地域内の Thma Da 村のような一部地域では、特に野生のシカ、イノシシ、サルなどの狩猟が行われていることが観測された。電気漁など、賢明とはいえない漁法も見受けられた。

一部の地域は森林再生を必要としている。

(2) 水力発電によって生じ得る影響

すでに述べたとおり、9 ヶ所の優先水力サイトは 6 つの河川流域に属している。いずれの計画も一部または全部が保護区内に位置している（図 8.2.1）。これら保護区に、一定の悪影響および好影響が及ぶ。こうした影響についてその概要を以下に示す。

土地利用図によると、優先水力計画地域はほぼ全てが森林、かん木地、草地に覆われている。しかし、現実はやや異なる。たとえば、#20 Stung Metoek II および#29 Bokor Plateau の貯水池候補地では、その大半ですでに森林が伐採されている。伐採地の大半では、一時的な土地所有権（5 年間の借用）のもとで焼畑農法が主流となっている。

貯水池計画地域の大半がかん木と草地に覆われているため、自然環境への被害は最小限にとどまると言えよう。

小さな水路に沿った河畔林が散在しているが、プロジェクトが実施されるとこれらは水没する。

貯水池は、周辺の保護区および国立公園の水生生物および野生動物・鳥類が生存のために必要とする水を貯蔵している。しかし、下流河川の流況を変えるので、その結果、水生生物

物に悪影響を及ぼすかもしれない。

一部の森林は貯水池に水没し、動物を退去させることになる。

(3) 環境影響の可能な軽減策

9 か所の優先計画サイト、すなわち#12&14 Prek Liang I および II、#16 Middle St. Russey Chrum、#23 Upper St. Russey Chrum、#20&21 St. Metoek II および III、#7&8 Lower Sre Pok II + Lower Se San II (LL2)、#29 Bokor Plateau 計画は 6 つの流域に位置している。軽減策を検討する前に、その地理的位置および保護区に占める面積を理解する必要がある。表 8.2.2 に保護区内の水力計画サイトの貯水池面積を示す。太字は選定された 7 つの MP 計画を示す。保護区にほとんど係らない(0.6%が保護区内に位置する) #7&8 Lower Sre Pok II + Lower Se San II を除き、残りの 8 ケ所の優先計画サイトは保護区内に位置する。

表 8.2.2 計画貯水池の保護区に属する面積

水力発電事業候補地			保護区域		保護区内に位置する貯水池の面積 (ha)	小計 (ha)	保護区内に位置する貯水池面積の割合 (%)
ID	名称	貯水池総面積 (km ²)	名称	ステータス (種別)			
2	Prek Chhlong II	58.12	Snoul	12	142.45	5,721.46	98.4
			Snoul_dfw	9	5,579.00		
3	Prek Ter III	178.79	-	-	-	-	-
4	Prek Ter II	101.55	Phnom Prich	12	1,901.61	1,901.61	18.7
5	Sre Pok IV	52.62	Mondul Kirri	9	5,242.70	5,242.70	99.6
6	Prek Por I	11.51	Phnom Nam Lyr	12	0.71	1,151.26	100.0
			Mondul Kirri	9	1,150.55		
7	Lower Sre Pok II + Lower Se Sa	355.14	Lomphat	12	210.68	210.68	0.6
10	Se Kong	117.11	Virachey	11	495.57	495.57	4.2
11	Lower Se San III	460.68	Virachey	11	1,527.06	1,527.06	3.3
12	Prek Liang I	7.15	Virachey	11	715.39	715.39	100.0
14	Prek Liang II	14.16	Virachey	11	1,415.82	1,415.82	100.0
15	Lower Sre Pok III	709.78	Lomphat	12	43,243.49	64,699.01	91.2
			Mondul Kirri	9	21,455.52		
16	Middle St. Russey Chrum	22.59	Cardamom	8	2,258.87	2,258.87	100.0
17	Stung Chhay Areng	135.10	Cardamom	8	4,754.16	4,754.16	35.2
18	Stung Tatay	47.06	Cardamom	8	2,909.72	2,909.72	61.8
19	Stung Metoek I	4.60	Phnom Samkos	12	460.23	460.23	100.0
20	Stung Metoek II	20.22	Phnom Samkos	12	2,021.68	2,021.68	100.0
21	Stung Metoek III	11.20	Phnom Samkos	12	1,120.13	1,120.13	100.0
22	Stung Kep II-B	5.23	SWEC	6	347.98	390.94	51.8
	Stung Kep II-A	2.32	SWEC	6	42.95		
23	Upper St. Russey Chrum	4.45	Cardamom	8	445.28	445.28	100.0
24	Stung Pursat I	101.54	Phnom Samkos	12	6,448.08	6,531.84	64.3
			Cardamom	8	83.76		
25	Stung Pursat II	24.75	Cardamom	8	1,426.89	1,426.89	57.7
26	Stung Sen	939.40	Beng Per	12	2,105.11	2,105.11	2.2
27	Stung Battambang II	39.67	Phnom Samkos	12	3,967.49	3,967.49	100.0
28	Stung Battambang I	132.30	Phnom Samkos	12	96.73	96.73	0.7
29	Bokor Plateao	1.84	Phnom Bokor	11	184.37	193.50	100.0
	Bokor Plateao-B	0.09	Phnom Bokor	11	9.13		

保護区域のステータス

6: South West Elephant Corridor (SWEC)、7: 動物園、8: 河川流域保護、9: 生物多様性保全、10: 水鳥保全、11: 国立公園、12: 野生生物保全、13: 保護景観、14: 多目的

プロジェクトサイト# 13「Prek Liang IA」は、流れ込み式であるため、貯水池はない。

出典：調査団

上記水力計画の貯水池面積は大きな環境影響を示唆しているが、別の側面もある。表 8.2.2 の貯水池面積と保護区面積を入れ替えると、表 8.2.3 となる。太字は選定された 7 つの MP 計画を示す。仮に 29 計画の全てを実施した場合に、貯水池に水没する保護区面積がわかる。Lomphat および Cardamom の 2 か所の例外を除き、各保護区面積の 5%未達が影響を受ける。9 ケ所の優先計画だけに限定すると、前述の 2 ケ所の保護区も、影響を受けるのは 5%未達である。

表 8.2.3 各保護区総面積に対する水没面積の割合

保護区域			水力発電事業候補地		保護区内に位置する貯水池の面積 (ha)	小計 (ha)	保護区総面積に対する水没面積の割合 (%)
名称	ステータス (種別)	保護区総面積 (ha)	ID	名称			
-	-		3	Prek Ter III	-	-	
Beng Per	12	249407.59	26	Stung Sen	2105.11	2105.11	0.84
Cardamom	8	401310.81	16	Middle St. Russey Chrum	2258.87	11878.67	2.96
			17	Stung Chhay Areng	4754.16		
			18	Stung Tatay	2909.72		
			23	Upper St. Russey Chrum	445.28		
			24	Stung Pursat I	83.76		
			25	Stung Pursat II	1426.89		
Lomphat	12	251468.06	7	Lower Sre Pok II + Lower Se Sa	210.68	43454.17	17.28
			15	Lower Sre Pok III	43243.49		
Mondul Kirri	9	429437.24	5	Sre Pok IV	5242.70	27848.77	6.48
			6	Prek Por I	1150.55		
			15	Lower Sre Pok III	21455.52		
Phnom Bokor	11	142316.56	29	Bokor Plateao	184.37	193.50	0.14
				Bokor Plateao-B	9.13		
Phnom Nam Lyr	12	53832.51	6	Prek Por I	0.71	0.71	0.00
Phnom Prich	12	221818.39	4	Prek Ter II	1901.61	1901.61	0.86
Phnom Samkos	12	330793.37	19	Stung Metoek I	460.23	14114.34	4.27
			20	Stung Metoek II	2021.68		
			21	Stung Metoek III	1120.13		
			24	Stung Pursat I	6448.08		
			27	Stung Battambang II	3967.49		
			28	Stung Battambang I	96.73		
Snoul	12	74360.89	2	Prek Chhlong II	142.45	142.45	0.19
Snoul_dfw	9	297915.80	2	Prek Chhlong II	5579.00	5579.00	1.87
SWEC	6	144275.21	22	Stung Kep II-B	347.98	390.94	0.27
				Stung Kep II-A	42.95		
Virachey	11	338056.65	10	Se Kong	495.57	4153.85	1.23
			11	Lower Se San III	1527.06		
			12	Prek Liang I	715.39		
			14	Prek Liang II	1415.82		
保護区域のステータス							
6: South West Elephant Corridor (SWEC)、7: 動物園、8: 河川流域保護、9: 生物多様性保全、10: 水鳥保全、11: 国立公園、12: 野生生物保全、13: 保護景観、14: 多目的							
プロジェクト # 13「Prek Liang IA」は、流れ込み式であるため、貯水池はない。							

出典：調査団

上表は、貯水池がコアゾーン内および「脆弱な生態系」地域内に位置しなければ、環境影響を受忍できる可能性があることを示唆している。環境影響をより詳細に評価するには、保護区のゾーン分けが重要となる。

一例として、#7 LL2 計画の環境影響および社会経済的損失の軽減策を検討してみる。満水位での貯水池面積は 355.14 km² であり、これは表 8.2.4 および 8.2.5 に示す各種の土地利用 / 土地被覆から成る。これらの土地利用 / 被覆が、社会経済（農地）および自然環境（森林）に影響を及ぼし得る。

表 8.2.4 GIS マップ上での一次林

1	森林	落葉樹林
		常緑広葉樹林
		常緑樹・落葉樹混交林
		河畔林

出典：調査団

この森林定義に基づいて、森林面積は 284.86 km²となる。その CO₂ 固定能力を補償・代替するためには、22%³に相当する面積 6,270 ha で、パルプ材などを植林することが必要となる。土地利用 / 土地被覆分類を検討した結果、このような植林事業は表 8.2.5 に示す土地利用 / 土地被覆で実施することが妥当と考えられる。

表 8.2.5 環境保全植林に使用可能な土地利用/土地被覆

植林に利用可能な土地利用	
1	焼畑農業(焼畑式)
2	竹林および二次林
3	乾燥落葉樹林(疎林)
4	草地(未分化)
5	森林地帯および散生樹(C < 10%)
6	不毛地
7	サバンナ
8	低木地(未分化)

出典：調査団

植林に適した土地を特定するため、貯水池周辺に緩衝地帯(バッファゾーン)を設定する。貯水池の湖畔からの距離ごとに緩衝地帯の面積を表 8.2.6 に示す。緩衝地帯の土地利用 / 土地被覆により、植林に適した土地面積を算出し、表 8.2.7 に示す。

³ カンボジアの熱帯雨林の CO₂ 固定量は 5.19 トン- CO₂/ha/yr と推定される。一方、パルプ材やガス化炉の燃料材の生産量は 10 乾燥トン/ha/yr と推定されており、その CO₂ 固定量は 10 x 1.37 x 0.47 x (44/12) = 23.6 トン/ha/yr。従って、5.19 / 23.6 = 1 / 4.55 = 22%。すなわち、水没森林の 22%の面積でパルプ材などを植林すれば、水没した森林の CO₂ 固定能力を代替することができる。

表 8.2.6 緩衝地帯の面積

S.No.	距離 (km)	面積 (km ²)
1	貯水池	355.14
2	貯水池縁 ~ 2.5	605.56
3	2.5 ~ 5	443.25
4	5 ~ 10	843.72
5	10 ~ 15	981.55
6	15 ~ 20	1133.00
7	20 ~ 25	1287.22
8	25 ~ 30	1442.75

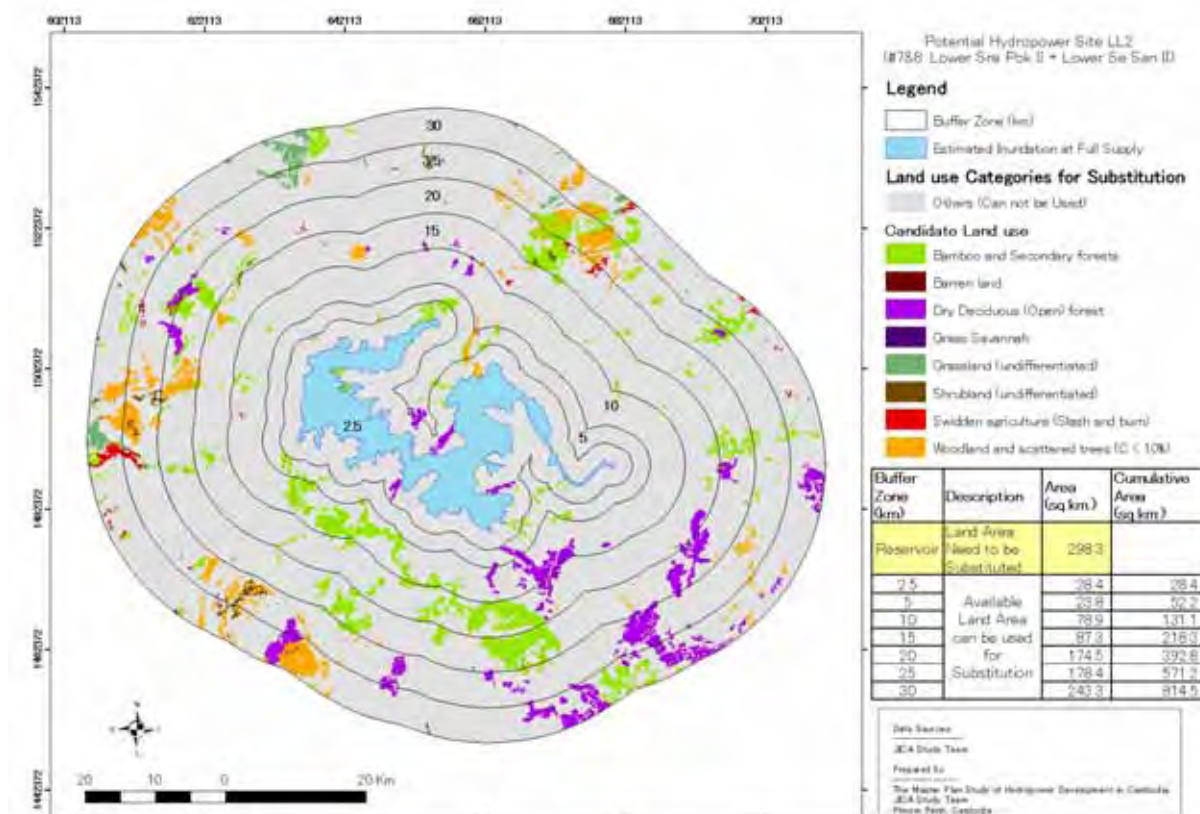
調査団: 出典

表 8.2.7 植林に利用可能な土地面積

緩衝地帯 (km)	内容	面積 (km ²)	累積面積 (km ²)
貯水池	植林面積	62.7	
2.5	植林に利用可能な土地	28.4	28.4
5		23.8	52.2
10		78.9	131.1
15		87.3	218.3
20		174.5	392.8
25		178.4	571.2
30		243.3	814.5

調査団: 出典

植林に適した土地の分布を図 8.2.2 に示す。



出典: 調査団

図 8.2.2 #7&8 LL2 計画の緩衝地帯および植林に利用可能な土地の分布

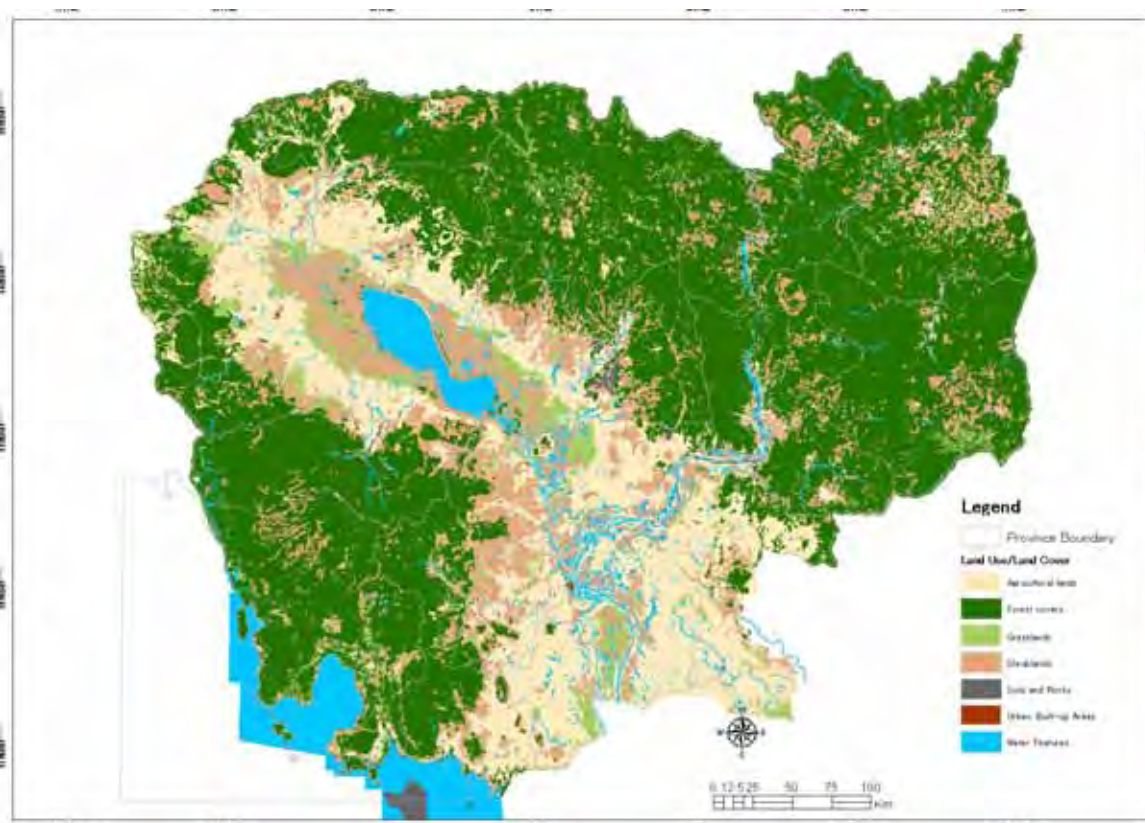
8.2.2 森林および生物多様性

(1) 森林

2002 年に作成された土地利用/土地被覆地図 (1992 年から 2002 年までの各種データから土地利用情報を抽出・編纂) によると、森林地帯はカンボジア国土の 53% 以上を占め、これに続いて農地が国土の 23% 近くを占める。図 8.2.3 は、カンボジアの土地利用/土地被覆の分布を示している。森林の大部分が、水力発電事業候補サイトの大半が位置するカンボジアの北東部および南西部にあることがわかるだろう。

公式に発表されている森林地帯の面積とデジタル地図を用いて調査チームが測定した森林地帯の実測面積とは相違がある。カンボジアが森林の消失率では最悪水準の国の一つであることはよく知られた事実であり、森林伐採はさまざまな形で今も続いている。先に示した森林被覆地図は、実際の森林地域を正確に示しておらず、公式数字により近い。密林や原生林はこれよりはるかに少なく、おそらく 2 桁のパーセンテージには達しないであろう。また、その大部分は、疎林または低木・かん木林である。さらに、高地・高原地帯の一部は、サバンナ性の草地で覆われている。

カンボジアは熱帯モンスーン気候であり、カンボジアの地理的条件とともに、この気候がカンボジアの森林種を決定している。最も密な熱帯雨林は山岳部および南西部に沿って存在する一方、高地・高原地帯にはサバンナ性の草地が広がっている。森林の定性的な分類では、カンボジアの森林は、常緑樹林、落葉樹林、丘陵常緑樹林、沼沢林に分類することができるだろう。常緑樹林は、さらに、(i) 乾燥常緑樹林と、(ii) 2 次常緑樹林の 2 種類に分類できる。同様に、落葉樹林は、(i) 落葉フタバガキ林と、(ii) 混交落葉樹林に分類できる。この他に、高度が高い地域では、他種の森林に混ざってマツが分布している。



出典：公共事業交通省

図 8.2.3 カンボジアの主な土地利用 / 土地被覆分布

(2) 生物多様性

熱帯モンスーン気候に属すカンボジアは、数種のカンボジア原産の動植物を含め、生物多様性に富んでいる。既存情報によれば、多くの動植物種にとってカンボジアは最後の拠り所であるかもしれない。その中に、いく種類かの動植物が含まれるだろう。たとえば、ゾウ、シカ、野生ウシ、ヒョウ、クマ、トラなどの大型の哺乳動物、ウ、ツル、オウム、キジ、ノガモなど数種類の鳥類、各種の毒ヘビ、カエル、カメなどの爬虫類、数種の魚類と昆虫などがこれに相当する。

すでに述べたように、9ヶ所の優先水力計画サイトは、カンボジアの北東部と南西部の二大地域に位置している。たとえば、Cardamom 山地の森林（南西部）には、#16 Middle Stung Russey Chrum、#23 Upper Stung Russey Chrum、#20&21 Stung Metoek II および III、#22 Stung Kep II（New Tatay）の優先計画サイトが位置する。その他の地域でも、#12&14 Prek Liang I および II は、Virachey 国立公園（北東部）内に位置する。カンボジアに生育する動植物はある程度類似しており、一般的にはそれぞれの地域全体にわたって生息が見られる。しかし、北東部および南西部にはいくぶん異なる生物種が生育している。従って、北東部と南西部の代表的な森林・自然保護区の生物多様性の概要をまとめることは有意義だろう。

(3) Virachey 国立公園（#12&14 Prek Liang I, II）

Virachey 国立公園（VNP）および周辺の森林は、ラオス、ベトナム、カンボジアの国境に近い場所に位置する。高度が高く、起伏の激しい地形であるため、人間が近づくことが困難で、その結果、動植物にとっては好条件となっている。この地域では、いまだに手つかずの自然林を目にする機会が多い。山岳地形と湿潤な気候（この地域では雨季が 2 度ある）により、多くの植物、哺乳類、鳥類、爬虫類、昆虫類にとって好ましい環境となっている。さらに、干上がることのない河川・小河川が網の目のように比較的密に流れているため、特定の魚類および両生類にとって好ましい環境となっている。この地域の地理的条件は一部の生物種にとって適しているため、その格好の繁殖地である。この地域の森林を適切に保護し、科学的配慮に基づいた持続可能な利用を行なう条件が整えば、絶滅が危惧される一部の動植物種の保護に有益な地域の一つとなるであろう。

同地域の森林資源の重要性を認識したカンボジア政府は、保護区を創設し、指定することをうたった国王令を 1993 年 11 月 1 日に施行し、VNP を創設した。VNP は環境省によって管理されている。VNP は東南アジアの環境保全活動において最優先地域の一つといえよう。Virachey 国立公園の山地から流れる河川が、11 月から 1 月までカンボジア北東部と隣接するベトナムの一带で吹き続ける北東季節風の恵みを受け、Mekong 河の乾季流量に貢献している。

2000 年以降、世界銀行は Virachey 国立公園内の「生物多様性および保護区管理プロジェクト（BPAMP）」に資金を提供している。同プロジェクトは、保護区の計画立案、実施、効果的監視を行なうための環境省職員の能力向上を目的としている。同プロジェクトの目的には、カンボジアおよび地球にとって重要な意味を持つ Virachey 国立公園内の生物多様性の持続可能な開発と質の低下を最小限に抑制するための未然防止策の開発および試験も含まれている。プロジェクトは、国家政策・能力の構築、公園の保全と管理、コミュニティ開発、プロジェクト管理、という 4 つの要素で構成されている。この環境保護プロジェクトの延長（2008～2012 年）が、世界銀行によりまもなく承認される予定である。

主な動物の種類

過去に VNP の動物種に関する研究がいくつか実施されたが、必ずしも系統だった研究とは言えない内容である。過去の調査・研究から、157 種の脊椎動物が同公園の地域内で生息している可能性があることが示されている。このうち、43 種は国際的にも重要な種である。そのうち、ウシ、ネコ、小型肉食動物、霊長類の一部は、絶滅危惧種に指定されている。Virachey 国立公園では、地球規模で絶滅が危惧される霊長類の種が発見されている。これには、スロウロリス（slow loris）、ピグミーロリス（pygmy loris）、ブタオザル（pig-tailed macaque）、カニクイザル（long-tailed macaque）、ドゥ克蘭グール（douc langur）、キホオテナガザル（yellow-cheeked crested gibbon）などが含まれ

る。特に懸念されている種は、主にゾウ、トラ、ガウル、バンテンなどである（BPAMP、2007）。

VNP および周辺の森林地帯には、国際的に重要な鳥類が 100 種も生息すると推定されている。この一帯は、生息地域限定種の 1 種であるカッシュクコクジャクを保護していることで知られており、カンボジア国内で 2 ヶ所存在する保護地のうちの一つである。また、同公園は、シマハッカ（Siamese fireback）、アンナンヤマゲラ（red-collared woodpecker）、オオサイチョウ（great hornbill）など、地球規模の絶滅危惧種または準絶滅危惧種に指定されている多くの種にとっての避難場所になっている（BPAMP、2005 年）。また、アジアヒメキツツキ（*Sasia ochracea*）、ヤマシギ（*Scolopax rusticola*）、サンコウチョウ（*Terpsiphone atrocaudata*）の 3 種の鳥類の生息がカンボジアで初めて発見されるなど、重要な記録が多数なされている（Mlicovsky、1999 年）。

Virachey 国立公園の水生環境は、淡水ワニ、カワウソ、淡水カメの生息に適した場所となっている。一部の魚類については保護が重要であるとされている。一例では、Emmett（Emmett、2006 年）が 2006 年に同地域の一部の川を調査し、約 30 種の魚類を保護が重要である種のリストに挙げた。これには、たとえば、オスフロネームス・エクソドン（*Osphronemus exodon*）、*Raiamas guttatus*、クセネントドン・カンキラ（*Xenentodon cancila*）、*Barbodes schwanefeldi*、*Hypsibarbus sp. Cf. vernayi*、*Parambassis apogonoides*、*Annamia normani*、*Mystus albolineatus* などが含まれる。

主な植物の種類

低地・低山のうっそうとした半常緑樹林、高原サバンナ、竹やぶ、点在する混生落葉樹林が、Virachey 国立公園の内部および周辺の森林の植生の大部分を占める。この一帯の地形は丘陵と低山が中心で、大半が標高 400m 以上の高度にあり、ラオスとベトナムの国境沿いでは標高 1500m にも達する。草地と低木地が点在するように形成されており、沼地も同様に点在する。

文献によると、Virachey 国立公園の植生は大きくは以下の 2 つに分類される。この 2 種類の植生分類は 7 つの地形に分布しており、各地形はそれぞれ独自の植生を特徴としている（BPAMP、2005 年）。

- 低山丘陵斜面と山地準平原を特徴とする、湿潤な中高度（標高 600m）の植生
- 中規模の谷、谷床、西部低地、点在する花崗岩の露頭、湿地を特徴とする、湿潤な低高度の植生

地域の先住民族は、自らの消費および販売を目的に林産物を収集している。販売・自己消費価値のある製品には、60 種を超える野生食用植物、30 種の野生食用果物、3 種の乾燥・油性樹脂、籐、竹などがある（BPAMP、2000 年）。

(4) Cardamom 山地の森林・保護区（Middle Stung Russey Chrum、Upper Stung Russey Chrum）

Cardamom 山地はカンボジアの重要な熱帯雨林地帯の一つで、Phnom Samkos、Central Cardamom、Phnom Aural の 3 か所の隣接する保護区がここに存在する。Cardamom 保護区は 2000 年に正式に公示され、境界線が正式に画定されている。同区域は、国際 NGO である Conservation International (CI) とカンボジア王国政府の森林局（Forestry Administration、FA）との協調活動である Cardamoms 保護計画（Cardamoms Conservation Program）が管理を行っている。同保護区は、現在、保護森林に指定されており、境界線内での森林伐採権は全て却下されている。一帯は常緑樹林、乾燥フタバガキ林、

マツ林、草地、湿性生息地で覆われており、標高は約 50～1,500 m である。この地域は、中核となる中央高地を取り囲んで、多様な低地および中程度の高度の生息地が存在しており、中央高地のうちの約 6 万 ha は標高 1,000 m を超える高度にある (Emmett and Olson、2005 年)。

この地域は、生物多様性の保全にとって国際的に重要な地域の一つとされている。限られた資源と技術ノウハウ、そして環境保全団体からの支援を得て、以下の 5 件の調査・研究を含め、各種の研究および生物学的調査がカンボジア南西部で実施されている。

- カンボジア南西部の Cardamom 山地における野生生物予備調査——FFI、1999 年
- Cardamom 山地生物多様性調査——FFI、2000 年
- Phnom Aural 自然保護区の社会・生態調査——FFI、2002 年
- カンボジア Cardamom 山地 Silver Road 森林伐採権の小規模 RAP アセスメント——CI、2003 年
- Cardamom 南部および Botum-Sakor Peninsular の生物多様性アセスメント——WildAid、2003 年

この一帯の生物多様性の実態の理解にあたっては、上記の調査報告書を参照することができる。動植物種の概要を以下に紹介する。

主な動物の種類

2004 年の CI の調査により、この地域には豊かな多様性があり、多数の絶滅危惧種が生息することが明らかになった。この CI 調査で、12 種の哺乳類、2 種の鳥類、7 種の爬虫類、1 種の両生類、1 種の魚類が、地球規模での絶滅危惧種であることが記録され、この他に多くの種が準絶滅危惧種またはデータ不足種として記録された。また、1 種のげっ歯類 (クマネズミ属 *Rattus* sp)、少なくとも 1 種のトガリネズミ (ジネズミ属 *Crocidura* sp)、1 種のヘビ (ククリイヘビ属 *Oligodon* sp)、数種のカエル (コガタキカエル属 *Philautus* sp とシロアゴガエル属 *Polypedates* sp など)、1 種のトカゲ (スベトカゲ属 *Scincella* sp)、1 種のハダカヘビ (ヌメアシナシイモリ属 *Ichthyophis* sp) を含め、未発見であった可能性の高い種も発見された (Emmett and Olson、2005 年)。

哺乳類

全体では、約 79 種 (Emmett and Olson、2005 年) の哺乳類の生息が Cardamom 地域で記録された。そのうち、12 種は地球規模の絶滅危惧種に分類されている。スナドリネコやカワウソのような種がこの一帯で確認されており、主食である魚を供給してくれる湿地に依存して生息している。しかし、その数は危険と言えるほど減少しつつある。また、ユーラシアカワウソ (*Lutra lutra*)、ピロードカワウソ (*Lutrogale perspicillata*)、コツメカワウソ (*Aonyx cinerea*)、スマトラカワウソ (*Lutra sumatrana*) のような哺乳類が生息していることが明らかにされている (Daltry および Traeholt、2003 年)。

マツ林の中の高原地帯、山の中の常緑樹林、草地で、野生ウシが通った跡が確認されている。ガウルは危急種であるため、こうした確認や記録はガウルの保護の必要性を示す重要かつ肯定的な兆候となる。ゾウの糞が、Knorgl Strol 山地にある大きな洞窟の内部と周辺で確認されている。マレーグマ (*Helarctos malayanus*) とツキノワグマ (*Ursus thibethanus*) の 2 種のクマがこの地域に生息している。このどちらの種もアジアに広く生息している種だが、狩猟と生息域の減少によって絶滅が危

惧されている (Emmett and Olson, 2005 年)。

大型ネコ類の糞が Russey Chrum Valley で確認されている。その大きさと硬さから、ヒョウかトラであると思われる。大型ネコの類がこの地域で生存できるかどうかは、直接的な保護とカンボジア司法制度内での野生生物法の施行の強化にかかっている。アジアゴールデンキャットとウンピョウ (どちらも危急種) のこの地域での生息が記録されているが、その数は相当に少ない (Emmett and Olson, 2005 年)。

CI の 2004 年の調査では、2 種のツパイ、少なくとも 8 種のげっ歯類、2 種の食虫植物類が記録された。そのうち、10 種は Cardamom 山地では初めて、6 種はカンボジアで初めて生息が記録された。ネズミおよびトガリネズミの一部は、既知の種とは形態学的に異なり、おそらく新種である可能性がある。げっ歯類のスダトゲネズミ (genera *Maxomys*) とニイタカネズミ (*Niviventer*) の証拠標本は、カンボジアで過去に記録された種とは大きく異なるため、カンボジアの新種であるか、ことによると生物学上の新種である可能性がある。同調査中、11 種のコウモリの生息が記録された。*Myotis horsfieldi* と *Rhinolophus lepidus* の 2 種は、カンボジアで初めて生息が記録された。どちらの種も Cardamom 地区全域で見受けられる。別の種の *Rhinolophus shameli* は、IUCN リストの準危惧種に挙げられている (Emmett and Olson, 2005 年)。

鳥類

計 93 種の鳥類が、Cardamom 地区内および周辺で生息が記録されている (Emmett and Olson, 2005 年)。このうち 15 種は、Cardamom 山地では初めて生息が記録された種である。これら新しい種のうち、代表的な 3 種は、コヨシキリ (*Black-browed Reed Warbler*)、アカハラダカ (*Chinese Sparrowhawk*)、バン (*Common Moorhen*) である。他に、この地域で初めて生息が確認された種は、コウオクイワシ (*Lesser Fish Eagle*)、ニセメンフクロウ (*Oriental Bay Owl*)、スグロヒヨドリ (*Black-headed Bulbul*)、カワリクマタカ (*Changeable Hawk Eagle*)、オナガサイホウチョウ (*Common Tailorbird*)、アジアヘビウ (*Oriental Darter*)、オナガヒロハシ (*Long-tailed Broadbill*)、ミサゴ (*Osprey*)、クロラケットオナガ (*Rackettailed Treepie*)、アマサギ (*Cattle Egret*)、オオヨシキリ (*Oriental Reed Warbler*)、ミカドバト (*Green Imperial Pigeon*) である。しかし、シロクロサイチョウ (*White-crowned Hornbill*) については、生息の可能性が推定されたものの、地球規模の危惧種に指定されているこの種の生息分布が拡大したことを意味するかどうかの確認はまだされていない。

爬虫類と両生類

CI の 2004 年の調査では、少なくとも 55 種の爬虫類と 29 種の両生類の生息が記録された (Emmett, 2005 年)。この地域で確認された爬虫類の多くが地球規模の絶滅危惧種に分類される。シャムワニ (*Crocodylus siamensis*) は絶滅が極度に危惧される種である。エロンガータリクガメ (*Indotestudo elongate*) は絶滅が危惧されている。クロトゲスッポン (*Amyda cartilaginea*)、オオヤマガメ (*Heosemys grandis*)、ホオジロクロガメ (*Siebenrockiella crassicollis*)、イムプレッサムツアシガメ (*Manouria impressa*)、マレーハコガメ (*Cuora alboinensis*) もこの一帯で確認された危急種である。ノコヘリマルガメ (*Cyclemys atripons*) は準危惧種である。両生類の spiny-breasted giant frog (*Paa fasciculispina*) は危急種に、Mortensen's frog (*Rana mortenseni*) は準危惧種に分類される (Emmett and Olson, 2005 年)。

魚類

14 の科（5 つの目）に属す 43 種の魚類の生息が確認され、そのうち 33 種は Cardamom 山地では初めて生息が記録された。この結果、Cardamom 山地を水源とする流域で記録された魚種は計 54 種となった。メダカ科（コイ、ミノウ、バルブ）が 20 種で最も多く、次に種類の多いタニノボリ科（Balitoridae）（ヒルストリームローチ）の 3 倍以上にのぼる。残りの 12 科は 3 種以下の生息が記録され、このうち 6 科はわずか 1 種のみが生息が記録された（アナバス科 Anabantidae、ドジョウ科 Cobitidae、ハゼ科 Gobiidae、アロワナ科 Osteoglossidae、プリストレピス科 Pristolepididae、シソール科 Sisoridae）。カンボジア南西部において保護が最も優先される淡水魚は、危惧種に指定されている別名ドラゴンフィッシュと呼ばれるアジアアロワナ（*Scleropages formosus*）とアロワナカーブ（*Tor sp*）である（Emmett and Olson、2005 年）。

主な植物の種類

Cardamom 山地の森林と保護区には、カンボジアでも最も重要である丘陵河川水系と、広大な面積に連続して広がる常緑樹林がある。この地域の森林伐採は比較的ゆっくり進んでおり、常緑樹林は良い状態にあるように見える。これは、他の一部の植物種にとっても好条件である。絶滅が危惧されるアガーウッド（*Aquilaria crassna*）のように、地球規模で絶滅が危惧される植物種がこの地域に生息している（Emmett and Olson、2005 年）。

Areng 溪谷の東側の低地湿地帯と O'Som の東部と北部に位置する高地沼地は、この一帯ではその規模と生物学的重要性の両面において重要な静水塊である。ここは、絶滅が危惧される種が多数、野生状態で生息している地として知られている。Areng 溪谷内の湿地性生物多様性（動植物の両方）は、乱獲と農地転用により脅威にさらされている。しかし、O'Som 周辺の高地沼地への影響はより小さい兆候が見受けられる（Emmett and Olson、2005 年）。

(5) 予想される生態系への影響概観

7 つの MP 計画が保護区内の土地を水没させる面積を表 8.2.8 に示す。Lower Sre Pok II + Lower Se San II 計画は保護区にほとんど係らない（貯水池面積の 0.6% だけが保護区内に位置する）。残りの 6 計画では、それぞれの貯水池全体（100%）が保護区内に位置する。

表 8.2.8 7 つの MP 計画の貯水池が保護区に属する面積

水力発電事業候補地			保護区域		保護区内に位置する貯水池の面積 (ha)	小計 (ha)	保護区内に位置する貯水池面積の割合 (%)
ID	名称	貯水池総面積 (km ²)	名称	ステータス (種別)			
7	Lower Sre Pok II + Lower Se Sa	355.14	Lomphat	12	210.68	210.68	0.6
12	Prek Liang I	7.15	Virachey	11	715.39	715.39	100.0
14	Prek Liang II	14.16	Virachey	11	1,415.82	1,415.82	100.0
16	Middle St. Russey Chrum	22.59	Cardamom	8	2,258.87	2,258.87	100.0
20	Stung Metoek II	20.22	Phnom Samkos	12	2,021.68	2,021.68	100.0
21	Stung Metoek III	11.20	Phnom Samkos	12	1,120.13	1,120.13	100.0
29	Bokor Plateao	1.84	Phnom Bokor	11	184.37	193.50	100.0
	Bokor Plateao-B	0.09	Phnom Bokor	11	9.13		
保護区域のステータス							
6: South West Elephant Corridor (SWEC)、7: 動物園、8: 河川流域保護、9: 生物多様性保全、10: 水鳥保全、11: 国立公園、12: 野生生物保全、13: 保護景観、14: 多目的							

出典：調査団

次に、実施中および 7 つの MP 計画による水没面積の、各保護区の総面積に対する割合を表 8.2.9 に示す。いずれの保護区でも水没面積は保護区総面積の 1% 未満である。この事実は、各貯水池サイ

トが保護区の「コアゾーン」および「保全ゾーン」内に位置しなければ、水没の環境影響を受忍できる可能性があることを示唆している。環境影響をより詳細に評価するには、保護区のゾーン分けが重要となる。

表 8.2.9 各保護区総面積に対する実施中および MP 計画の水没面積の割合

保護区域			水力発電事業候補地		保護区内に位置する貯水池の面積 (ha)	小計 (ha)	保護区総面積に対する水没面積の割合 (%)
名称	ステータス (種別)	保護区総面積 (ha)	ID	名称			
Cardamom	8	401310.81	16	Middle St. Russey Chrum	2258.87	2258.87	0.56
			17	Stung Chhay Areng	-		
			18	Stung Tatay	-		
			23	Upper St. Russey Chrum	-		
			24	Stung Pursat I	-		
Lomphat	12	251468.06	7	Lower Sre Pok II + Lower Se Sa	210.68	210.68	0.08
			15	Lower Sre Pok III	-		
Mondul Kirri	9	429437.24	5	Sre Pok IV	-	0.00	0.00
			6	Prek Por I	-		
Phnom Bokor	11	142316.56	29	Bokor Plateao	184.37	193.50	0.14
				Bokor Plateao-B	9.13		
Phnom Nam Lyr	12	53832.51	6	Prek Por I	-	0.00	0.00
Phnom Prich	12	221818.39	4	Prek Ter II	-	0.00	0.00
Phnom Samkos	12	330793.37	19	Stung Metoek I	-	3141.81	0.95
			20	Stung Metoek II	2021.68		
			21	Stung Metoek III	1120.13		
			24	Stung Pursat I	-		
			27	Stung Battanmbang II	-		
Snoul	12	74360.89	2	Prek Chhlong II	-	0.00	0.00
Snoul_dfw	9	297915.80	2	Prek Chhlong II	-	0.00	0.00
SWEC	6	144275.21	22	Stung Kep II-B	347.98	390.94	0.27
				Stung Kep II-A	42.95		
Virachey	11	338056.65	10	Se Kong	-	2131.21	0.63
			11	Lower Se San III	-		
			12	Prek Liang I	715.39		
			14	Prek Liang II	1415.82		
保護区域のステータス							
6: South West Elephant Corridor (SWEC)、7: 動物園、8: 河川流域保護、9: 生物多様性保全、10: 水鳥保全、11: 国立公園、12: 野生生物保全、13: 保護景観、14: 多目的							

出典：調査団

水没地域内の一次林の面積を表 1.1.3 に、水没地域内の土地利用の詳細を表 1.2.5 に示した。水没する一次林の面積が生態系への影響量を示す指標と仮定すると、1,000 ha 以上に及ぶ#7&8 LL2、#16 MSRC、#20 Stung Metoek II 計画が生態系に与える影響量が相対的に高いと考えられる。また、水没地域に占める一次林のシェアが影響の程度を示す指標と仮定すると、すなわち 100% に近ければ一次林の中に位置し、低ければ 2 次林との境界付近に位置すると考えられる。90% を超える#12 Prek Liang I、#16 MSRC、#23 USRC の 3 計画の貯水池はほぼ一次林地域内に位置すると考えられる。逆に、#29 Bokor Plateau、#20 Stung Metoek II、#21 Stung Metoek III 計画の一次林の面積シェアは 50% 台に留まることから、一次林と 2 次林の混交林であると考えられる。

個別生態系への影響の有無および強度については、本 MP 調査では特定できない。次段階の EIA 調査で必要な調査項目や留意点については、9.4.2 節に紹介する EIA ガイドラインを参照。

8.2.3 河川流量

7つのMP計画はいずれもダムにより河川を堰き止める計画である。

この内、北東部の#7&8 LL2計画はダム式の発電計画であり、発電所がダム直下流に位置するため、減水区間は特でない。また、#7&8 LL2計画は大きな貯水池を持つが、その流入量の調節機能上は流れ込み式の計画である。したがって、基本的には流入量をそのまま下流に放流することとなり、下流の河川流水にはほとんど変化が生じない。発電所出力の日間調整を行う場合には、下流で水位が変動するので、その変化速度によっては放流警報が必要になるかもしれない。これについては、FS調査時に検討が必要となる。#7&8 LL2計画は、ダムにより魚の回遊路を遮断する可能性があるため、下流漁業への影響が想定される⁴。しかし河川流量にはほとんど変化がないだろう。

北東部の#12&14 Prek Liang 1と2、南西部地域の3計画、および中央部山地の#29 BP計画については、下流域の社会環境への影響は比較的少ないと推察される。#7&8 LL2以外の6つのMP計画では、ダムから発電所までの河川が減水区間となるが、いずれも人里離れた山中であり、さらに放水口から下流側の河川沿い地域にも村落がないため、社会環境への影響は想定されない。

8.2.4 土砂流送

土砂流送に関しても下流域の環境影響に配慮する必要がある。具体的には、土砂流送の遮断に伴う下流域の河岸浸食や栄養塩の供給不足による農業生産力の低下などの影響が挙げられる。

本調査ではSEAの一環として、貯水池からのsand flushingの技術的フィージビリティが未確認のメコン本流計画は、予備検討段階でマスタープランの検討対象から外した。#7&8 LL2計画は流送土砂を貯水池内に補足し、下流影響を生ずる可能性があるため、FS調査時に留意することが必要である。

南西部の3計画および中央部山地の#29 BP計画については、地形が急峻で多雨であることから、流域の土砂生産量が多く、ダム建設による流送土砂量の変化が大きいと推察される。また、北東部地域の3計画については、地形は比較的緩やかで、南西部の沿岸地域や中央部山地ほどの多雨ではないことから、流域の単位土砂生産量はそれほど多くない可能性がある。

将来EIAを実施するに当たり、流送土砂量の補足量が大きい場合に検討対象となる一般的対策は次のとおり。

排砂ゲートから sand flushing

貯水池内から浚渫・排砂

排砂トンネル/水路により迂回排砂

⁴ 表は影響軽減策9.4.2の6および、項9.4.2節(7)の参照項

第9章 カ国水力マスタープラン

9.1 水力マスタープランの対象計画の選定

(1) 優先順位付け

第5章で選定した10の優先計画について、第6章で現地調査と技術面の検討をして水力開発計画を作成し、第7章では経済評価・財務分析を行い、第8章で環境社会面の影響を概観した。現地踏査の結果、第1次スクリーニングで#12 Prek Liang 1ならびに#13 Prek Liang 1Aとして別々に計画されていた2つの計画を、経済性の観点から#12 Prek Liang 1計画として統合した。また、#22 New Tatay計画は、2008年5月に中国業者と実施契約が締結されたので、本MP調査ではこれ以降はコミット済みの計画として扱う。その結果、優先計画の数が8つに減少した。

8つのMP候補計画について、第5章に述べた第1次スクリーニングと同様に、以下の5分野の評価基準を用いて優先順位付けを行った。優先計画の順位付けと計画諸元を表9.1.1に示す（評価項目と評価尺度は第5章 表5.2.2参照）。

環境面

社会経済環境

自然環境

技術・経済面 他

事業内容（技術面）

事業の経済財務効果

事業実施速度

表9.1.1の最上段に、技術面と経済面だけで評価した場合の各計画の得点と順位を示す。その下段に、社会・自然環境および実施速度を加えた5項目総合評価の得点と順位を示す。環境面を考慮することによって、貯水池が比較的大きい#20-21 Stung Metoek II & IIIがそれぞれ1ランク低下、#16 MSRCが2ランク、#29 Bokorが1ランクそれぞれ上昇した。第1次スクリーニングを通過して選定された8つの優先計画であるためか、技術・経済評価と5項目総合評価の間で大きな変化は認められなかった。

表 9.1.1 水力マスタープラン事業の優先順位

		7 & 8	12	14	16	20	21	22	23	29
		Lower Sre Pok II + Lower Se San II *	Prek Liang I	Prek Liang II	Middle St. Russey Chrum *	Stung Metoek II	Stung Metoek III	Stung Kep II	Upper St. Russey Chrum *	Bokor Plateau
略号		LL2	PL1	PL2	MSRC	MTK2	MTK3	KP2	USRC	BP
技術・経済評価点合計		47.6	38.1	40.9	9.5	11.8	11.4	18.7	8.5	16.8
Rank		1	3	2	8	6	7	4	9	5
MP候補計画として必要なEIRR値:10%		18.2%	18.2%	21.7%	10.1%	10.7%	11.2%	10.7%	6.4%	13.4%
CDM便益を考慮したEIRR値		21.6%	21.6%	25.3%	12.1%	12.8%	13.3%	13.4%	8.0%	15.7%
5項目総合評価		67.9	64.3	66.8	48.2	43.8	42.0	55.6	✕	58.5
Rank		1	3	2	6	7	8	5		4
発電諸元と経済性	単位									
発電設備容量	MW	420.0	100.0	54.0	28.0	25.0	26.0	116.0	28.0	26.0
発電電力量	GWh	1,725	348	198	96	86	90	407	98	91
発電原価	Cent/kWh	4.76	6.13	4.64	11.52	10.77	10.41	9.98	16.41	9.19
FIRR	%	16.5	13.1	16.8	6.4	7.0	7.3	7.8	3.5	8.6
主要環境影響指標										
CO ₂ 排出削減量 t-CO ₂ /km ² (マイナスは増加を示す)	t-CO ₂ /km ²	2,859	30,368	15,484	5,053	4,262	5,588	32,181	31,650	17,375
貯水池面積 100 km ² 以上を太字で表示	km ²	394	10	9	13	14	11	11	2	3
環境保護区内に入る湛水面積 5,000ha以上を太字で表示	ha	211	715	1,416	2,259	2,022	1,120	391	445	194
移転対象世帯 1,000世帯以上を太字で表示	hh	1,224	0	0	0	168	0	0	0	0
水没農地面積 1,000ha以上を太字で表示	ha	1,347	0	0	9	724	0	0	0	0

出典：調査団

先ず、技術・経済評価の結果、#23 USRC 計画の EIRR が 6.4%であり、CDM 効果を算入しても 8.0%に留まることが判明した。これは、カンボジア国における資本の想定機会費用 10%を下回るのので、少なくとも現時点では本事業の実施に対する投資は国民経済上最適のものではなく、是認できない。したがって、#23 USRC 計画は、今後 20 年間を見ずえた水力 MP の検討対象からは外す。

(2) 第2次スクリーニング評価での変更点

第1次スクリーニング以降、現地踏査の結果を踏まえて、水文、地質、環境面で前回の評価に比べて変化のあるものは修正した。主な修正点は以下のとおり。

現地踏査の結果、地質面での評価を以下のとおり微修正した。

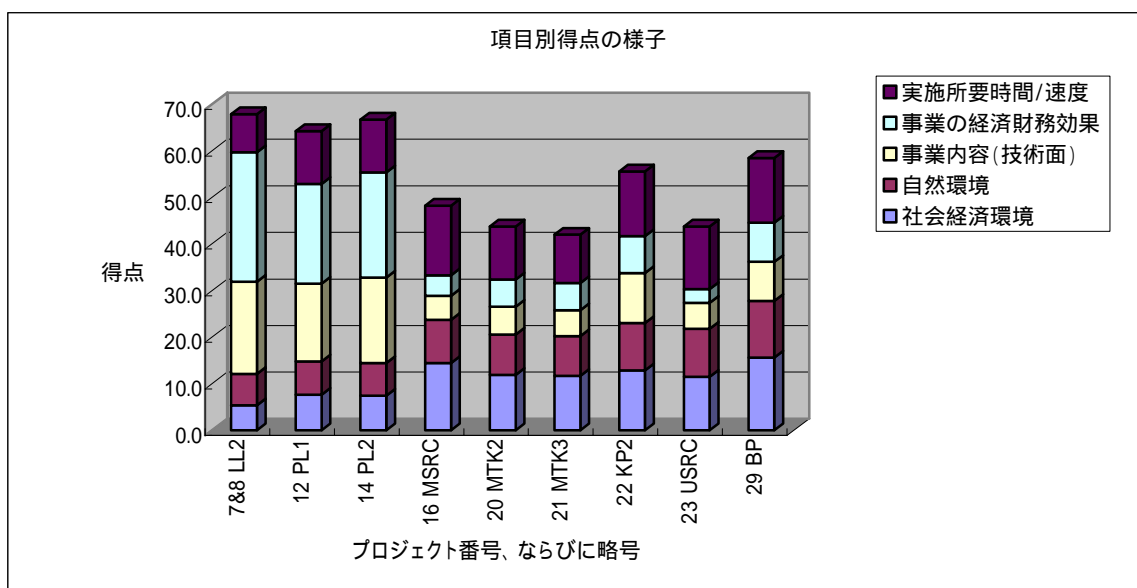
- #7&8 LL2 計画： 第1次スクリーニングでは、計画地域に石灰岩が分布する可能性が指摘された。現地踏査の結果、分布の可能性は低いと判断された。
- #29 BP 計画： 第1次スクリーニングでは、計画地点に厚い未固結堆積物が存在する可能性が指摘された。現地踏査の結果、未固結堆積物分布の可能性が低いと判断した。

上記のほか、現地踏査結果によるダムサイトの微修正等による諸元の変更を反映させた。さらに、発電設備容量、総発電量、常時発電量や、経済評価指標などを更新して、順位付けを行った。

優先準付けの結果、#7&8 LL2 計画が、技術・経済評価のレベルでも、5 項目総合評価でもトップとなっている。

(3) 評価項目別得点の内訳

図 9.1.1 に各優先計画の評価項目ごとの得点を示す。上位の 3 つの計画（#7&8 LL2, #14 PL2, #12 PL1）はいずれも、技術面、経済財務面において高得点を獲得している。#22 KP2, #29 BP の 2 つの計画は、各評価項目で満遍なく得点し、4、5 位を占める。残りの 3 計画（#16 MSRC, #20 MTK2, #21 MTK3）は、他の計画に比べて技術面、経済財務面の評価がやや低い。しかし、#20 MTK2, #21 MTK3 両計画は水供給が逼迫する東部タイと国境を接し、乾季にも毎秒 15.6 m³/s という豊富な流量を有することから、水資源開発と併せた多目的計画として実施を考えることが必要だろう。



出典：調査団

図 9.1.1 評価項目別得点の内訳

(4) カンボジアの既存、実施中、MP 対象の新規水力計画

以上の比較検討の結果、表 9.1.2 に示すように既存 2 水力と実施中の 5 水力に加えて、2024 年までの水力マスタープランの対象計画として、7 つの新規計画を選定した。

表 9.1.2 カ国の既存・実施中水力とマスタープランの候補水力

優先順位	プロジェクト	州	データ出典	流域面積 (km ²)	平均流量 (m ³ /s)	有効落差 (m)	発電設備容量 (MW)	年発生電力量 (GWh)	発電設備利用率	備考
既存水力発電所										
-	Kirirom 1	Kampong Speu, Koh Kong	EAC	99		373.5	12.0	48	0.46	
-	O Chum	Ratanak Kiri	EAC	23		31.0	1.0	3	0.36	
小計1				122	-	-	13.0	51	0.46	
実施中の水力発電計画(本水力MPの調査検討対象から除外)										
-	Kamchay	Kampot	MIME	710	54	122.0	193.2	498	0.30	Under construction by Sinohydro, China
-	Stung Atay	Pursat	MIME	590+567	79.2+77	181+35	120.0	572	0.55	Under construction by CYC, China
-	Kirirom III	Koh Kong	MIME	105	4	271.0	18.0	73	0.47	CETIC, China, PPA under negotiation
-	Lower St. Russey Chrum (LSRC)	Koh Kong	MIME	1,020	57	103.0	338.0	1,019	0.35	CA with Michelle to build until 2015 with \$495.7 m.
-	#22 New Tatay (former Stung Kep II)	Koh Kong	CHMC	1,144	69.2	185.5	246.0	858	0.40	CA with CHMC to build until 2014 with \$540 m.
小計2				2,979	-	-	915.2	3,020	0.38	
水力マスタープランの優先計画										
1	#7&8 Lower Srepok II + Lower Sesan II (LL2)	Stung Treng	JST	48,200	1,480	25.9	420.0	1,725	0.48	Under FS by EVN, Vietnam
2	#14 Prek Liang II (PL2)	Ratanak Kiri	JST	575	19.5	150.8	54.0	198	0.42	-
3	#12 Prek Liang I (PL1)	Ratanak Kiri	JST	839	28.5	178.4	100.0	348	0.40	-
4	#29 Bokor Plateau (BP)	Kampot	JST	24.5	1.80	911.7	26.0	91	0.41	-
5	#16 Middle St. Russey Chrum (MSRC)	Koh Kong	JST	461	16.4	224.0	28.0	96	0.40	LOP on Pre-FS with KTC, Korea
6	#20 Stung Metoek II (MTK2)	Koh Kong	JST	416	17.0	88.1	25.0	86	0.40	-
7	#21 Stung Metoek III (MTK3)	Koh Kong	JST	656	27.7	55.7	26.0	90	0.40	-
小計3				51,172	-	-	679	2,634	0.45	
合計				54,272	-	-	1,607.2	5,705	0.41	

出典：調査団

7つの新規計画の総発電設備容量は 679 MW、総発電量は 2,634 GWh に上る。

(5) 経済性

表 9.1.3 に 7つの水力マスタープラン候補事業の発電諸元と経済性を示す。総建設費は 1,138 百万ドルの規模と推定される。7つの MP 事業の重み付きの kW 建設費は 1,680 ドル、重み付きの平均発電原価は 7.26 セント / kWh と評価した。

表 9.1.3 水力 MP 計画の経済性

No.	プロジェクト	発電設備容量 (MW)	年発生電力量 (GWh)	CO ₂ 排出年削減量 (1000 t-CO ₂)	総建設費 (\$ m)	kW建設費 (\$/kW)	kWh原価 (¢/kWh)	EIRR (%)	FIRR (%)	CDM効果を含むEIRR (%)
1	#7&8 Lower Srepok II + Lower Sesan II	420.0	1,725	1,127	623	1,480	4.76	18.2	16.5	-
2	#14 Prek Liang II (PL2)	54.0	198	146	70	1,300	4.64	21.7	16.8	25.3
3	#12 Prek Liang I (PL1)	100.0	348	289	162	1,620	6.13	18.2	13.1	21.6
4	#29 Bokor Plateau (BP)	26.0	91	57	55	2,120	9.19	13.4	8.6	15.7
5	#16 Middle St. Russey Chrum	28.0	96	66	85	3,040	11.52	10.1	6.4	-
6	#20 Stung Metoek II (MTK2)	25.0	86	60	71	2,840	10.77	10.7	7.0	-
7	#21 Stung Metoek III (MTK3)	26.0	90	64	72	2,770	10.41	11.2	7.3	-
合計 / 単純平均		679	2,634	1,809	1,138	2,170	8.20	14.8	10.8	20.9
重み付き平均						1,680	7.26			
8	#23 Upper St. Russey Chrum (USRC)	28.0	98	63	124	4,430	16.41	5.9	2.7	-

Note: CDM effect was provisionally accounted only for those having Power Density > 4 MW/km².

出典：調査団

(6) 水力 MP 対象計画の想定される環境影響概観

選定された7つのMP事業の内では、#7&8 Lower Sre Pok + Lower Se San (LL2) 計画、および #20 Stung Metoek 計画で住民移転が予想される。#7&8 LL2 計画については、2008年現在、IPP事業者がMOUを得て、FS-EIAの一環として移転計画を作成中である。ただし、村落住民へのヒアリング調査では、「ダム計画・移転について、開発業者から説明を受けたが、政府からは説明がない」、との指摘があった。政府の電力政策、プロジェクトと移転の必要性、民活による実施方法、移転補償の基本政策などについて、住民への情報提供が重要である。#20&21 Metoek 計画は、2007年7月以来当該開発業者がアクションをとっていない。

また、選定された7つのMP事業の環境影響に関して、4つの予備検討結果を以下に示す。

- 希少種の生活に対する影響： 象の季節的移動経路などに関する住民情報はなかった。
- 想定湛水地内の遺産・自然・地形の有無： 現地再委託調査では、特別な遺跡などの報告はなかった。
- 貯水池による季節間調整の下流域への影響： 特になし（#7&8 LL2 は調節容量が流入量と比べて小さい。他の計画では下流域に村落がない。また、本調査では全ての計画で環境維持用水を放流するよう開発計画を作成した。）
- 下流河床での河床低下が発生する可能性： #7&8 LL2 計画で可能性がある。

LL2 計画は、なだらかな丘陵地帯に大きな貯水池を形成するので、以下の項目を含めて、環境影響の軽減策を注意深く検討・作成することが必要である。

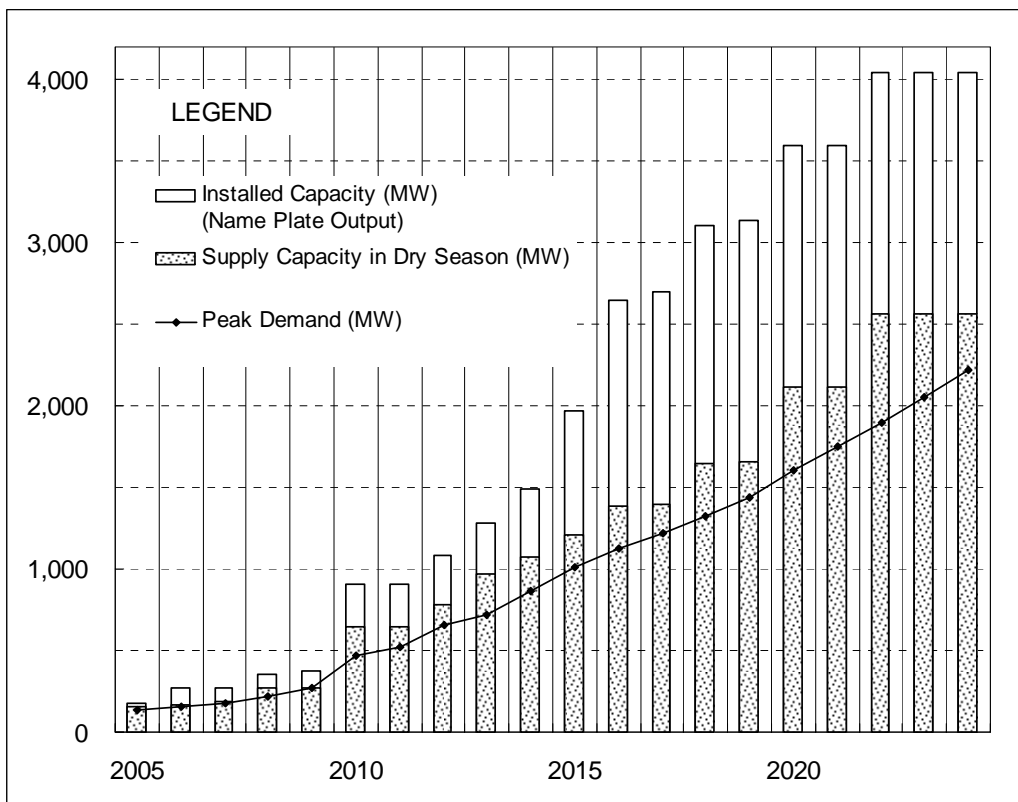
- #7&8 LL2 計画は、Se San 川および Sre Pok 川上の発電所群の最下流に位置する貯水池であり、また調節容量が小さいので基本的には流れ込み式発電所として運転する。準ピーク運転による日間調整が必要な場合には計画負荷 (Scheduled Load) に基いた運転をするものとし、下流水位変動速度が 30 分 30 cm 以内に収まる範囲の準ピーク運転とすることが望ましい。水位変動速度

がこの基準を超えることがやむを得ない場合には、当該河川区間に放流警報施設を設置する。

- #7&8 LL2 計画の洪水吐きをゲート式単独とすると、ゲート操作が不可欠で誤操作のリスクを伴う。一方、越流式の場合には、誤操作のリスクは回避できるが、満水位の上に越流水深を確保することが不可欠となり、洪水時に貯水池表面積が拡大する。ゲート式と越流式の組み合わせ案も含め、下流での急激な水位変動を避けつつ、かつ洪水時に貯水池が周辺土地へ拡大することを限定する、最適洪水吐きの検討が必要である。
- #7&8 LL2 の発電を夜間のオフピーク時に停止する場合には、日本の環境維持用水の基準 $0.2 \text{ m}^3/\text{s}/100\text{km}^2$ を適用すると $96 \text{ m}^3/\text{s}$ の放流が必要となる。この放流量は、水車の単機設計流量の20%程度に相当するため、発電による放流は困難であろう。したがって、必要十分な環境維持用水を確認後、機械的に必要となるならば小型水車発電機を追加設置して、夜間の環境放流に備えることが必要となろう。

9.2 既存の電源拡充計画

最新の電源拡充計画は、4.5.1 節で説明した「電力開発マスタープラン、MP-2006」で策定されている。この拡充計画は再生可能エネルギーの有効活用を主眼に、机上、現地踏査またはプレ F/S レベルの調査によりポテンシャルが現時点で確認されている主要な水力発電プロジェクトを優先的に織り込んだものである。開発が確定しているプロジェクトを含めて、水力は13プロジェクトで総設備容量1,985MW、火力は5プロジェクトで総設備容量1,500MWを2024年までに開発することを提言している（需要予測：ベースケース）。MP-2006で提案されている電源拡充計画のピーク需要、供給力及び総設備容量の2024年までの状況を図9.2.1に示す。



出典：調査団

図 9.2.1 最新の電源拡充計画(MP-2006)

このマスタープランを基にカンボジア政府は同様な電源拡充計画を検討し、EAC 年報 2006 に示している。水力開発については、いくつかのプロジェクトの設備容量が多少修正されていたり、投入時期が一年程度ずらされている程度で、殆ど MP-2006 と差が無い。しかし、次に示すように EAC の年報に示されている拡充計画では多少変更されている。

MP-2006	EAC 年報 2006
石炭火力#1 (200 MW)	石炭火力#1 (200 MW)
combined cycle gas turbine (CCGT) #1 (200 MW)	石炭火力 #2 (400 MW)
CCGT#2 (200 MW)	CCGT#1 (450 MW)
CCGT#3 (450 MW)	CCGT#2 (450 MW)
CCGT#4 (450 MW)	

図 9.2.1 に示すように、供給力は乾季の水力発電所の出力低下を厳しく評価した値となっているため、設備容量(銘版出力)と大きな差がある。しかしながら、拡充計画の対象となっている水力プロジェクトの殆どは貯水池式であり、このような場合、年間の流入量持続曲線、貯水容量と年間流入量の比率の程度などによるが、一般的により高い乾季出力が期待できる。今後、石油資源の価格動向のみならず、水力開発に主力をおいた電源開発の経済性及び運用のための最適な電源構成等に留意した計画の見直しが必要と考える。

MP-2006 で開発が提案された計画のうち、2008 年 8 月現在、以下の計画の開発が民間業者により提案され、政府の開発許可が下りている。

- (1) Kirirom III Hydro (18 MW, 2010)
- (2) Kamchay Hydro (193 MW, 2010)
- (3) Coal-fired Thermal Plant #1 (100 MW, 2011)
- (4) Stung Atay Hydro (120 MW, 2012)
- (5) Coal-fired Thermal Plant #2 (100 MW, 2012)
- (6) Lower Stung Russey Chrum Hydro (235 MW, 2013)
- (7) #22 New Tatay Hydro (246 MW, 2013)

従って、9.1 節で説明した優先 7 計画の開発については、上記プロジェクトの実施計画は与条件として扱い、その以降の期間について最適な電源拡充計画を策定することになる。

9.3 水力発電拡充計画

9.3.1 序

第 2 章で説明したように、本調査の目的は、日本・カンボジア間の合意に基づいて、MP-2006 で策定された電源拡充計画のうち、既にコミットされているとして第 9.2 節で示した水力開発計画が計画通り建設されるとの前提で、第 9.1 節で最終的に選定された優先計画を候補として、その後の電源拡充計画の見直しを行うことである。従って、本調査の電源拡充計画策定では、MP-2006 との整合性を図ることが重要となることから、電源拡充計画策定の基礎となる需要予測値として同じものを使用する。但し、MP-2006 の需要予測のうち、「低需要予測値」はマスタープラン策定後の現在に至る実績値との乖離が既に顕在化しており、本調査では「基礎需要予測値」及び「高需要予測値」を使用することとする。

MP-2006 で提案された水力計画のうち既にコミットされている計画以外の水力開発計画の殆どは、本調査の優先計画の選定の過程で、(1) 現在の技術では解決されない問題があったり、(2) 他の計画と一部重複していたり、(3) 経済的開発の妥当性が低かったりして、MP-2006 の電源拡充計画で開発を推奨された水力計画のうち、第 9.1 節で示したように実施契約が締結されたり既に工事中である 5 計画を除き全て見直し、最終的に本調査で選定された 7 計画を開発計画策定の候補とすることになった。

本調査で策定する電源拡充計画と、既に策定されている電源拡充計画との、カンボジア側政府による比較・見直し、拡充計画への組み込み等が容易に実施できるようにするために、需要予測に加え、本調査の電源拡充計画を策定するための仮定、策定条件、策定基準等は、以下に説明する項目を除き、既存 MP-2006 の仮定、条件、基準に合わせた。

9.3.2 水力発電所の常時出力

電源拡充計画の目的は、将来にわたり年間を通じて安定した信頼性の高い電気を供給するため、計画的な電源開発の必要性を明確にするものである。火力発電所では燃料を貯蔵することにより、定期点検、故障停止、補修停止の期間を除き運転可能であり、年間を通じて有効出力と同等な供給力

が期待できる。一方、水力発電所の出力は使用可能水量によって決定され、季節的変動が大きい。従って、水力発電所の供給力は、年間を通じて安定した、一定の発電可能な出力として、最湯水期の常時出力を使用するのが一般的である。特に、カンボジアのような雨季と乾季の流入量の差が著しい地域の水力開発では、年間を通じて安定した電気を需要家に供給するために、貯水池運用を含めた乾季の常時出力に対し厳しい評価が必要となる。

しかしながら、MP-2006 では、同報告書の表 3-15 及び頁 3 - 33 に示してあるように、乾季常時出力を「各水力発電所の定格出力の 26.1%」として、全ての水力発電計画に対し一律に仮定している。乾季常時出力は、流れ込み式計画では乾季流入量に、貯水池式計画では貯水容量の年流入量に対する比率、即ち、貯水池の大きさによって大幅に異なる。乾季常時出力は流入量や貯水池の容量をもとに貯水池運用計画のシミュレーションを行うことにより、ある程度の精度を持って推定可能である。

本調査では、乾季常時出力を、水力の調査報告書で通常明記される一次発生電力量、即ち、95%の確率を有する出力による年間発生電力量に対応するものとして算定した。95%の確率を有する出力は、流れ込み式では流況曲線から算定した水量を基に、貯水池式では流入量、貯水池の大きさ等を考慮した貯水池運用シミュレーション結果から算定した。なお、本調査では、既にコミットされている水力計画のうち参照可能な報告書に、一次電力量又は乾季常時出力が明記されている場合はその値を使った。

既にコミットされている計画を含めた水力開発候補の計画設備容量、年発生電力量、一次電力量、及び乾季発生電力量を表 9.3.1 に示す。なお、表の乾季発生電力量は、電源拡充計画策定結果の系統の電力量の需給バランスを検証するために使用する。

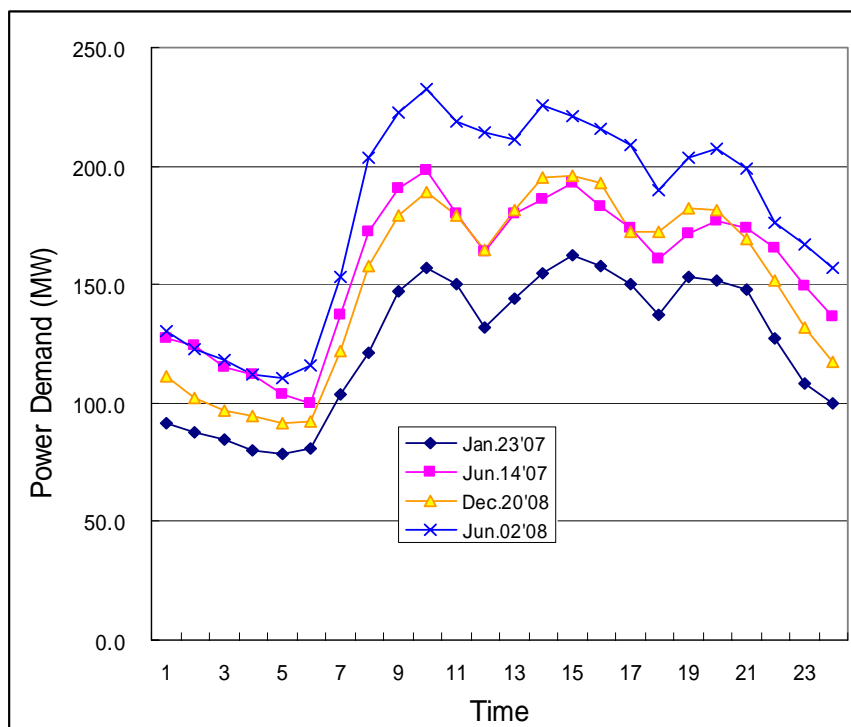
表 9.3.1 水力発電計画の設備容量及び発生電力量

Hydropower Projects	Installed Capacity (MW)	Annual Energy (GWh)	Firm Energy (GWh)	In Dry Season (GWh)
Committed Projects				
1 Kamchay	193	498	n.a	n.a
2 Kirirom III	18	76	n.a	n.a
3 Stung Atay	120	306	186	108
4 Lower Stung Russey Chrum	235	805	449	n.a
5 New Tatay	246	858	333	n.a
Total	812	2,543	-	-
Priority Projects selected under the Study				
1 Lower Se San & Sre Pok 2	420	1,725	480	231
2 Prek Liang 1	100	348	217	112
3 Prek Liang 2	54	198	107	54
4 Bokor Plateau	26	91	65	32
5 Stung Metoek II	25	86	58	30
6 Stung Metoek III	26	90	58	30
7 Middle Stung Russey Chrum	28	96	64	33
Total	679	2,634	1,049	522

出典：調査団

EDC の給電センターでは、プノンペン系統の IPP を含めた発電所の時間出力を記録整理している。最近の代表的な日負荷曲線を図 9.3.1 に示す。なお、同図に示してある負荷曲線は夫々の月の最大負荷を記録した日のものである。図でも明らかな如く、従来の夜型ピークから昼型ピークへ既に移行していると判断される。今後は更に昼間の需要が増大し、昼間ピークが先鋭化行くものと推定される。電源開発が進み、系統が拡張され現在互いに孤立している系統を取り込んでいったとしても、

プノンペン系統の負荷が圧倒的に大きいためこの昼型の負荷状況には変化が無いものと考えられる。



出典：EDC

図 9.3.1 代表的な日負荷曲線

本調査で対象とする水力計画は、FS 調査、設計、入札、建設に要する時間を考えると、最速でも 2015 年以降に電源として投入が可能となると考えられる。その時点では昼間負荷が更に先鋭化しており、完全な昼型の負荷曲線になると推定される。従って、本調査では、その時点の負荷曲線に合致すべく、乾季には 9.6 時間(一日 24 時間の 40%)のピーク運転を行うと仮定して、電源拡充計画策定のための乾季常時出力を一次電力量から算定した。既にコミットされている水力計画で一次電力量が明らかなものは同様に算定し、明らかでないものは、MP-2006 で仮定している定格出力の 26.1%を適用した。

9.3.3 火力発電所

MP-2006 では系統に投入する火力発電設備として、前節 9.2 で説明したように、MP-2006 では発電設備を下表の左欄に示すように 2024 年までに投入することが提案されている。一方、EAC 年報 2006 に示されている拡充計画では下表の中央欄に示す投入となっている。さらに、2008 年 8 月に MIME より手渡された最新の修正電源開発計画では下表の右欄に示す開発順序が計画されている。

MP-2006	EAC 年報 2006	MIME 修正電源計画 2008
石炭火力#1 (200 MW)	石炭火力#1 (200 MW)	石炭火力#1(200MW)
combined cycle gas turbine (CCGT) #1 (200 MW)	石炭火力 #2 (400 MW)	石炭火力#2(700MW)
CCGT#2 (200 MW)	CCGT#1 (450 MW)	石炭火力#3 又は天然ガス火力 (400MW)
CCGT#3 (450 MW)	CCGT#2 (450 MW)	
CCGT#4 (450 MW)		

一般的に単機容量の大きな発電設備は小さなものに比較して効率もよく、発電原価を低く抑えることができる。反面、電源計画策定のみならず、日常の系統運用に際してもその大容量の発電機の故障停止を想定しなければならず、系統規模から大きくかけ離れた単機容量の採用は、必要な予備力が増大し、総合した運転コストの高騰の原因になることがある。

本調査では、単機容量 100 MW の石炭火力設備の開発が既にコミットされていることから、単機容量を 100 MW – 200 MW – 400 MW の順に増大することを想定し、夫々の投入時期は系統予備力(想定負荷の 15%)がほぼ単機容量に等しくなる時期と仮定した。なお、必要な系統予備力が単機容量より小さい場合には、その単機容量を必要な系統予備力とした。

9.3.4 電源拡充計画の策定

電源拡充計画は、水力の可能発生電力量が大幅に低下する乾季の電力バランス及び電力量バランスを基に策定する。即ち、安定した電気の供給を継続するためには、予備力を考慮した供給力が必要である。この供給力を確保するために、火力を含めた最適な電源候補を順次投入する。この場合、各対象年に過度の予備力が生じないように、即ち、電源への先行投資が極力少なくなるように年次順に、順次投入する電源候補を決定する。

MP-2006 で求められた電力系統でカバーされた地域の「基礎需要予測値」、及び「高需要予測値」に対し、既にコミットされている水力計画、本調査で選定された 7 つの優先計画、及び上記の火力機を含めた電源拡充計画を算定した。その結果を表 9.3.2、9.3.3、及び図 9.3.1、9.3.2 に示す。なお、7 つの優先計画はその選定段階で夫々単独で火力機を代替えとした経済比較を行い、その開発の妥当性が既に検証されているため、各対象年に過度の予備力が生じないように優先的に投入した。

MP-2006 では、2024 年までに「基礎需要予測値」及び「高需要予測値」の両方のケースとも、水力開発計画の総出力は 1,985 MW で、火力発電開発の総出力は夫々 1,500 MW、2,400 MW となっている。本調査では水力開発計画の総出力は 1,491 MW、火力発電開発の総出力は夫々 1,500 MW、2,300 MW となっている。両調査とも火力の総設備容量がほぼ同じであるが、水力開発の総出力に 494 MW の差が生じた。この理由は、本調査では Sambor 計画を、現時点で解決できない技術的な困難さのゆえに優先計画選定対象から外したことによる。

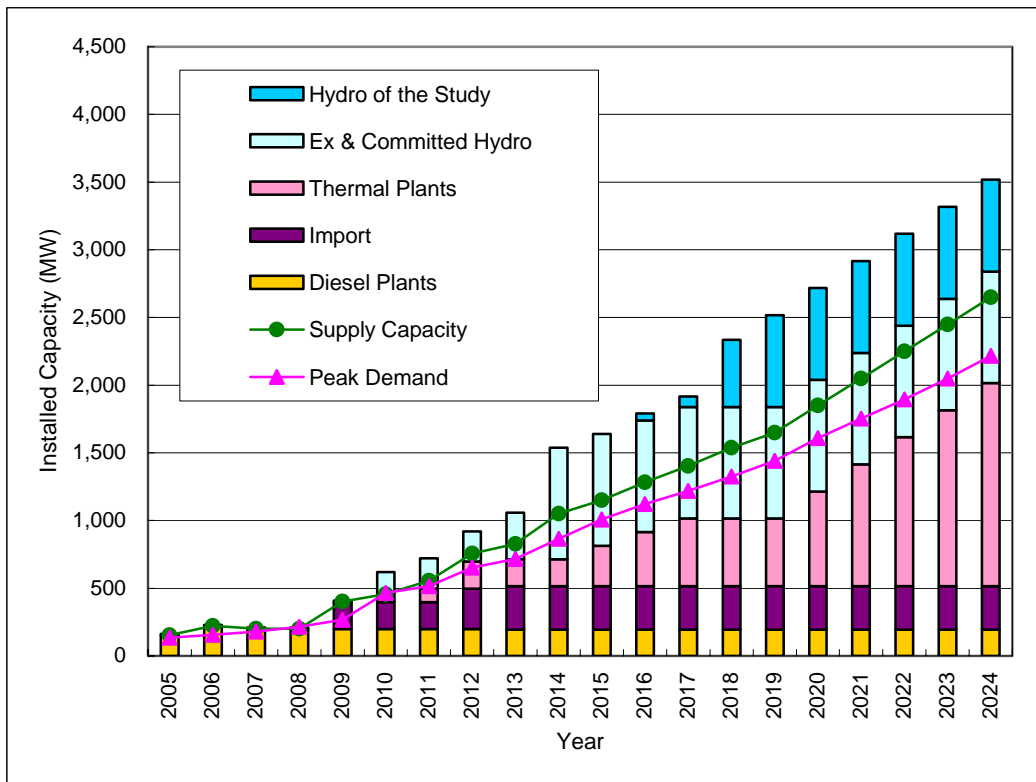
コミットされた水力発電所のうち、「基礎需要予測値」のケースでは、現在カンボジア政府の運転開始計画に比較して、Stung Atay、Lower Stung Russey Chrum、及び#22 New Tatay 計画の運用開始を 1 年遅らせることが可能である。「高需要予測値」に従って系統の需要が増大する場合でも、#22 New Tatay 計画の運用開始を 1 年遅らせることが可能と考えられる。

上記電源拡充計画に基づいて、各年の乾季の電力量のバランスをチェックし、結果を表 9.3.4 及び 9.3.5 に示す。同表より明らかな如く、調査対象期間を通じ供給支障は発生しない。なお、ディーゼル発電設備及び火力機の発生可能電力量は、MP-2006 で仮定している瞬動予備力率、故障停止率、補修日数等を基に算定した。また、輸入電力の系統への供給可能電力量は、契約容量と 2007 年のブノンペン系統の年負荷率から算定した。

表 9.3.3 高需要予測に対する電源拡充計画

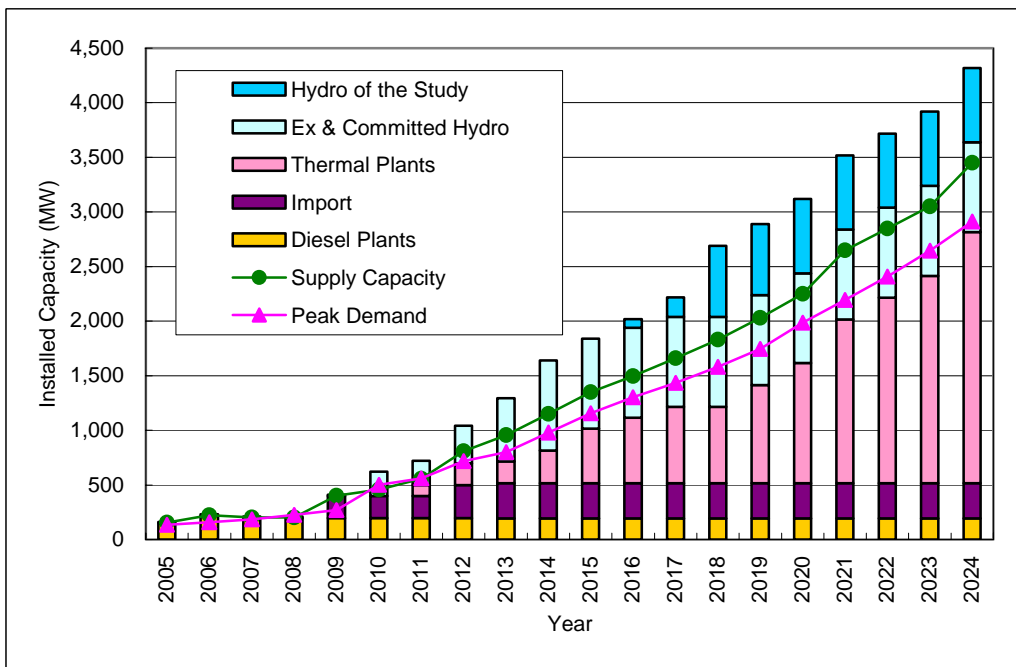
Year				2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Peak Demand : High Case (MW) of Master Plan 2006				134	159	186	225	271	502	561	719	800	979	1,155	1,302	1,435	1,582	1,746	1,985	2,195	2,409	2,647	2,912
I. Existing Diesel Plants																							
Available Total Output (MW)				150	218	198	198	198	198	198	198	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195
II. Import																							
	Yr to Grid	Max MW	Contract																				
1	Thailand by 115kV line	2012	20/80		(20)	(20)	(20)	(80)	(80)	(80)	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	
2	Vietnam by 230kV line	2009	80/200					200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	
3	Vietnam by 115kV line	2012	20					(20)	(20)	(20)	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	
4	Laos by 115kV line	2013	20					(20)	(20)	(20)	(20)	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	
Total Imported Power for the National Grid in Dry Season (MW)				0	0	0	0	200	200	200	300	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320
III. Hydropower Development																							
	Inst MW	Unit MW	Firm En	MWinDry																			
Existing : Kirirm I				2001	12.0	6.0	14.3	4.1															
Committed Hydro Plants																							
1	Kamchay	2010	193.2	64.4	n.a	50.4			50.4	50.4	50.4	50.4	50.4	50.4	50.4	50.4	50.4	50.4	50.4	50.4	50.4	50.4	
2	Kirirom III	2010	18.0	7.5	n.a	4.7			4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	
3	Stung Atay	2012	120.0	50.0	186.0	53.1				53.1	53.1	53.1	53.1	53.1	53.1	53.1	53.1	53.1	53.1	53.1	53.1	53.1	
4	Lower Russey Chrum	2013	235.0	64.0	449.0	128.1					128.1	128.1	128.1	128.1	128.1	128.1	128.1	128.1	128.1	128.1	128.1	128.1	
5	New Tatay	2013	246.0	82.0	333.0	95.0						95.0	95.0	95.0	95.0	95.0	95.0	95.0	95.0	95.0	95.0	95.0	
			812.2			331.4																	
Total of Committed Hydro Plants									55.1	55.1	108.2	236.3	331.4	331.4	331.4	331.4	331.4	331.4	331.4	331.4	331.4	331.4	331.4
Master Plan																							
	Inst Cap	Unit Cap	Firm En	MWinDry																			
1	LSP2 + LSS2		420.0	70.0	480.0	137.0											137.0	137.0	137.0	137.0	137.0	137.0	
2	Prek Liang 1		100.0	33.4	217.0	61.9										61.9	61.9	61.9	61.9	61.9	61.9	61.9	
3	Prek Liang 2		54.0	27.0	107.0	30.5									30.5	30.5	30.5	30.5	30.5	30.5	30.5	30.5	
4	Bokor Plateau		26.0	13.0	65.0	18.6											18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	
5	Stung Metoek II		25.0	12.5	58.0	16.6											16.6	16.6	16.6	16.6	16.6	16.6	
6	Stung Metoek III		26.0	13.0	58.0	16.6								16.6	16.6	16.6	16.6	16.6	16.6	16.6	16.6	16.6	
7	Middle St. Russei Chrum		28.0	14.0	64.0	18.3												18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	
			679.0		1,049.0	299.4																	
Total of Hydro Plants for the Master Plan															47.1	109.0	281.1	281.1	299.4	299.4	299.4	299.4	299.4
IV. Thermal Plants to be Developed																							
1	Coal-fired plant #1	200	100							100	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	
2	Coal-fired plant #2	700	100/200										100	300	400	500	500	700	700	700	700	700	
3	Coal-fired plant #3	1000	200																200	600	800	1,000	
4	Coal or gas-fired plant	1600	400																			400	
Total of Thermal Plants to be Developed						0	0	0	0	100	200	200	300	500	600	700	700	900	1,100	1,500	1,700	1,900	2,300
V. Total Supply Capacity				154	222	202	202	402	457	557	810	955	1,150	1,350	1,497	1,659	1,831	2,031	2,250	2,650	2,850	3,050	3,450
VI. Reserve Margin																							
15 % of Peak Demand				20.1	23.9	27.9	33.8	40.7	75.3	84.2	107.9	120.0	146.9	173.3	195.3	215.3	237.3	261.9	297.8	329.3	361.4	397.1	436.8
Maximum Unit Capacity				6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	64.4	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	200.0	200.0	200.0	200.0	400.0
Required Margin in MW				20.1	23.9	27.9	33.8	40.7	75.3	100.0	107.9	120.0	146.9	173.3	195.3	215.3	237.3	261.9	297.8	329.3	361.4	397.1	436.8
Margin against Available Output				20.5	63.5	16.0	-23.0	131.0	-44.9	-3.9	91.2	155.3	171.3	195.3	195.4	224.4	249.4	285.4	264.7	454.7	440.7	402.7	537.7
	in MW			15.3%	39.9%	8.6%	-10.2%	48.3%	-8.9%	-0.7%	12.7%	19.4%	17.5%	16.9%	15.0%	15.6%	15.8%	16.3%	13.3%	20.7%	18.3%	15.2%	
	in %																						
Year				2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024

出典：調査団



出典：調査団

図 9.3.2 基礎需要予測に対する電源拡充計画



出典：調査団

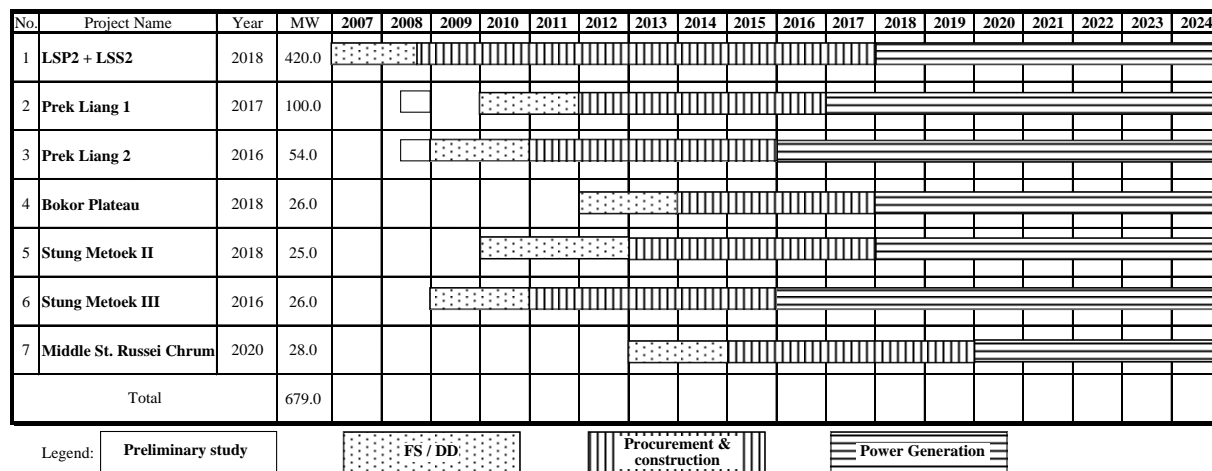
図 9.3.3 高需要予測に対する電源拡充計画

表 9.3.4 基礎需要予測に対する電力量バランス

Year						2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
Annual Energy Demand (GWh) of Master Plan 2006						764	887	1,020	1,271	1,472	2,574	2,891	3,750	4,188	4,728	5,250	5,869	6,408	7,000	7,646	8,550	9,330	10,111	10,958	11,879	
Energy Demand in Dry Seasons (for 6 months) : Base Case (GWh)						382	444	510	636	736	1,287	1,446	1,875	2,094	2,364	2,625	2,935	3,204	3,500	3,823	4,275	4,665	5,056	5,479	5,940	
I. Existing Diesel Plants																										
Available Total Output (MW)						150	218	198	198	198	198	198	198	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	
Available Max. Energy in Dry Season (GWh)						524	760	689	689	689	689	689	689	679	679	679	679	679	679	679	679	679	679	679	679	679
II. Import																										
	To Grid	Max MW Contract	Energy in Dry																							
			GWh	In future																						
1	Thailand by 115kV line	2012	20/80	55.2	220.8				(55.2)	(55.2)	(55.2)	(220.8)	(220.8)	(220.8)	220.8	220.8	220.8	220.8	220.8	220.8	220.8	220.8	220.8	220.8		
2	Vietnam by 230kV line	2009	80/200	220.8	551.9						551.9	551.9	551.9	551.9	551.9	551.9	551.9	551.9	551.9	551.9	551.9	551.9	551.9	551.9		
3	Vietnam by 115kV line	2013	20	55.2	55.2						(55.2)	(55.2)	(55.2)	(55.2)	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2		
4	Laos by 115kV line	2013	20	55.2	55.2						(55.2)	(55.2)	(55.2)	(55.2)	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2		
Available Total Energy for National Network in Dry Season (GWh)						0	0	0	552	552	552	773	883	883	883	883	883	883	883	883	883	883	883	883	883	
III. Hydropower Development																										
Existing : Kirim I						2001	12.0	46.9	n.a	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	
Committed Hydro Plants																										
1	Kamchay	2010	193.2	498.0	n.a	130.0					130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0		
2	Kirirom III	2010	15.0	76.0	n.a	19.8					19.8	19.8	19.8	19.8	19.8	19.8	19.8	19.8	19.8	19.8	19.8	19.8	19.8	19.8		
3	Stung Atav	2012	120.0	306.0	186.0	108.0							108.0	108.0	108.0	108.0	108.0	108.0	108.0	108.0	108.0	108.0	108.0	108.0		
4	Lower Russev Chrum	2014	235.0	805.0	449.0	224.5								224.5	224.5	224.5	224.5	224.5	224.5	224.5	224.5	224.5	224.5	224.5		
5	New Tatay	2015	246.0	858.0	333.0	166.5								166.5	166.5	166.5	166.5	166.5	166.5	166.5	166.5	166.5	166.5	166.5		
Total						809.2	2,543.0		648.8																	
Total of Committed Hydro Plants											150	150	150	258	482	649	649	649	649	649	649	649	649	649	649	
Master Plan																										
		Inst Cap	Y.GWh	Firm En	in Dry																					
1	LSP2 + LSS2	420.0	1725.0	480.0	231.0														231.0	231.0	231.0	231.0	231.0	231.0		
2	Prek Liang 1	100.0	348.0	217.0	112.0															112.0	112.0	112.0	112.0	112.0		
3	Prek Liang 2	54.0	198.0	107.0	54.0															54.0	54.0	54.0	54.0	54.0		
4	Bokor Plateau	26.0	91.0	65.0	32.0															32.0	32.0	32.0	32.0	32.0		
5	Stung Metoek II	25.0	86.0	58.0	30.0													30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0		
6	Stung Metoek III	26.0	90.0	58.0	30.0													30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0		
7	Middle St. Russei Chrum	28.0	96.0	64.0	33.0															33.0	33.0	33.0	33.0	33.0		
Total						679.0	2,634.0	1,049.0	522.0												33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	
Total of Hydro for Master Plan																		60	92	323	522	522	522	522	522	
IV. Thermal Power Development																										
Thermal Plants																										
	Plant	Unit	Nos	GWh/unit *1																						
1	Coal-fired plant #1	200	100	2	348.2						348.2	696.4	696.4	696.4	696.4	696.4	696.4	696.4	696.4	696.4	696.4	696.4	696.4	696.4		
2	Coal-fired plant #2	400	100/200	6	348.2	696.4									348.2	696.4	1,044.6	1,044.6	1,044.6	1,741.1	2,437.5	2,437.5	2,437.5	2,437.5		
3	Coal-fired plant #3	1000	200	5	696.4																696.4	1,392.8	2,089.3			
4	Coal or gas-fired plant	1600	400	4	1,392.8																					
Total of Thermal Plants											348	696	696	696	696	1,045	1,393	1,741	1,741	1,741	2,437	3,134	3,830	4,527	5,223	
V. Total Available Energy in Dry Season (GWh)						531	768	696	696	1,248	1,398	1,746	2,315	2,523	2,748	3,262	3,670	4,051	4,282	4,481	5,177	5,874	6,570	7,266	7,963	
VI. Surplus Energy (GWh)						149	324	186	61	512	111	301	440	429	384	637	736	847	782	658	902	1,209	1,514	1,787	2,023	
% of Required Energy						39.0%	73.1%	36.5%	9.6%	69.6%	8.6%	20.8%	23.5%	20.5%	16.2%	24.3%	25.1%	26.4%	22.3%	17.2%	21.1%	25.9%	30.0%	32.6%	34.1%	
Year						2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	

出典：調査団

図 9.3.4 に、高需要予測の場合について、7 つの MP 事業の所要投入年、およびフェージビリティ調査・詳細設計、調達と建設工事の必要な概略タイミングを示す。



出典：調査団

図 9.3.4 7 つの MP 事業の実施スケジュール、高需要予測

9.3.5 留意事項

上記電源拡充計画に関連した留意事項を以下に説明する。

(1) 2008 年、2010 年及び 2011 年の供給力不足

表 9.3.2 及び 9.3.3 によると、「基礎需要予測値」・「高需要予測値」とも 2008 年、2010 年、2011 年に供給力の不足が生ずる結果となっている。特に、2008 年の 5 月 27 日にプノンペン系統では 239 MW の最大負荷を記録し、既に「高需要予測値」をオーバーしている。このような需要増加に対応して、カンボジア政府は IPP からの追加購入、負荷制限、等の対策を既に取りっているものと考えられる。

一方、2010 年及び 2011 年の供給力不足は、MP-2006 において Kampot 地区に対する過大な需要予測を行った結果と考えられる。即ち、MP-2006 の調査時に、最終的に 100 万トン規模の生産を予定して建設が進められていたセメント工場の需要を過大に見積った結果と考えられる。その過大見積された需要が、230 kV 送電線が 2010 年に Takeo から延伸されることにより系統に取り込まれ、その結果として、2009 年に 268MW であった系統の需要が 2010 年に 467MW に急増している(基礎需要予測)。EAC 年報 2007 によると、Kampot Power Plant Co. Ltd. (IPP 免許番号 142L)は、セメント工場敷地内にあり、工場への供給を主目的としている。ちなみにその発電設備容量は 2,316kW である。既に操業を開始している工場関係者から正確な情報を集め、当該地域の需要予測を見直すことによって解消されるものとする。

(2) カスケード開発

本調査はマスタープラン調査であり、全ての候補計画を極力同じ土俵の上で評価する必要から、表 9.3.1 に示す水力発電計画のうち、カスケード開発を計画している Prek Liang 及び Stung Metoek 水系の下流の発電所の年発生電力量は、それぞれ単独の計画として貯水池の運用をシミュレーションし、算定したものを示している。一般的に、上流に位置する貯水池の運用によって下流の発電所への乾

季流入量が増大し、更に下流の貯水池で調整することにより乾季の使用水量が増加する。その結果、実際には下流に位置する発電所の表に示す一次電力量が増加し、乾季常時出力も増大することが期待される。従って、本調査に引き続き実施されるであろう FS 調査においては、上流・下流計画の実施の順番を考慮して、貯水池のカスケード運用を考慮した乾季一次電力量及び乾季発生電力量を算定し、電源拡充計画の見直しに反映させることを提案する。なお、年間発生電力量は、水系全体の降雨量、即ち総流入量が変わらないので、貯水池運用による溢流量の減少分と、下流貯水池の平均水位の上昇分による増加しか期待できない。

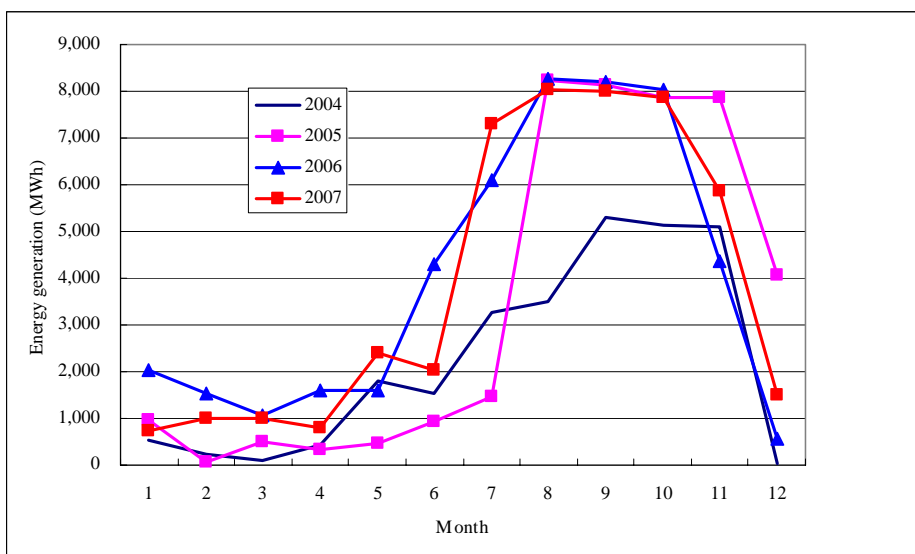
(3) 水力発電所の運用

Kirirom I 水力発電所の運用実績を表 9.3.6 に示す。また、2007 年 1 月から 2008 年 8 月の間の時間ごとの発電所出力の記録が EDC の給電センターにより記録されていたので、2007 年の運転日数を合わせて示した。表から明らかな如く、発電設備の運転は 7 月から 11 月の雨季に集中し、4 年間平均で全体の 80% 弱の電力量を発生している。更に、乾季では全く運転されない日が多く、負荷の変動に合わせた計画的な運用を行っていないものと考えられる。このような運用では電源拡充計画のみならず、日常の運用においても系統への乾季の供給力として全く期待できないことに留意すべきである。貯水池が比較的小さく、乾季を通じた安定した発電の維持は困難と考えられるが、発電実績だけでなく、貯水池の運用実績(水位変動実績)、貯水池からの溢流量等を基に、貯水池への流入量、発電使用水量を分析し、系統の運用に有効な貯水池運用基準を検討し、明確な運転基準を策定すべきと考える。

表 9.3.6 Kirirom I 水力発電所の運転実績

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
Generated Energy in MWh													
2004	524	247	95	431	1,790	1,544	3,270	3,510	5,303	5,148	5,114	49	27,024
2005	961	82	510	319	476	926	1,462	8,237	8,143	7,853	7,859	4,055	40,882
2006	2,045	1,530	1,054	1,600	1,606	4,301	6,115	8,270	8,196	8,030	4,357	582	47,686
2007	725	1,013	1,001	797	2,412	2,050	7,283	8,035	7,984	7,866	5,857	1,507	46,531
Average	1,064	718	665	787	1,571	2,205	4,533	7,013	7,406	7,224	5,797	1,548	40,531
Operated Days in 2007													
Nos of Day	6	8	9	7	9	13	31	31	30	31	25	8	208
Ratio (%)	19.4	28.6	29.0	23.3	29.0	43.3	100.0	100.0	100.0	100.0	83.3	25.8	57.0

出典：EDC



出典：EDC

図 9.3.5 Kirirom I 水力発電所の発電量

9.4 事業実施監理とモニタリングの課題

9.4.1 実施体制 / 投資と事業運営

(1) 電源開発事業の実施体制

2008年の現状

カンボジア国では、2001年施行の電気法により電力セクターが民間の電気事業者に開放された。EDCも電気法上はこれら電気事業者のひとつであるが、発電・送電・配電のいずれの分野でも営業可能な複合免許を保有している。なお、送電免許は全国送電系統を計画・建設・運営・管理を実施するための免許であり、EDCのみに付与されている。また、発電免許は、他のIPPと同様、EDCが発電所の建設を自己又は政府プロジェクトとして実施・所有・運転することを保証している。政府は、電力供給の安全を確保するためには、EDCに一定量の発電所を建設・所有・運転させることの重要性を認識している。

その一方で、様々なインフラが不足するカンボジアでは、公共事業の間でも資金需要が競合すること、および金利の低い公的資金は要請してから使えるようになるまでに数年を要することから、採算性がありかつ名乗りを上げる開発業者がいる電源開発は民間セクターに依存することが近年常態化しつつある。

世銀は電力セクターの民活政策を支援するために、Private Power Policy という調査を2001年に実施した。しかし、その報告書が提案する調達方法は未だ政府に承認されていない。

カンボジアの電力セクターにおいて2008年時点で採用されている開発事業者(IPP)の選定方法の概要を以下に述べる。

ある特定の発電事業の実施に関心のあるIPPは、先ずMIME大臣宛てにプレFS調査あるいはFS調査の提案書を提出する。大臣はMIMEエネルギー総局傘下の水力部にプロポーザルの審査および意見を求める。水力部の意見がプロポーザルに対して肯定的であれば、プレFS調査の場合にはLetter of Permission (LOP)が発行され、FS調査であればMOU (Memorandum of Understanding) が交わされる。MOUは次のような内容を含むだろう。

MIMEと開発事業者(IPP)がMOUの当事者となる。

MOUの有効期間は調印日から2年間だが、双方の合意により延長可能。調印後90日以内にIPPが現地調査を開始しない場合には、MOUは失効する。

内容は、FS調査をIPPがその費用を負担することを条件に実施する権限を与えるものである。MIMEは調査実施のために必要となる資料提供や関係省庁へのアクセスなどで便宜を図る。EIA調査も含み、建設サイト、貯水池・発電所地域などの住民を含めて、環境影響を評価する。また調査の一環として、建設資金の調達方法と出資者を特定することを求める。

調査終了後、IPPは報告書と資料一式をMIMEに提出する。

調査結果は、両者の合意なしには第3者に公開しない。

調査完了後、MIMEはIPPあるいはその代理人を招待して、事業実施について協議する。ただし、6ヶ月以内に合意に達しない場合には、MIMEは他の開発業者と協議・契約する権利

を持つ。

FS 調査結果は、MIME、EAC、EDC が共同でレビューする。MIME は主として技術面と環境面、EAC は価格面、EDC は運転維持管理面をそれぞれレビューする。FS 調査後の実施業者の選定は入札が通常だが、応札者が 1-2 社しか想定されない場合には随意契約交渉が採用される。政府と IPP が事業実施で合意すれば、首相に文書で報告し、事業権（Concession）を政府が付与し、営業許可は EAC が発行する。売電単価交渉（PPA）では、MEF、MIME、EAC、EDC からなるコミッティを組織し、MIME が議長を務める。このコミッティは発電プロジェクト毎に組織し、実施契約と PPA について審査する。PPA は最終化した後、EAC の承認を得てから、電力の引き受け手である EDC が署名する。PPA 契約書は、2001 年に英国コンサルタント（MottMacDonald）が作成したサンプルフォームを用いている。大規模プロジェクト用と小規模用の 2 種類ある。運転開始後は、EAC が監督機関（Regulator）として、実施契約に基づいて IPP の事業運営を監視する。

今後の課題

新規水力事業の調達業務が一段落したら、下記事項が電力セクターの今後の検討課題となるだろう。

エネルギー安価および系統全体の発電原価の長期的低減を目的として、少々の時間はかかるとしてもソフトローンを得て EDC が発電プロジェクトを直営方式で実施することにより、一定割合の発電設備を所有・運営することが望ましい¹。EDC の発電設備の所有割合としては、民間では保有し難い（採算にのり難い）であろう系統の所要予備力として最小でも 15% 程度は目指すべきだろう。

優先計画の選定過程で、水力密度、その経済性等の理由で 10 優先計画の選に漏れた水力計画のうち、多目的開発として開発する場合には、より優位な位置を占める計画があるかもしれない。例えば、給水や灌漑用水ニーズが高い地域での水力計画、あるいはそれ自体の経済性は低くとも下流計画への乾季出力増強効果が高い水力計画については、売電利益を目的とする民間開発事業者への開発権の付与には問題が多いと考える。この種の開発は時間がかかっても独自開発が必要である。即ち、電力系統の要求に従った貯水池の運用だけでなく、給水や灌漑用水の供給を考慮したきめ細かい貯水池運用が必要となり、カンボジア側で容易に運用できる開発形態が要求される。

EDC が実施する電力事業の請負業者は原則として入札により選定する。

(2) 水力 MP 計画の優先実施

MP-2006 で策定された電源拡充計画の基礎となっている需要予測は、未だ全国規模の送電系統が無く、全国に散在している需要地が互いに孤立・独立している現状に対し、種々の且つ大胆な仮定を設定して実施したものである。本調査でも指摘しているように、一部現状からの乖離が顕在化してきていることに留意すべきである。従って、電源拡充計画を見直す際、その前提として、全国レベルの電力需要の動向を見極め、基礎となる電力需要予測の理論的な妥当性を検証してから、MP-2006 及びその後のカンボジア政府策定の計画を更新すべきと考える。本調査で選定した水力発電計画は既に説明したように、現在コミットされている水力発電計画に引き続いて開発すべき火力発電設備を含めた電源開発計画を、MP-2006 との整合性を図るため、MP-2006 の基礎となった電力需要予測のみならず MP-2006 策定の条件・仮定・基準等を極力採用して策定した。一般的に、電源開発は計画から運用開始まで長期間を要するので、本調査で選定した計画について、より高いレベルで

¹ 電源開発計画ではないが、電力料金の長期低減を図るためには、同様にソフトローンを得て EDC が送変電網を整備することも有効だろう。

ある FS 調査の段階に積極的に取り組むことを推奨する。

(3) 水文観測体制の整備

カンボジア国では、水文気象観測所がブノンペン、トンレサップ、メコン河本流地域に集中しており、水力ポテンシャル地点である北東部（Ratanak Kiri 州、Stung Treng 州）や南西部（Koh Kong 州、Pursat 州）では、観測所が非常に限られている（6章水文の項参照）。南西部の流域内と北東部の Prek Liang 流域内には仮の量水標を除いて、流量観測設備を備えた測水所や雨量計がない。水資源気象省に依存するだけでは、水力開発に必要な水文情報を収集・蓄積できない。水力開発には一般的には 30 年分、最低でも 10 年分の水文資料が望まれる。水文資料の実測期間が短ければ短いほど水文リスク、すなわち売電収入が計画を下回ったり、計画を上回る洪水が発生して被害を受けるリスクが高まる。実施中の 5 水力、および 7 つの水力 MP 計画については、MIME がそれぞれの実施業者と契約して、量水標と雨量計の設置、流量測定用施設の設置、流速計の調達、流量観測、記録コピーと年報の政府への提出を義務付けることを推奨する。実施業者が未選定のプロジェクトについては MIME 水力部が観測を担当し、そのための予算手当てをすることが必要である。

以下に観測手順の例と本マスタープラン調査中に実施した観測の例を示す。

量水標による水位観測

水力開発計画地点近傍に量水標を設置し、水位を観測する。調査権を与えられた開発業者が現地の観測員を雇用し、一日 2 回（朝・夕）、水位を観測する。プレ FS、FS の調査時に観測を開始し、観測データのコピーを MIME へ提出する。FS 調査の完了後も観測を継続し、事業実施契約がまとまらなかった場合、あるいは事業を実施して運営期間が完了した場合には、観測を MIME 水力部に引き継ぐ。水文観測は中断なき継続が原則である。

流量観測

最低でも月に 1 回、理想的には週に 1 回、流速計を用いて流量観測を実施する。水位 - 流量（H-Q）曲線を作成するには、低水から高水までの広い水位範囲で数十点の観測が必要である。高水時の測定には特に危険を伴うので、測定用ケーブルの架設などの専用施設が必要となる。観測資料のコピーおよび更新された H-Q 分布・曲線を MIME へ提出する。

上記の観測に係る必要経費は全て開発業者の負担とする。

本水力マスタープラン調査では、Ratanak Kiri 州 Prek Liang 川、ならびに Koh Kong 州 Stung Metoek 川にそれぞれ量水標を設置し、現地観測員による観測を実施している（下記写真参照）。また、調査期間中の現地踏査を通じてカウンタパートスタッフへの技術移転を実施した結果、MIME 水力開発部のスタッフのうち新たに 4 名が流速計による流量観測を習得することができた。本マスタープランで移転された技術が今後のカンボジア国の水力開発の実施計画で生かされることが期待される。



Prek Liang 川、Yon 村における量水標設置作業の様子

設置された量水標と、読み方・記録方法の指導を受ける現地観測員

図 9.4.1 量水標の設置作業と観測指導

Record of Water Level at Yon villages

JICA TEAM
Name of Gauge Reader: _____ Month: 92 82003 (4) 2008

Tel: 011 44 412 112 5000

Days	7:00AM	5:00PM	Average	Weather	Remark
1	24	25		12 12	SUNNY
2	26	24		12 12	-
3	23	20		12 12	-
4	20	20		12 12	Raining
5	26	22		12 12	SUNNY
6	20	24		12 12	Raining
7	20	25		12 12	SUNNY
8	20	19		12 12	-
9	19	18		12 12	-
10	18	16		12 12	-
11	16	15		12 12	-
12	16	15		12 12	-
13	18	17		12 12	-
14	19	16		12 12	-
15	16	14		12 12	-
16	14	12		12 12	-
17	13	12		12 12	-
18	12	11		12 12	-
19	11	10		12 12	-
20	11	11		12 12	-
21	14	11		12 12	-
22	11	10		12 12	-
23	10	8		12 12	-
24	8	7		12 12	-
25	7	6		12 12	-
26	8	7		12 12	-
27	7	5		12 12	-
28	8	20		12 12	Raining
29	10	10		12 12	-
30	10 cm	9 cm			
31					

出典：調査団

図 9.4.2 水位観測記録シートの例

(4) 新規提案事業の評価基準

新規水力事業が提案された場合には、以下の予備評価が必要となろう。

貯水池による社会・環境に対する影響の中で、平坦な地域の Sambor 貯水池からの排砂のように軽減策の技術的フィージビリティが未確認のものや、絶滅危惧種や遺跡の存在が判

明しかつその対処策が未だ策定されていないものがある場合には、それらが確定するまで当該計画の実施判断は保留する。

水力発電の単目的の計画については、別途 EIA 調査を実施済みの場合は別として、特に計画の初期段階で水力密度をチェックすることを推奨する。水力密度が 0.5 MW/km² を下回る場合には重要な環境影響を示唆する注意報として認識し、慎重に EIA 調査を実施することが必要である(9.4.2 節(1)の 3)項も参照)。ただし、多目的計画は別途検討を要する。

メコン河の水力計画は、下表に示すようにメコン委員会(MRC)への通報が必要である。

乾季の	メコン本流計画	支流計画
流域内での開発利用	Prior consultation aiming at achieving an agreement at Joint Committee of MRC	Notification
流域間導水による開発利用	To be agreed by Joint Committee of MRC, through specific agreement for each project	Notification

経済性

以下を標準とすることを提案する。ただし、FIRR と ROE は売電単価の設定値に左右されるものであり、予備評価段階では参考指標である。カンボジア国として当該水力を実施すべきかすべきでないか、すなわち、当該水力が代替火力と比べて優位であるかどうかは、EIRR で判断する。FS 調査の結果、技術的フェジビリティと環境影響面をクリアした上で EIRR が 10%を超えたら、その水力計画は実施すべきである。

- EIRR > 10%
- FIRR > 10%
- 標準 ROE = 15%

ただし、マスタープランやプレ FS レベルの検討では EIRR にも相当の誤差を含むと考えられるので、EIRR 10%が絶対の基準ではない。また、水力発電以外に、治水や水資源開発(かんがい、給水)のニーズが認められる場合には、多目的計画として計画を作成し、EIRR を評価することが必要である。

IPP による事業運営

IPP は、建設工事終了後、引き続いて発電事業の運営に当たる。BOT 契約期間の終了後、発電施設およびその運営は EDC が引き継ぐ。

水力発電所の運転上の留意事項

系統運用上、水力発電所と火力発電所の大きな違いの一つは、火力発電所では年間を通じた運用を人為的に調節可能であることに対し、水力発電所では自然の影響を強く受け、人為的に調節可能な部分が少ないことである。即ち、機械設備の状況に問題なく、燃料が確保されている状況では、火力発電所は何時でも系統の要求に対応できる。一方、水力発電所では、たとえ大容量の貯水池を有する発電所であっても、貯水池が空、すなわち水が貯留されていない状況では系統の発電要求への対応が困難である。従って、水力発電所

では系統の発電要求に何時でも所定の対応ができるように貯水池の水の管理が重要となる。一方、売電契約が発生電力量をベースにしている IPP 事業では、年間の発生電力量を最大とする運用が IPP 事業者にとって最も好ましい選択であり、そのためには発電放水量の最大化を目指すこととなる。換言すると、貯水池からの溢流量を最小化することである。即ち、貯水池に流入する水を溢流させないために、常に貯水池水位を低く保つことである。9.4.5 節で説明した Kirirom I の過去の運転実績が典型的な例であり、特に、ダム水路式で、貯水池の水位変動が総落差に殆ど影響しないので、このような運転状況が選択されたものと考えられる。しかし、ダム式発電所などで、貯水池の水位変動が総落差の変動に大きく影響する場合には、自ずから適正な貯水池水位が決定され、逆に貯水池水位を高く保つことにより（これを一般に高水位運転と称する）、発生電力量が最大になるケースがあることに留意し、運用開始前に貯水池の運用計画を十分に吟味し、系統状況の変化に合わせたきめ細かい管理が重要となる。

既存水力発電所の運転状況と課題

前述の背景から、現在の水力発電所の運営でひとつの課題がある。それは、運営業者は雨季中の発電量を最大化するために可能なかぎり発電してしまい、貯水池に貯留するインセンティブが働いていないことである。その結果、乾季には貯水池が空となりほとんど発電できなくなる。今後、続々と新規水力が投入されるので常時電力量の最大化、すなわち水力発電所の乾季出力の最大化を達成するような、PPA と貯水池運転の監視・指示が必要である。

特に今後大型水力発電所が続々と系統に投入された暁には、各貯水池の貯水量をモニターして、日々の発電量を指示する系統制御所 (Load Dispatching Center) の強化が必要となる。その判断・指示のためにも、9.4.1 節の(3)項で述べた水文観測態勢を各業者に早急に確立させ、雨量・流量資料を蓄積することが必要である。これらの資料は貯水池群の最適運用に貢献し、水文観測に投じた費用は、最終的に水力発電所群の発電量と常時電力の最大化として何倍にもなって戻ってくるだろう。

9.4.2 環境社会配慮

(1) EIA ガイドライン

カンボジア政府の環境保護・天然資源管理法と EIA プロセス付則、および世銀・ADB・JICA（含む旧 JBIC）の環境ガイドラインは、それぞれ以下の URL からダウンロードできる。

表 9.4.1 参考となる EIA ガイドライン

No.	環境ガイドライン	URL
1.	カンボジア政府の Sub-Decree on Environmental Impact Assessment Process, August 11, 1999 が EIA のプロセスを規定。これは 1996 年の the Law on the Environmental Protection and Natural Resources Management の付則。 上記法律で規定された保護区に係る Protected Area Law が 2008 年 1 月に制定された。ただし、この保護区法はまだ Web 上には公開されていない。	http://www.camnet.com.kh/moe/EnvironmentLow.htm http://siteresources.worldbank.org/INTEAPREGTOPENVIRONMENT/Resources/Cambodia_EIA_Sub_Decree_1999.doc
2.	世界銀行のマニュアル「The World Bank's New Operational Manual, OP 4.01 January 1999」	http://www.env.go.jp/earth/coop/coop/materials/10-eiae/10-eiae-7.pdf
3.	ADB 環境ガイドライン Environmental Impact Assessment for Developing Countries in Asia, ADB, December 1997	http://www.adb.org/Documents/Books/Environment_Impact/#contents
4.	JICA と旧 JBIC の環境ガイドラインは現在統合に向けて作業中	-
5.	旧 JBIC の「環境社会配慮確認のための国際協力銀行ガイドライン、2002 年 4 月(和文)」 旧 JBIC の「ダム・貯水池事業の環境チェックリスト(和文)」	http://www.jica.go.jp/environment/guideline/archives/jbic/guideline/pdf/kankyuu_GL.pdf http://www.jica.go.jp/environment/guideline/archives/jbic/guideline/docs/check_12.xls
6.	JICA 既存ガイドラインは 2004 年 4 月の「JICA 環境社会配慮ガイドライン」	http://www.jica.go.jp/environment/guideline/archives/jica/pdf/guideline_eng.pdf

出典：調査団

(2) 想定される環境影響と考えられる軽減策

入手可能な情報および分析に基づいて、環境が被り得る被害を軽減するために表 9.4.2 に示すような方策が考えられる。

表 9.4.2 想定される環境影響とその軽減策

No.	想定される環境影響	想定される影響軽減策
1.	移転	<ul style="list-style-type: none"> ■ 家屋補償(金銭補償、現物補償) ■ 移転初期の生計確保のための一時的金銭補償 ■ 生計向上策：湖面を利用する魚養殖、湖水を利用する小規模ポンプによるかんがい、他 ■ 地域振興策：電化、農道整備、給水、コミュニティ施設
2.	農地水没	<ul style="list-style-type: none"> ■ 金銭補償 / 代替農地 / 代替生計手段の提供と職業訓練
3.	道路水没	<ul style="list-style-type: none"> ■ 付替道路の建設
4.	森林等水没	<ul style="list-style-type: none"> ■ 水力密度規制 ■ 搬出・伐採の湛水前 ■ 植林：計画貯水池に水没する一次林が保持していた CO₂ 固

No.	想定される環境影響	想定される影響軽減策
		定能力を補償・代替するために、貯水池周辺のかん木地や草地などにおける植林
5.	舟運	<ul style="list-style-type: none"> ■ 閘門： 舟運需要の高いところでは閘門の設置。ただし、舟運が現在の主要輸送手段だが、将来的には道路建設に伴いトラック輸送などへの転換が予測される場合には、閘門施設は無用の長物となるリスクもある。需要予測によっては金銭補償も考えられる。
6.	回遊の魚	<ul style="list-style-type: none"> ■ 魚道設置 ■ 稚魚の養殖と放流 ■ 湖面を利用した淡水養殖： インドネシアやネパールに成功事例あり。WWF は、メコン河のリスクは過剰漁獲にあると警告している。また、古代の狩猟時代のような漁獲を 21 世紀も継続することには困難があり、Tonle Sap 湖およびメコン河では今後は、ダム建設に拘わらず、淡水養殖が必要となると考えられる。
7.	減水区間	<ul style="list-style-type: none"> ■ 環境維持放流： 流域面積 100 km² 当たり 0.20 m³/s を目標として減水区間の水利用および生態系維持のために放流 ■ 放流警報： 発電および洪水吐き操作のために必要と判断される場合には放流警報装置を設置。日本では 30 分で 30cm 以上の水位上昇速度が予測される場合には設置。
8.	保護区	<ul style="list-style-type: none"> ■ 各保護区を4つのゾーンに分類し、環境法の付則 (Sub-decree) として公布することが必要 ■ 立ち入り規制： 水力発電所の工事と運転維持管理のために作ったアクセス道路を利用して保護区内に無断立ち入りし、森林伐採、開拓、狩猟などの違法行為をしないよう、アクセス道路にゲートを設置し、環境法にもとづいて通行制限を行う ■ 保護区および国立公園の管理に対する財政的・技術的支援 ■ 環境教育： 環境との共生体験機会の提供 ■ 上流の流域管理： 植林、土壌保全 (防砂林、砂防ダム、等高線沿い耕作) ■ フィージビリティ調査段階で実施すべき EIA の一環として、計画貯水池地域に絶滅危惧動植物種が生息するかどうか調査し、特定された場合にはそうした動植物種の存続のための適切な措置の実施 <p>7 つの MP プロジェクトについて絶滅危惧動植物種に係る既存情報を、表 4.8.2、4.8.3 節、8.2.1 節、および 8.2.2 節で紹介した。以下にプロジェクト別に既存情報を整理する。</p> <ul style="list-style-type: none"> a) #7&8 LL2 計画： 貯水池上流部の 0.6% の面積が Lomphat 野生保護区に係る (表 8.2.8)。同保護区では野生象が季節的に移動しているとの報告がある (表 4.8.2) が、現地ヒアリング調査ではそのような情報は得られなかった。 b) #12&14 PL1-PL2 計画： Virachey 国立公園は Se San 川の北岸に位置し、本計画の貯水池は同保護区内に位置する。虎、象、douc langur を含む数種の絶滅危惧種の

No.	想定される環境影響	想定される影響軽減策
		<p>生息場所となっているとの報告がある(表 4.8.2、8.2.2節(3)項)。</p> <p>c) #29 Bokor 計画: 本計画は、虎、象、熊(sun bear) が生息する Bokor 山国立公園(表 4.8.2)内に位置する。貯水池地域は、高原の避暑地の北方に位置する。2008 年現在、リゾートとして再開発の計画中である。</p> <p>d) #16 MSRC 計画: 本計画は Cardamon 保護区の西部に位置する。2004 年の CI 調査で、地球規模での絶滅危惧種のなかで、12 種の哺乳類、2 種の鳥類、7 種の爬虫類、1 種の両生類、1 種の魚類が記録されたと報告されている。CI は、Cardamon 保護区東部の Stung Chhay Areng 流域が重要とみている。</p> <p>e) #20&21 Metoek 2&3 計画: 本計画は Metoek 川の峡谷内すなわち Samkos 山野生保護区内に位置する。保護区は、高山地域を含み絶滅危惧種の鳥類を育むと報告されている(表 4.8.2)。</p>
9.	格差拡大	<ul style="list-style-type: none"> ■ 政府による系統需要家の相互扶助制度と社会環境基金(SEF)の創設、SEC からの補助金交付、および IPP 事業者とコミュニティによる水源地域振興と生計向上策の実施 ■ 環境保全、農林業、エコツーリズムなどの促進のため、関係当局による教育・農業普及活動の実施

出典：調査団

(3) 環境と調和した経済社会開発を目指して

2008 年 1 月に国会議長が保護区法に署名した。この保護区法は、保護区を 4 つのゾーンに分類することを規定し、上位から 2 つのゾーン（コアゾーンと保全ゾーン）ではインフラの開発は全面禁止されている。今後、ゾーン分けを順次実施し、保護区法の付則で制定していくことになる。ゾーン分けに当たり、環境保全と資源開発のどちらにも偏ることなく、カンボジアの国土環境を保全しつつ、国民の利益のために電気、水資源、鉱物資源などの開発・利用を追求することが必要である。そのためには、環境と開発に係る政府の基本政策を、国民に向けて繰り返し説明することが必要かつ有効だろう。

1996 年制定の環境法（The Law on the Environmental Protection and Natural Resources Management）は、第 1 条でその目的を次のように規定している。

- 汚染の防止、軽減、管理により環境の質と公衆の保健を保護・向上させる
- 政府が事業を決定するまえに、全ての事業の環境影響評価を実施する
- カンボジア国の天然資源の合理的でかつ持続的な保全、開発、管理、および利用を確かなものとする
- 国民が環境保護と天然資源の管理に参画することを是認し、奨励する
- 環境に被害を生ずるいかなる行為も禁ずる

環境を保全しつつ水力資源の持続的開発を推進するために、国民合意形成のためのキャンペーンを展開することを推奨する。キャンペーンは次のようなものを含むことが考えられる。

- 「**環境と調和した経済社会開発**」、などのスローガンの設定

- 国民説明会を水源地域だけでなく都市部でも開催

水力発電所の水源地域や火力発電所の周辺住民による立地受け入れの恩恵として、都市住民が電気を享受できる現実を説明し、系統ユーザーによる相互補助の必要性について理解を深める。また、MIME/DIME は、外国の民間事業者などによる FS-EIA および移転計画作成に先立ち、実施予定の水力プロジェクトについてその推進方針や情報を関係住民などに事前説明する場を持つことを推奨する。住民は、いきなり外国の開発事業者からでなく、自国政府からの最初の方針説明を受けることを望んでいる。

- 発電所や変電所の見学会の開催

- 環境共生体験施設の建設と運営

(4) 移転計画作成上の留意事項

図 9.4.3 に住民移転に係る 4 つの補償項目を示す。移転計画を作成する上で以下の事項の検討が重要である²。

外国の開発業者がカンボジア国内の水力プロジェクトや移転について住民説明を始める前に、先ず政府が、「エネルギー・電力政策、プロジェクトの概要と必要性、移転が必要な理由、EDC あるいは民間業者が事業を実施すること、政府の移転に係る基本政策」、などについて説明することが重要と考える。本調査で実施した住民に対するヒアリング調査では、「政府から説明を受けていない。なぜ他国に電気を輸出するために、住民が移転せねばならないのか」、との意見が聴かれた。移転住民の理解を得るためには、初めの住民説明が重要である。

移転計画は、まさに住民参加で検討・作成することが重要である。お仕着せの計画で、移転住民が元の土地に舞い戻ってしまった事例もある。

コミュニティの過半が移転対象だが一部の世帯は移転対象とならないような場合、住民が望むならばコミュニティ全体を移転対象とし、移転先でもコミュニティを維持することを基本とする。

カンボジアの地方部における移転においては代替土地を比較的得やすいので³、移転前と同水準の作物の収穫を上げるのに必要十分な農地を提供することを基本とする。

移転先の土地選定に際しては、以下の要素を検討する。

- 舟運と道路交通の観点からみた位置。湖畔でかつ幹線道路に近い土地が望ましい。電化のためには、発電所計画地点から遠くないことが望ましい。
- 農地としての適性（肥沃度、平地あるいは丘陵地）、低揚程ポンプによる湖面からのかんがいの可能性、所要の土地面積をまとめて得られること（コミュニティ単位の移転、

² 世銀の参考資料：Involuntary Resettlement: Comparative Perspectives, World Bank Series on Evaluation and Development, Vol 2), World Bank.

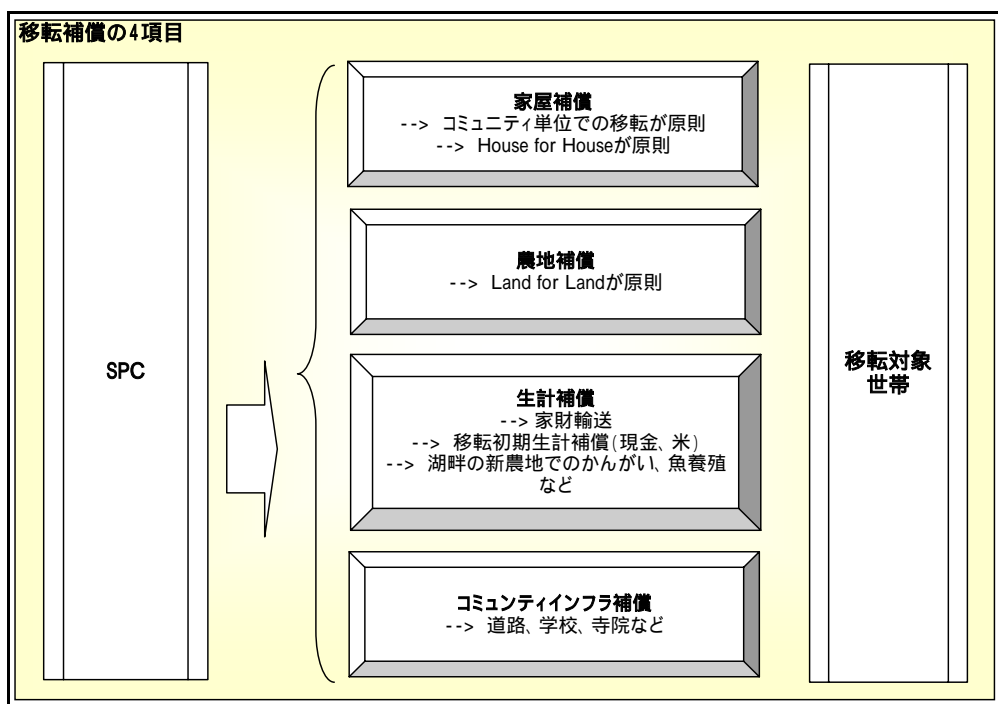
³ 人口稠密国や都市部の移転では、土地による現物補償はほとんど不可能となり、金銭補償をするケースもある。その場合には生計手段の変更を伴うことがある。カンボジアの地方部の水力計画に伴う移転補償では、農業や漁業の生計手段を維持するために、農地の提供を原則とすることを提案する。

農道の効率的整備)

- 住宅、コミュニティ施設の適地を得られること。貯水池の水面を見晴らす眺望もひとつの選定要素。エコツーリズムの資源となるポテンシャルがある。
- 既存集落に隣接する場合には、社会的軋轢を生ずるリスクがないこと。
- 飲料水は沢水か地下水が得られればベストだが、乾季が顕著なカンボジアでは乾季には地下水が湖水を水源とすることが不可欠だろう。飲料水については、ポンプで揚水し、簡易処理をすることで対応できよう。

移転時の運搬費用や移転初期の生計補償など、必要な場合には金銭補償を考える。その場合、実際の移転に先がけて補償金の支払いが必要であり、支払いが遅れたために不要な借金に苦労した事例がある。生計補償は分割払いも考える。

日本では 1974 年以來後述の電源三法に基いて(第(8)項参照)、電力会社から徴収したサーチャージ料金を原資として、移転に伴う不動産に対する補償に加えて、生活水準の向上、社会基盤の整備、環境保全を総合的に図る水源地域振興プログラムを県が作成し、市町村が実施してきた。長い時間と input を投じて地域住民の理解と協力を得、必要なプロジェクトを実施してきた。



出典：調査団

図 9.4.3 移転の補償項目

(5) 水力密度基準の導入

5.4.3 節で述べたように水力密度の概念を優先 10 計画の選定過程に導入した。調査団はこの水力密度の基準をマスタープラン計画以外の新規水力計画の初期評価にも導入することを推奨する。

図 9.4.4 に世界の水力発電ダムの水力密度と単位出力当たりの移転人口の事例を示す。水力密度が 0.5 MW/km² を下回る水力が過去に 5 例報告されている。0.5 MW/km² という水力密度(図中の赤い

縦線)は図の左半分に位置する。すなわちこの水力密度水準はどちらかといえば世界の最小値に近い(対数目盛のため最小値とは差があるように見えるかもしれないが)。この水力密度レベルは、増大する電力需要とカンボジアにおける水力開発ニーズを満たし、その一方で環境との現実的なバランスをとるために選定したものである(水力開発と環境のバランスについては第5章の表5.4.2参照)。

同図では10の計画が水力密度 0.5 MW/km^2 よりも左側に位置する。これらのうち5計画は予備EIRRが5%未満であり、2計画は5項目総合評価で24位以下にランクされている。残りの3計画は#11 LSS3計画、#15 LSP3計画、ならびに#24 PST1計画である。本MP調査の第1段階では、#11 LSS3計画と#15 LSP3計画は、その低い水力密度と、現地調査や環境影響評価(EIA)により環境社会影響が容認可能であることが確認されていなかったことから、以降の選定対象として残さなかった。これら2計画は図中の左下隅に示されている。すなわち、その発電出力に比べて広い水没面積を持ち、多くの住民移転を必要とする。世界にはこのような前例がいくつかあるが、これら2計画は土地の水没面積と住民移転数の双方で相当な影響があるだろうと推測される。

水力密度 $=0.5 \text{ MW/km}^2$ 線の左側にある計画のうち最後に残るのが#24 PST1計画であり、図の左上隅に位置している。すなわち、この計画では住民移転は発生しない。この計画が例えば水力とかがんがい水供給といった多目的に開発されるのであれば、水力密度基準は適用対象外となる。

参考までに、CDM理事会が貯水池からのCO₂発生原単位として簡易数値の適用を認めているのは、水力密度が 4.0 MW/km^2 以上の水力事業である。この特別措置は、水力密度が高い水力計画については貯水池からのCO₂発生原単位を証明する負荷を軽減し、クリーンで再生可能な水力資源の開発を促すために導入されたものである。水力密度が 4.0 MW/km^2 よりも低い水力計画に対してCDM理事会から認証排出削減量(CER)を取得したい場合には、CDM申請者は貯水池からのCO₂発生原単位を証明しなければならない。

以下に示すように、 0.5 MW/km^2 という水力密度は貯水池予定地域内でサトウキビを栽培してバイオエタノールを生産した場合でも達成できる可能性のある水準に近い。

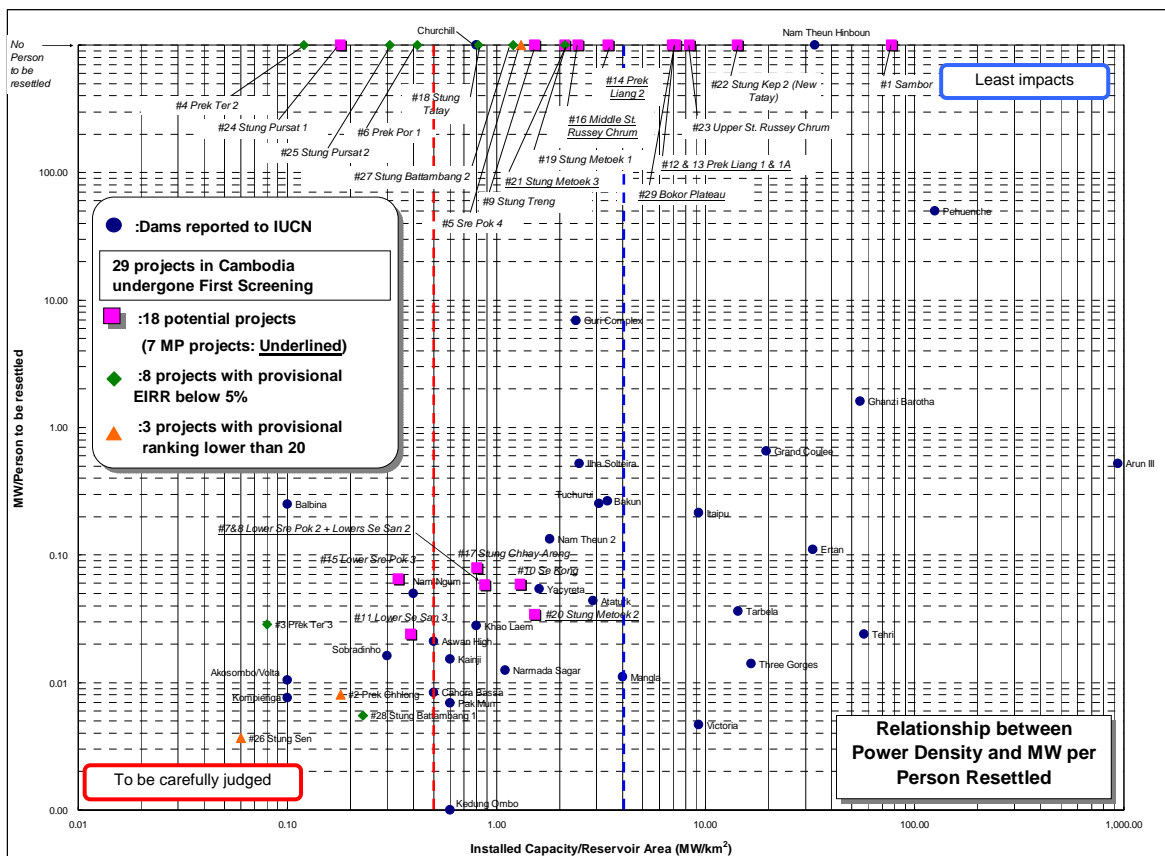
ブラジルでのサトウキビ栽培ではha当たり5.82 kL/haのエタノールを生産している。エタノール1L当たりの発熱量は5,589 kcal。発電効率を40%とするとエタノール1L当たり2.60 kWh、あるいは1ha当たり15,100 kWh、あるいは1km²あたり1,510,000 kWhを発電可能である。発電設備利用率(Plant Factor)を40%とすると出力は 0.43 MW/km^2 となる。

このように水没予定地を利用してサトウキビを栽培すると、バイオマスエネルギーにより密度の低い水力と同程度の発電ができる可能性がある。

想定される環境影響への注意報としての 0.5 MW/km^2 という水力密度は、土地資源の有効活用および国産エネルギーの開発と言う観点からみても過度に厳しい水準とは考えられない。水力開発の政策決定者は、水力密度が 0.5 MW/km^2 よりも低い計画は相当な環境影響を有するかもしれないこと、またエネルギー生産の観点では土地利用効率が低いことを十分に認識すべきである。このような場合、詳細な現地調査と環境影響評価(EIA)を十分な時間的余裕を持って実施し、さらにフィージビリティ調査を実施した上で、最終決定を行うべきである。

なお、この水力密度基準は水力の単目的開発の場合に適用を推奨するものである。貯水池が治水効果を持ったり、発電後の放流水がかんがい用水や都市用水として利用される場合には、水力密度基

準は適用対象外となる。



出典：世銀ホームページ資料などに基づいて調査団が作成

図 9.4.4 世界の水力ダムの単位出力当たり水没面積と移転人数

(6) メコン本流計画などの貯水池堆砂に係る実施判断

カンボジアのような平坦な地域に建設する貯水池に堆積した土砂の排除（排砂）の技術的フィージビリティの確認が必要である。そのためには、SS 濃度、粒度分布、粘土の鉱物組成、貯水地縦横断面形状を含む現地調査と材料試験、水理実験、シミュレーションなどが必要となるだろう。

Stung Treng から Sambor 間のメコン河はいくつもの水路に分流して流れている。このような分流水路の一部を利用した流れ込み式の開発案も検討の価値がある⁴。なお、メコン河の本流全体を締め切るダム式でも、貯水池の容量は年流入量と比べて極めて小さいので、流入水の調節機能上は流れ込み式である。分流水路を利用する流れ込み式案では、雨季の出力がダム式と比べて大幅に低下するが、乾季の出力は理論的にはダム式と同水準の効果を期待できるであろう。

(7) 環境に係る施設計画

環境保護区内での発電施設の地下化： 導水路、放水路のトンネル化、発電所の地下化などにより、景観への影響を軽減することが可能である。なお一般的に、地下発電所は、地上式発電所と比べて高価になるとされているが、地上式の場合でも、水車を岩盤基礎に載せるために深い掘削が必要となり、その結果発電所の背面に長大斜面

⁴ 29 計画に含まれないこのような新規開発構想の検討は本水力 MP 調査の対象外であった。付属資料 D-3 に参考レイアウトを示す。

の掘削が必要となる例が多い。さらに、地下式を採用することにより導水路の長さを短くでき、導水路の建設の技術的困難さからのカスケード開発が不要となったり、放水路トンネルは無圧にできるので、圧力トンネルと比べて単価が低下するなど、総合的な開発コストの低減を図れるケースがあることに留意すべきである。

環境維持用水： 日本の基準では流域面積に比例させて $0.2 \text{ m}^3/\text{s}/100 \text{ km}^2$ としている。カンボジアの特に南西部の流域では乾季に河川がほとんど干上がる。本調査では日本の基準、すなわち $0.2 \text{ m}^3/\text{s}/100 \text{ km}^2$ を採用したので、特に南西部流域の貯水池計画では乾季の水利用の多様化を図れる可能性が大きい。ただし、流れ込み式の水力計画では乾季流量が $0.2 \text{ m}^3/\text{s}/100 \text{ km}^2$ をはるかに下回るため、この基準は流れ込み式の水力計画には適用しない。貯水池式の場合には、自然の乾季流量と下流河川の水利用と生態系を勘案して決定することが必要である。

魚道： 北東部地域の河川については、Tonle Sap 湖から 3S 川の間魚の回遊ルートが存在するとの報告がある。ダムによる魚の回遊ルートの遮断問題に対しては、魚道の設置がひとつのオプションである。それでも漁獲量に影響が及ぶ可能性があるが、その影響を定量的に評価することは困難な作業である。WWF は、メコン川のリスク要因は過剰漁獲にあると報告している。湖面を用いた魚養殖も検討が必要である。古代の狩猟のような漁業形態は 21 世紀では継続困難であると考えられる。中国で実施されているような魚養殖の振興が必要である。

財団法人日本ダム協会発行のダム便覧 2008 によれば、日本では 2008 年時点で魚道を設置しているダムは 15 箇所ある。表 9.4.3 に日本における魚道設置例と図 9.4.5 に魚道設置例の写真を示す。#7&8 LL2 プロジェクトの魚道の計画にあたっては、代替案の比較検討を慎重に行い、最適の魚道形式を求めることが必要である。

表 9.4.3 日本における魚道の設置例と諸元、特徴

No.	ダム名	読み	ダムの諸元		魚道の諸元				特徴
			高さ (m)	堤頂長 (m)	形式	高低差 (m)	長さ (m)	対象魚種	
1	青野	あおの	29	286	自然型	18	652	限定せず	できるだけコンクリートを使わず、自然石を敷き詰めた階段状
2	荒瀬	あらせ	25	210.8	折り返し式アイスハーバー型	16	335	アユ、ウナギ、ヨシノボリ	
3	池田	いけだ	24	247	階段式	21		アユ、ウグイ、オイカワ、コイ、ナマス、ウナギ	
4	大野頭首工	おおのどうしゅこう	26	66.2		21			10mごとに休憩用のプールがついている。
5	漢那	かなな	45	185					河口から近く、カニやエビが通れるよう配慮されている。比較的高いダムに魚道を設置した魚道を間近に観察できる数少ないダム
6	越戸	こしど	22.8	120.3				アユ	
7	様似	さまに	44	140	階段式(一部管路式)	22	288	アママス、サクラマス、サケ	既設ダムへの魚道の新設
8	庄川合口	しょうかわごうくち	18.5	103.3	階段式				
9	白丸	しろまる	30.3	61	アイスハーバー型、潜孔型	27	332	ヤマメ、サクラマス、アユ	
10	瀬戸石	せといし	26.5	139.4	アイスハーバー型		430		長い魚道(430m)の4分の3がトンネルまたは暗渠となっている。
11	中岩	なかいわ	26.3	107.9		22	332	アユ、ヤマメ、ウグイ	
12	西平	にしだいら	31.5	144.4	階段式				
13	二風谷	にぶたに	32	550	階段式			サクラマス	
14	美利河	びりか	40	1480	階段式自然型		2400	サクラマス	
15	目保呂	めぼろ	40	150	階段式	14	178		フロート式のパワーシュートゲートを持つ

出典：ダム便覧等の資料に基づいて調査団が作成



出典：
 『Dam s Room』 http://damsroom.web.infoseek.co.jp/Dam_nishidaira_frame.htm
 『Dam s Room』 http://damsroom.web.infoseek.co.jp/Dam_nibutani2_frame.htm
 ダム浪漫 <http://fumu2.jp/damdama/>
 ダム便覧 http://www.soc.nii.ac.jp/jdf/Dambinran/binran/All/All_2651.html

図 9.4.5 日本における魚道設置の例

閘門： 舟運需要の高いところでは閘門を設置する。ただし、舟運が現在の主要輸送手段だが、将来的には道路建設に伴いトラック輸送などへの転換が予測される場合には、閘門施設は無用の長物となるリスクもある。需要予測によっては金銭補償も検討の対象とする。

発電所およびダム放流警報： 発電および洪水吐き操作のために必要と判断される場合には、放流警報装置を設置する。日本では 30 分で 30cm 以上の水位上昇速度が予測される場合には設置することとしている。

この水位上昇速度の制限値を越えないように発電所の運転基準を策定することが必要である。実際の運用に当たり、制限値を厳しく順守した運転を行う場合でも、大型の事故による系統擾乱のリスクは残る。そのような場合でも系統擾乱の拡大を防止するために、急激に出力を増大させなければならないケースも想定される。ピーク運転を実施する発電所では、下流の水位上昇速度のシミュレーションを行い、危険性が予想される場合には必要な措置を講ずるべきである。特に、#7&8 LL2 計画のような大容量発電所は系統擾乱拡大抑制能力に優れているので、緊急時の放流に対する安全対策に万全を期すことが、カンボジア政府にとって肝要である。

(4) 社会環境基金と水源地域振興

相互補助の事例

相互補助金は目的税であり、その用途を確実にするために法律で特別会計あるいはファンドを設立して運用する。

日本の類似事例

日本では、1974年に電源三法が制定された。電源三法は、電源開発を推進するために、発電所建設によって得られる国民全体の利益の一部を地元還元するものである。これは、電源開発促進税法、電源開発促進対策特別会計法、発電用施設周辺地域整備法、から成る。水力発電所の建設には地元住民の協力が不可欠である。そのため、これらの法律に基づいて国民から電気料金に上乗せして相互補助金を徴収し、これを原資として国から様々な補助金を地元市町村に交付し、道路や公共施設等の整備と産業振興を図ってきた。また、地元自治体は、発電所が運転を開始すると、固定資産税を徴収できる。

電源三法の概要は次のとおり。

電源開発促進税法： 電力会社から販売電力量 MWh あたり 445 円の電源開発促進税を徴収する。これは、2008 年の為替レート（1ドル = 105 円）で換算すると、0.42 セント / kWh のサーチャージ料金となる。

電源開発促進対策特別会計法： 電源開発促進税を歳入とする特別会計（MWh 当たり 190 円が電源立地勘定、255 円が電源多様化勘定）を設けて補助金を交付。

発電用施設周辺地域整備法： 県が策定する「整備計画」等に基づき、当該市町村および周辺市町村に対し、国が補助金を交付。

2003 年に 電源開発促進対策特別会計法、および 発電用施設周辺地域整備法の一部が改訂され、「電源立地地域対策交付金」に名称を変更し、地場産業の振興や福祉サービスなどに用途が拡大された。また、地球環境面の負荷が低く、かつ安定した電力量である原子力、水力、地熱などの立地を重点支援することになった。

日本での他セクターの事例 ~ 電話のユニバーサルサービス制度

日本では「電話のユニバーサルサービス制度」による補助金により、特別料金のかかる離島電話、緊急通報（警察・救急など）を含む電話サービスが全国一律に受けられるよう配慮されている。この財源として加入電話番号 1 番号あたり月額 6 円（番号単価）を徴収し、かかるサービス提供費用に充てている。なお、この番号単価は電話加入者の増減見込み等を勘案して半年に 1 度見直しを行う。

フィリピンの事例 ~ 内部補助システム

NPC (grid operator) から供給されている全てのユーザー（家庭、商業、工業、公共機関のすべて）から一律 0.0373 Peso/kWh（電気料金の 1～3% 程度）の共通料金（universal charge）をエネルギー省(DOE)が徴収して管理する。実際の徴収業務は NPC が受託する。資金管理は特別基金(special fund)を設けて DOE が行う。補助金支給業務は、NPC

の未電化オフグリッド推進組織 SPUG (Small Power Utility Group)が実施する。支給対象は、再生可能エネルギーを利用した未電化村落向け電力事業とする。補助の詳細は再生可能エネルギー法(Renewal Energy Act)で規定する。

バングラデシュの事例 ~ 地方電化向け 2-Step Loan

資金の流れと金利は以下の通り。

JBIC→GOB (バングラデシュ政府財務省): 金利 1%、返済 30 年 (うち猶予 10 年)

GOB→REB (農村電化庁): 金利 2%、返済 30 年 (うち猶予 5 年)

REB→PBSs (電化組合): 金利 3%、返済 33 年 (うち猶予 8 年)

資金の用途は主として配電網整備である。調達・建設は REB の責任で行うが、完成後の運営管理は PBSs が行う。運営開始と同時に PBSs は REB に対し転貸ローンの返済を行う。

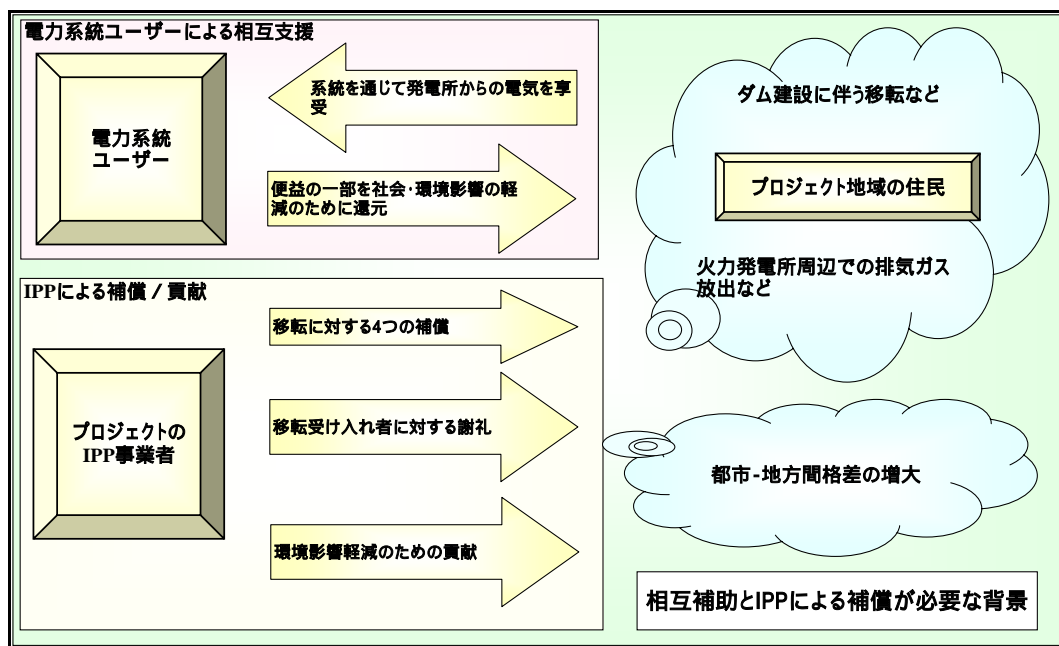
ケニアの事例

ケニアでは、電気料金に 5% のサーチャージを課し、地方電化事業に充当している。

システムユーザーの相互補助と SPC 拠出金による水源地域振興のコンセプト

(4)項で移転計画の留意事項について説明した。移転実施後も山間僻地に居住することになるであろう移転住民の生活水準が着実に改善できるような仕組み作りが望まれる。そのためには図 9.4.6 に示す背景から、以下の 2 つの仕組みが考えられる。

- カンボジアの国家電力システムの需要家による相互補助により、電力料金に一定額を上乗せ (surcharge) して特別会計あるいは基金 (Social and Environmental Fund) にプールし、電源地域の保全・振興事業や地方電化事業の補助に充当する。
- 水力事業の実施主体である IPP に移転などの補償資金を SPC 内に用意させ、それを原資として通常の移転補償費用に加えて、移転受け入れへの礼金として SPC の株券と、環境影響の軽減費用の拠出を求め、電源地域の移転補償と環境保護活動に充当する。

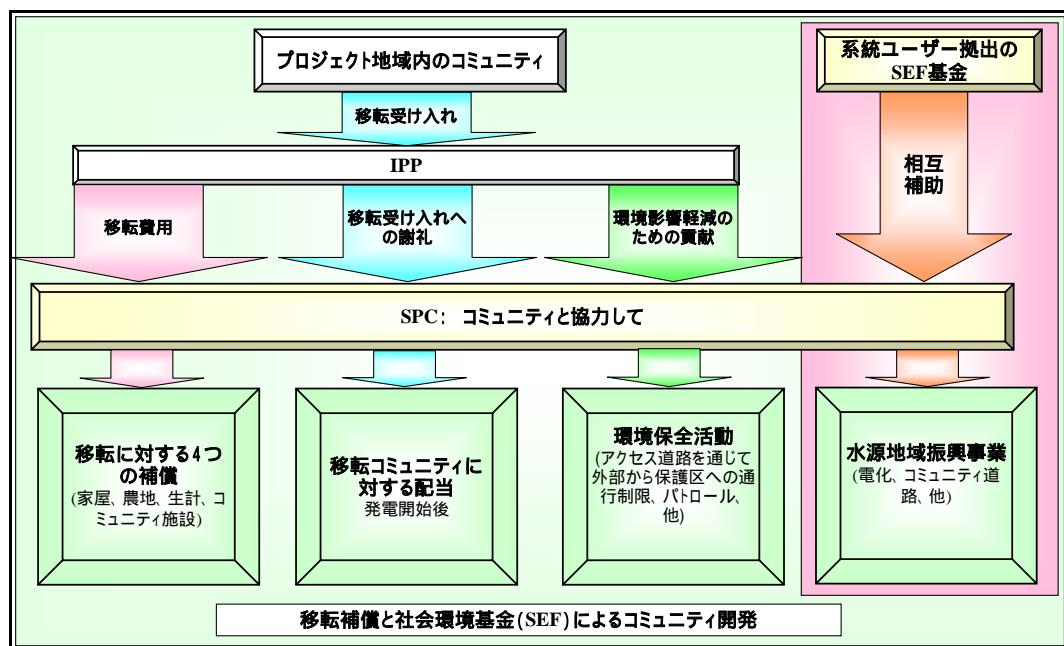


出典：調査団

図 9.4.6 相互補助と IPP 補償が必要な背景

カンボジアでの水源地域振興プログラムの支援案

図 9.4.7 に SEF と SPC 拠出金による補償と水源地域振興のコンセプト案を示す。SEF を通じた相互補助は、電力の受益者である国民全体（法人需要家を含む）がその便益の一部を電源地域の住民に還元し、主として生活水準向上のための地域振興プログラムの実施を支援するものである。それに対して、IPP 拠出金は、プロジェクト実施者（IPP）が住民や自然環境に与える影響に対して補償するものである。世界で種々の検討がなされているが、移転・土地補償以外は事例があまりない。移転住民への配当は、長年にわたり生活してきた場（土地）を離れ移転することに同意した住民に対して、その貢献を住民から SPC に対する現物出資として扱い、コミュニティに対して SPC の株券を無償配布するものである。すなわち SPC がコミュニティ名義で拠出することにより賄う。これとは別に、自然環境への影響による外部不経済費用の一部を事業者が費用として負担し、これを SPC に拠出して、環境保護活動に充当する。SPC は、SEC からの交付金と併せて、地域の振興事業や環境保護活動を実施する。移転したコミュニティは、プロジェクトが発電を開始後に配当金を受け取り、マイクロクレジットなどに充当し、継続的に生計向上を図る。コミュニティは、SPC によるこれらの活動に共同参加するとともに、モニタリングの機能も担う。



出典：調査団

図 9.4.7 SPC による補償と SEF による水源地域振興(案)

SEC の補助金を得て SPC とコミュニティが実施する地域振興・環境保護活動は、次のような事業を含むコミュニティの総合開発プログラムとすることが望ましい。

- a) 村落道路、電化、給水などのコミュニティインフラ
- b) かんがい・魚養殖などの生計向上策
- c) 学校、保健所などの BHN 施設
- d) 集会所などの厚生施設
- e) 環境保全教育と遊歩道などの共生体験施設の整備と運営
- f) 環境保護区への立入監視などの環境保護活動
- g) マイクロクレジットの運営

9.4.3 資金調達計画

MP 事業の資金調達に係るカンボジア政府の 2008 年現在の基本アプローチは、民間資金による建設・運営・譲渡 (BOT) である。BOT の場合、政府の財務的投入なしで事業の実を進めることができる。これは、MDB や ODA 資金を得て実施するまでには数年という長期間を要することから、国民に電気を供給する政策的義務を有する政府としては自然な選択といえよう。しかし、民活一本やりでは表 9.4.4 に示すような弊害も予想される。

表 9.4.4 民活による電源開発の長所と短所

長所	短所
<p>政府の財務投入が不要—公的債務が増えない。</p>	<p>将来の電気料金から返済するが、料金が高くなる。</p> <p>公的ローン（金利 0.01%もあり）と比べて一般に金利が高く、SPC の返済期間がまた短いため、電気料金が高くなる。</p>
<p>足が速い。</p>	<p>個別業者による点の計画となるため、流域全体の最適開発とならないことがある。</p> <p>資源開発事業として最大純便益（B-C）を目指すのではなく、投資効率最大すなわち最高 FIRR あるいは最大 B/C を追求することとなり、一部資源の開発漏れが生ずる可能性がある。</p> <p>IPP 事業者は、ある流域内の特定サイトに限定した計画に関心を持って、流域全体の発電便益の最大化には関心を持たないケースが想定される。そのような場合、個別事業の最適開発計画は、必ずしも流域全体の最適開発計画を構成しないケースもあり得る。また、流域全体の最適開発には貢献するが、個別計画の財務性は高くなく、IPP がその実施に関心を示さないケースも想定される。そのような場合、以下のような対策を講ずれば、2つの課題を克服できよう。</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 政府が予め流域毎に開発マスタープランを作成してから、個別事業を民活で実施することにより、流域全体の最適一貫開発を図る。 ➢ Stung Atay と MSRC 計画は下流の LSRC の2つのダム式発電計画の乾季出力を顕著に増強する。これはカンボジアの電力セクター、そして国民にとって歓迎すべき乾季出力増強効果である。しかし、MSRC 自体の財務性は低い。LSRC の事業者は LSRC と MSRC の統合開発を求めると、下流 LSRC 発電所の乾季出力増強効果の観点から MSRC の電力買い上げ単価の設定において配慮し、IPP による MSRC の実施を支援する。
<p>政府は、水文リスク、洪水リスク、地すべりリスク、地質リスク、物価上昇リスク、為替リスク、工期遅延リスクなど人為的でないほとんどのリスクを IPP に転嫁できる。</p>	<p>IPP が負担するリスクの分だけ、電気料金が上昇する。</p> <p>政府は、電気が計画どおり、工期どおりには系統に供給されないリスクを保有する。</p>
<p>政府はプレ FS も FS も実施しなくてよい。</p> <p>建設までに政府が担当するのはプロポーザルと FS・EIA の審査、契約、モニタリングである。</p>	<p>政府職員に水力計画・設計・施工監理のノウハウが蓄積されない。</p>

出典：調査団

そこで、想定される短所を中長期的に補完するために、以下の公的資金調達を民活事業の実施と平行して進め、数年以内に実施を開始することを提案する。

- MIME/EDC が MDB の融資を得て SPC に出資し、事業に参加
- MIME/EDC が MDB や ODA 資金を得て、公共事業あるいは PPP 事業として実施

9.4.4 人材育成

2008年9月に東京で3名のMIME職員を対象として、以下のテーマについてJICA研修が実施された。

水力発電計画の基礎

堆砂と貯水池の運用

積算

経済評価と財務分析

発電原価・電気料金

環境影響評価

国際開発と住民移転

水力発電と社会環境

視察： 国立公園と水力の事例、電力会社の環境配慮事例

MIME水力部には30人の職員がいるので、さらにこのような研修を実施することが望ましい。しかし、机上研修ももちろん必要だが、それだけでは十分とはならない。他国の事例では、重要な技術移転と能力強化は現業に従事することによって培われる。すなわち、一国の開発事業の特に初期段階では、公的支援を得て政府事業として実施することにより、政府職員が以下のような作業に直接従事し、担当して経験をつむことができる。

測量、水文観測、地質調査などの現地調査業務

水力計画、概略設計、積算、環境影響評価、経済評価・財務分析

設計、入札図書作成、入札評価、契約交渉

契約管理、品質管理、工程管理、支払管理、安全管理

発電施設の運転・維持管理

9.4.5 他セクターとの協力

水力事業の実施のためには、以下に示すような中央・地方政府の関係省庁・機関との様々な協力が必要となるだろう。

MEFと相互補助制度創設に向けて協力

MOEと環境保護区ゾーニングの線引きで協力

MAFF(FA)と森林地帯の土地収用、植林計画、漁業、魚道に係り協力

MOWRAMと水文観測で協力

MOPWTとアクセス道路および舟運に係り協力