

## 第3章 電力セクター

### 3.1 法制度

カンボジアにおける電力セクターの政策的枠組みは、以下の法によって規定されている。

- 電気法
- その他、関連法律、政策、規則

#### 3.1.1 電気法

カンボジア国の電力セクターは電気法の下に管理されている。この電気法は、2001年2月に制定された。同法は、発電および配電分野で民間セクターが参加することを盛り込んだ政策的枠組みである。以下の設定を目的とする。

電力産業における行動基準

投資環境、および商業活動における環境整備

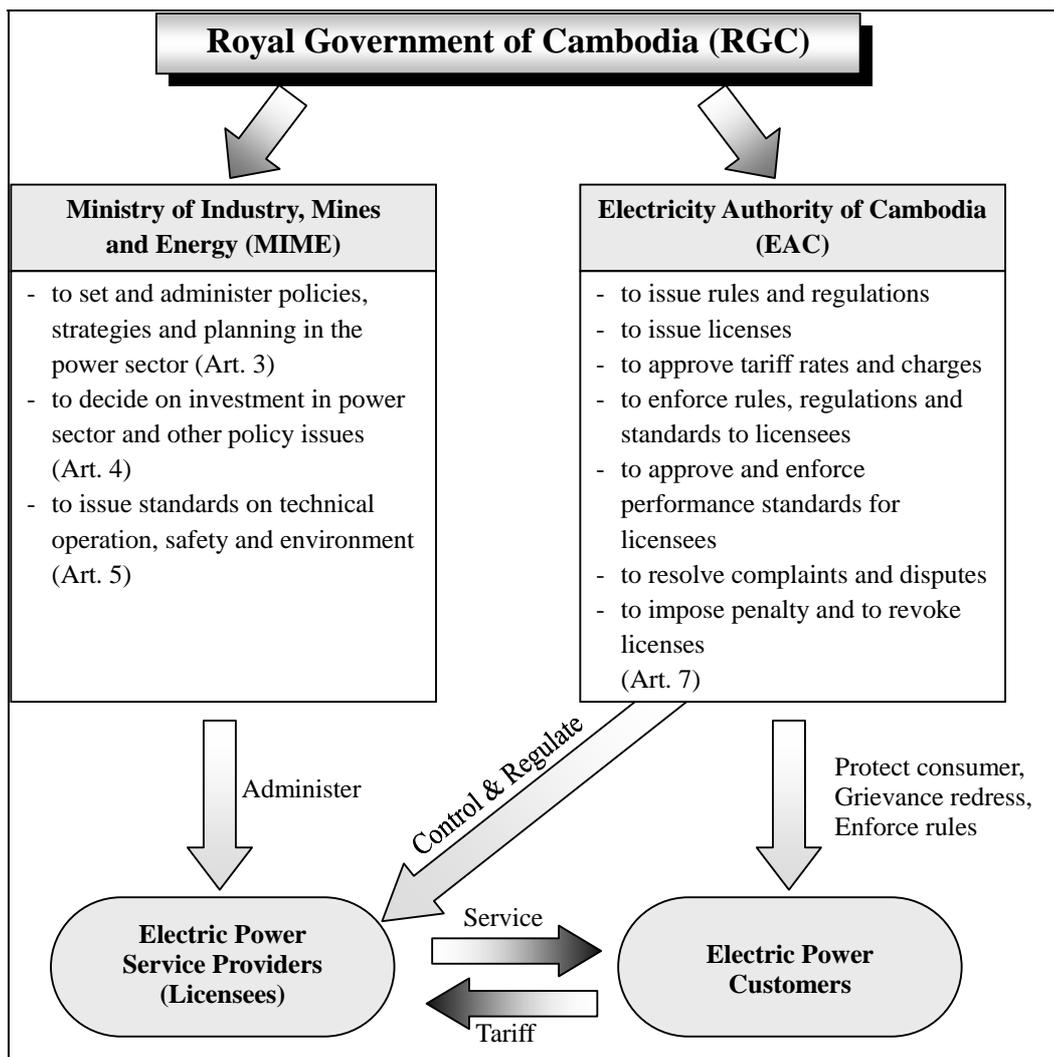
電気サービス提供業の管理基準

利用者の便益の保護、関連施設を民間事業者が所有するような環境の創出、事業環境への競争の誘発、の3つの実現を目指した基本方針

権利の付与と義務の強化に関する基本方針

電気事業を規制するカンボジア電力庁(EAC)の設立

電気法には、独立した監督規制当局であるEACの設置、発電・配電部門の民間セクターへの自由化、の2つの主な目的がある。政策制定や規制という2つの機能は、図3.1.1のように明確に分離されている。鉱工業エネルギー省(MIME)は、法律の起案、政策の制定、計画の策定、投資などの決定を含めた政策制定の役割を担う。EACは、電気事業者への免許発行、同事業者の提案する料金設定の承認、パフォーマンスに関する基準の設定とその強化、電気事業を巡る紛争の調停、などの監督機能を担う。電力セクターの自由化は民間セクターの参加を促すこととなり、既存のEDCの他に、独立発電事業者(IPP)や地方電気事業者(REE)の激増へとつながった。



出典：調査団

図 3.1.1 電力セクターの責任分担(電気法の規定)

3.1.2 その他の適用法と規則

電力セクター開発に適用可能な一般的な法的枠組みと法律は不完全または不明確ではあるが、以下の通りである。

- 電力セクターへの民間セクター参加に関する政令
- 商業、法人、破産に関する法律
- 土地所有権や通行権に関する法律

電気法が強調している、民間セクターの参入に関する政令は、既に草案が作成されている。この政令の目的は、発電事業、或いは地方電化プロジェクトに対する民間投資を増強する、どのようなルールと条件下で、電力プロジェクトが民間事業者、公共事業体により企画、建設、運営できるかを明らかにする、公共セクターの役割を明示する、事業準備過程を透明性の高いものとし、効率の高いものとする、の4つである。この法律では、官民それぞれの組織の役割分担が明確化され、透明かつ予測可能な投資促進プロセスも記載されており、それは民間セクターが電力市場に参入させることを決定させるための1つの主要な要素である。

土地所有権の統治、移住、補償などは 1992 年に施行された土地法(改訂される予定である)や憲法に

記述されている。さらにいくつかの政令や布告が土地の所有権に影響する。1999年の首相布告では、無政府状態に土地の占有を防止するため、道路や線路の境界の公共の土地は占有してはいけないことが宣言されている。

消費者や商業活動の保護、税法、会社法などの地位や妥当性は、法務局により、1999年の投資に係る法制度や規制を含め、

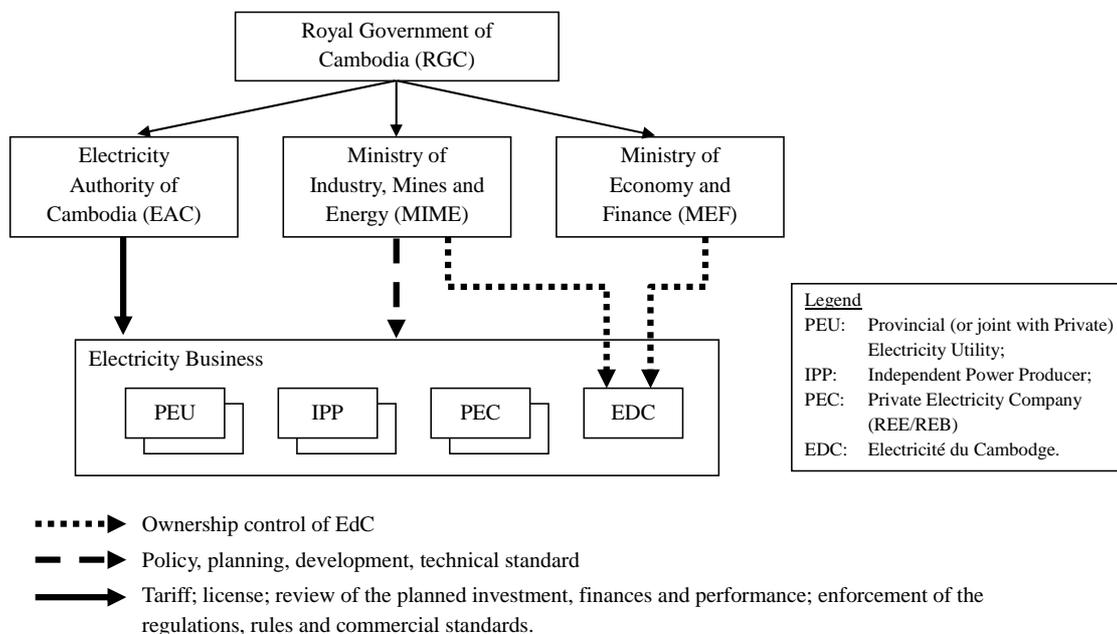
カンボジア国投資ガイドラインに規定されている。

### 3.2 組織

カンボジアの電力セクターにおいて、2001年に成立した電気法は、民間セクターの参加と、受益者負担の原則の下で、関連する組織の役割を明確に定義した。1) MIME は政策を作る組織である。2) EAC は規則を運用し監督する組織である。3) REEs(地方電気事業者)は電力供給サービスを行う。国の基幹送配電線を建設、運用する EDC も、1つの REE としてみなされている。他の民間地方電気事業者(カンボジアコミュニティ電力 CEC を含む)は、オフグリッド地域の村落電化にも参加できるが、グリッド電化計画地域内でグリッドから受電して特定地域に配電する事業への参加機会を与えられている。

#### 3.2.1 鉱工業エネルギー省(MIME)

図 3.2.1 に示すとおり、MIME は独立発電事業者 (IPP) に発電のための調査権、開発権を付与することにより、発電プロジェクトの計画と開発に責任を持つ。発電プロジェクトの環境影響評価 (EIA) は、環境省 (MOE) の要求事項にしたがって IPP が担当する。送電プロジェクトの EIA は EDC が担当する。環境省は、環境影響評価報告書を審査する。プロジェクトが保護区内に位置しており、認可が妥当と認定される場合には、環境省がカンボジア政府 (Council of Minister) に決定を求める。



出典：MIME

図 3.2.1 電力セクターの関連組織

MIME の詳細業務は以下の通り。

- ・短期、中期、長期の電力セクターに対する投資の承認
- ・公社の民営化、民間事業者の参入、組織の再編成に関する政策や戦略の策定
- ・地域特性にあった電源の選択と、その利用の促進
- ・電気の輸出入に関する計画の立案、および電力の輸出入契約の承認
- ・補助金導入に関する検討
- ・発電、送電、配電部門の効率性、および電力消費量の改善と促進
- ・包括的な節電プログラムの策定
- ・電力セクターの危機管理や安全性の確保を目的とした戦略の企画
- ・技術運営、安全性、環境に関する基準の制定

MIME の組織を図 3.2.2 に示す。MIME には、再生可能エネルギーを地方電化へ利用・促進することを目的とする電気技術部、水力発電開発に特化する水力部、電力セクター計画を策定するエネルギー開発部、の3部がある。



Note: The number in each block indicates the number of staff as of Feb. 2005.  
出典：MIME

図 3.2.2 MIME エネルギー総局の組織図

MIME 内には環境担当の部署がない。環境省からのカウンターパートに加えて、水力部の次長が本調査の環境面も担当する MIME カウンターパートとして参加する。

MIME は、ダム水力計画が持つ環境影響を含めて EIA に慣れていない。特定水力計画のフェジビリティ調査を実施する権利が、環境保護区との相対的位置関係に拘わらず、外国あるいは国内業者に与えられてきた。カンボジアのほとんどの水力地点は、多かれ少なかれ環境保護区内に位置するか接している。したがって、水力計画調査権を与える前に、予備評価を実施して、カンボジアの国益の観

点から受忍できない影響をもたらすリスクがあるか、あるいはメコン条約の要求事項に係る事項があるか、検討することが必要であろう。もしも、重大な受忍限度を超えるような環境影響が予測された場合には、そのような影響のタイプと強度を解明することだけを目的とし、以降の開発に係る権利にはコミットせずに、調査権のみを与えて、本格調査を実施すべきかどうか判断することが考えられる。

本水力マスタープラン調査は、そのような予備調査で水力計画の環境影響を特定・吟味する上で貢献できよう。そのような環境影響は、土砂流送、貯水池による環境保護区内の水没面積、計画貯水池地域内に位置する世帯数、農地、および森林を含むだろう。重要な環境影響が特定された場合には、本水力マスタープラン調査の一環として、環境影響の軽減策を提言することになっている。

### 3.2.2 カンボジア電力庁(Electricity Authority of Cambodia, EAC)

電気法が制定された後、2001年にカンボジア電力庁が設立された。EACは、カンボジア国内における電気事業の監督機関の役割を担っている。主なEACの役割は以下の通り。

- ・ 電気事業を実施する際の免許の交付、見直し、更新、剥奪
- ・ 電気料金および電気事業実施に関する条件の精査と承認
- ・ 電気事業者による投資の規制、手続き、基準の制定と遵守の徹底
- ・ 電気事業者の財務状況と実施体制のモニタリング
- ・ 電気事業者のパフォーマンス評価基準の承認
- ・ サービスに対する利用者の不満の受付と、サービス契約の見直し
- ・ 法律や基準、規制に違反した場合の罰金の課金と、事業免許の剥奪

各事業者は、EACによって発行された免許を取得し、電気法、EACの定めた政令・基準や手続きなどを遵守することが求められる。EACは、認可事業者が、MIMEの定めたサービス基準や環境基準を満たしているか否かをモニタリングしている。免許の種類は発電免許、送電免許、配電免許、複合免許、電気発送免許、大口取引免許、電気小売免許、下請け免許の8つある。

### 3.2.3 カンボジア電力公社(Electricite du Cambodge, EDC)

EDCは政府100%所有の電力会社であるが、カンボジア全土において発電、送電、および免許地域内で配電を行う責任を持つ。EDCは民間企業法により設立された、管理上、財政上、経営上独立した、法律上の組織である。

EDCの計画技術局は、発電部門、協力計画・プロジェクト部門、送配電部門からなる。社会環境・公衆関係事務所は協力計画・プロジェクト部門に属する。環境事務所はEIAの最近の要求事項に適合するために組織された。この事務所には2名が在籍しているが将来さらに2名が増員される予定である。マスタープラン調査ではこの事務所が調査団の支援を行った。

カンボジア電力公社(EDC)は、MIMEと経済財務省(MEF)の管轄下にある国営会社である。同公社は、2002年2月にEACより電気事業運営免許を取得した。EDCはMIMEとMEFの管轄下にあるが、法律および財務面における独立性を保持しており、その資産の価値の増強は、利益・損失や債務のための責任がある。

EDCは、1996年3月に定められた法令に基づき、以下の機能を果たす。

- ・ 安定性の高い電力サービスの確保と地方電化促進を目的とした送電線の建設と運営

- ・電力を介した他国との交易
- ・組織面およびビジネス面の目的を達成するための法令の制定
- ・EDCのビジネスおよび企業体としての目的を達成するために必要な規則を策定・施行

タイからカンボジア北西部（Banteay Meanchey、Battambang、Siemreap）への電気の供給を目的とした115 kV送電線は、CPTL（Cambodia Power Transmission Line Co.）が特別送電免許を取得し、2007年11月末から送電施設の運営を行っている。なお、タイからの輸入はEDCが行っており、国内供給も全てEDCにより管理されている。

EDCは、環境配慮の重要性を認識している。EDCはカムチャイ水力計画でEIA調査の経験を有する。

### 3.2.4 環境省

カンボジア国の環境省は1993年に設立され、環境に係る総合法制度、政策フレームワーク作りを担当している。新憲法は、国家が、天然資源の合理的な利用と環境保護を確立することを求めている。

環境法の目的を以下に示す。

- ・回避、軽減、および汚染の管理により、環境の質と公衆衛生を保全し、向上させること
- ・カンボジア政府の決定に先立ち、提案プロジェクトの環境影響を評価すること
- ・カンボジア王国の天然資源の持続的保全、開発、管理、そして活用を図ること
- ・公衆が環境保護と天然資源の管理に参加することを奨励し、可能にすること
- ・環境に害をもたらす行為を規制すること

EIA部の職員のひとりが、本水力マスタープラン調査の環境社会配慮担当のカウンターパートとして参加している。

## 3.3 電力供給設備

### 3.3.1 一般

既に説明したように、同国の電気供給事業は、極一部を除き、EACにより認可された業者により運営されている。最大の電気事業者はEDCであり、発電、国家送電及び配電免許からなる複合免許を取得している。ちなみに、EACによって2007年末までに交付された免許の総数は192であり、その内訳は、EDC：1、発電（IPP）：22、特別目的送電：1、配電：15、小売：1、発電・配電複合：152である。これらの2007年末における有効免許数は180であり、その内訳は、EDC：1、発電（IPP）：14、特別目的送電：1、配電：16、小売：1、発電・配電複合：147となっている。

特別目的送電免許はCPTL（Cambodia Power Transmission Line Co.）に2007年に交付された。同社はこの免許の下、国境からカンボジア北西部の主要都市であるBanteay Meanchey、Battambang、Siemreapへ、タイから電気を輸入するための115kV送電設備を建設した。なお、タイからの電気の輸入はEDCにより2007年11月末から開始されており、CPTLは送電設備の保守・運用を担っている。これまでの隣国からの電気輸入は国境沿いの中小都市へEDC（主にベトナムから）及び民間業者（主に配電免許業者によりタイから）によって、MV配電線路を経て、数千kWを購入するに過ぎなかったが、この高圧送電線による電気輸入の開始は、隣国との経済関係の強化のみならず、カンボジアの系統拡張計画の重要な第一歩といえる。

### 3.3.2 発電設備

発電設備は EDC、IPP、複合免許業者によって所有・運用されており、2007 年末における総設備容量は 314.6MW であり、その内訳は EDC : 76.9MW、IPP : 202.5MW 及び複合免許業者 : 35.2MW となっている。しかしながら、半分以上の複合免許業者の所有する発電設備容量は 100kW 以下と小さいうえ、設備の老朽化が著しく、複合免許業者の運用している有効発電設備容量はかなり小さくなると考えられる。

上記の発電設備に加え、タイ及びベトナム国境に位置する諸都市では電気を隣国から輸入しており、その合計契約容量は 2007 年末時点で 104.7MW に達している。この数値は前年度の 23.8MW に比較して大幅な増加となっているが、これは CPTL の 115kV 送電設備を介したタイからの電気の輸入(契約容量 : 80MW)の開始によるものである。その結果、隣国からの輸入を含めた同国の等価的な電気の総供給設備容量は 419.3MW といえる。

以上の電力供給設備のほかに、工場、ホテル、商業施設等が自家用に発電設備を相当量所有・運用しているが、その実態は正確に把握されていない。既に総合的な電源拡充、送電系統拡張が策定されており、これらの諸計画の開発・整備に伴い、これらの自家用発電設備(Captive Plants)は順次停止され、系統からの供給に切り替えられてゆく。既に策定されている総合開発計画の基本となっている需要予測でも自家用設備の実態の把握・分析が不十分であり、より実情に即した需要想定を行うためだけでなく、国家の管理対象であるべき一定以上の容量を有する自家用設備の実態把握が急務といえる。

### 3.3.3 送配電設備

現在使用されている電圧は 220V、400V、6.3kV、11kV、15kV、22kV 及び 115kV であり、全国に散在している需要地は一部を除き低圧又は低-中圧の互いに孤立したシステムとして運用されている。

プノンペン・システムでは、市内の 3 変電所及び IPP の発電所を接続するための 115kV 一回線送電線(3 区間、23.5km)とキリロム水力発電所(IPP)からプノンペンまでの 115kV 一回線送電線(105km)が敷設されており、現在ベトナムから電気を輸入するための 230kV 二回線送電線及び付随する 230kV 変電所の建設、既存の 115kV 送電施設の改良・増強工事が進められている。

タイから電気を輸入するために 2007 年 11 月末に 115kV 一回線送電線がタイ国境から Poipet (変圧器は設置されず)、Banteay Meanchey、Battambang、Siemreap 間(4 区間、204km)に敷設され、特別送電免許業者によって一つのシステムとして運用されている。

2007 年末における同国の送電線は 115kV 一回線、総延長 : 332.5km、高圧/中圧変圧器は 10 台・総設備容量 286.3MVA、中圧配電線路は総延長 1,454km (22kV : 1,322km、15kV : 20km、11kV : 22km、6.3kV : 90km)、低圧配電線路は総延長 2,639km (内地中線路 : 166km)、配電用変圧器は 1,440 台・総設備容量 895MVA である。(出典 : EAC Annual Report 2007)

## 3.4 電力需給

### 3.4.1 電力供給

表 3.4.1 に過去 5 年間のカンボジアの電力供給事業者へ供給されたグループ別の電力量を示す。表に示すように、過去 5 年間平均 21.5% という非常に高い増加を続けてきたが、EDC の自家発電が年々

減少傾向を示し、その分 IPP 及び隣国からの輸入が急増している状況が明らかとなっている。2007 年末に 115kV 送電線を介したタイからの輸入が開始され、2009 年には現在建設中の 230kV 送電線が運用開始されることから、現在大型の水力発電所が建設中であるが、一時的とはいえ隣国からの輸入電力に大幅に依存した運用状況が続くことに留意する必要がある。一方、国の政策に基づいて民間の発電・配電複合免許業者の需要もより高い率で増加してきており、地方電化事業が民間によって強力に推進されている状況がうかがえる。

表 3.4.1 過去 5 年間の供給された電力量及び増加率

	2003	2004	2005	2006	2007	Average				
EDC Own Generation	165.29	273.30	65.3%	233.45	-14.6%	171.89	-17.7%	1.0%		
IPP (Sent-out)	456.24	450.85	-1.2%	625.13	38.7%	853.99	36.6%	1,141.27	33.6%	25.8%
Consolidated	15.23	19.37	27.2%	20.79	7.3%	24.24	16.6%	36.16	49.2%	24.1%
Import	58.27	59.49	2.1%	82.25	38.3%	109.70	33.4%	167.41	52.6%	30.2%
Total	695.03	803.01	15.5%	961.62	19.8%	1,196.80	24.5%	1,516.73	26.7%	21.5%

Unit: GWh

出典：EDC & EAC Annual Reports

2007 年に同国の電力システムに供給された総電力量は 1,516.7 GWh であった。その内訳は、配電事業者別に見ると、EDC の配電システムに 1,370.6 GWh(発電、IPP からの購入及びベトナムからの輸入電力量の合計、全体の 90.4%)、配電免許業者の 105.0 GWh(IPP からの購入及び輸入電力量の合計、同 6.9%)、発電・配電複合免許業者の 40.4 GWh (主に小容量の発電機による発生電力量、同 2.7%) である。供給グループで見ると、IPP(発電業者)により供給された分は 1,141.3 GWh(総供給量の 75.2%)、次いで EDC の発電設備から 171.9 GWh (11.3%)、隣国からの輸入は 167.4 GWh(同 11.0%)の順となっている。

### 3.4.2 負荷

最近 EDC では Phnom Penh システム及びそれ以外の孤立した配電システムのピーク電力を、自ら運用している発電機群の出力だけでなく、IPP の出力、隣国からの輸入電力を含め、調査・分析している。EDC のシステムへの供給量は全国の 90%を占めており、概略の同国の最大電力の推移が把握可能であった。今回、それら EDC の実績値にそれ以外の電気事業者の発生電力から最大電力を推定した結果を表 3.4.2 に示す。なお、推定のため、複合免許業者の年負荷率を 30%と仮定し、輸入電力については、2007 年の EDC の実績値 51.1%から、50%と仮定した。なお、これらの推定に基づく同国全体のピーク電力は 301 MW で、その年負荷率は 57.5%となった。

表 3.4.2 過去 5 年間の最大電力及び増加率

	2003	2004	2005	2006	2007	Average				
EDC	115.70	136.60	18.1%	162.12	18.7%	201.92	24.5%	249.12	23.4%	21.1%
a) Phnom Penh	100.90	116.30	15.3%	133.10	14.4%	165.00	24.0%	204.50	23.9%	19.3%
b) Others *1	14.80	20.30	37.2%	29.02	43.0%	36.92	27.2%	44.62	20.9%	31.8%
Consolidated	5.80	7.37	27.2%	7.91	7.3%	9.22	16.6%	13.76	49.2%	24.1%
Import	13.30	13.58	2.1%	18.78	38.3%	25.05	33.4%	38.22	52.6%	30.2%
Total	134.80	157.55	16.9%	188.81	19.8%	236.19	25.1%	301.10	27.5%	22.3%

Unit: MW

出典：EDC & EAC Annual Reports

(Remarks)

\*1 : Demand of areas imported from Vietnam is included in "Import".

### 3.4.3 販売電力量

表 3.4.3 に過去 5 年間のカンボジアのグループ別の販売電力量を示す。表に示すように、過去 5 年間

平均 22.4%という非常に高い増加を続けてきた。発電・配電免許業者の過去 5 年間の年平均増加率は 31.2%と最も大きい。これは、2007 年度の 64.8%という急激な増加の影響である。EDC の需要家グループのうち、工場負荷の年平均増加率は 41.7%と最も高い値を示しているが、グループ別の販売電力量では家庭用(総販売電力量の 33.7%)、商業負荷(同 29.5%)に次いで 3 位(同 20.9%)の位置にある。

表 3.4.3 過去 5 年間の販売電力量及び増加率

	Unit: GWh									
	2003	2004		2005		2006		2007		Average
EDC	540.50	643.67	19.1%	820.73	27.5%	971.70	18.4%	1,221.81	25.7%	22.6%
a) Residential	262.70	300.44	14.4%	309.47	3.0%	346.52	12.0%	411.40	18.7%	11.9%
b) Industrial	63.40	89.63	41.4%	157.22	75.4%	160.38	2.0%	255.80	59.5%	41.7%
c) Commercial	121.40	163.37	34.6%	193.71	18.6%	286.22	47.8%	360.07	25.8%	31.2%
d) Others	93.00	90.22	-3.0%	160.33	77.7%	178.58	11.4%	194.54	8.9%	20.3%
Consolidated	10.78	13.32	23.6%	15.45	16.0%	19.40	25.5%	31.96	64.8%	31.2%
Distribution	50.41	47.27	-6.2%	57.67	22.0%	75.14	30.3%	95.91	27.6%	17.4%
Total	601.69	704.25	17.0%	893.85	26.9%	1,066.23	19.3%	1,349.67	26.6%	22.4%

出典：EDC & EAC Annual Reports

2007 年の電気事業者からの総販売電力量は 1,349.7 GWh (送配電損失：11.0%)で、その内訳は、EDC：1,221.8 GWh (同 10.9%)、配電免許業者：95.9 GWh (同 8.7%)、複合免許業者：32.0 GWh (同 20.9%)であった。なお、配電免許業者の送配電損失が低いのは、カジノ、ホテル、工場等への供給を主たる目的として隣国から中圧配電線経由で電気を輸入し、一般需要家への電気の供給は比較的狭い地域に限定されているためと考えられる。

### 3.4.4 需要家数

過去 5 年間の需要家数の推移を表 3.4.4 に示す。EDC の電気料金は主要 6 つのグループに分類されており、需要の多い順に、家庭、商業、工場、公共、外国人、ホテル等のグループとなっており、販売電力量、需要家数等の情報が整理されている。しかしながら、EDC 以外の免許業者の販売電力量、需要家数は需要グループ毎に分類された形での情報が EAC の年報で報告されていない。

表 3.4.4 過去 5 年間の需要家数及び増加率

	2003	2004		2005		2006		2007		Average
EDC	140,611	201,261	43.1%	215,515	7.1%	264,575	22.8%	286,823	8.4%	19.5%
a) Residential	128,713	183,994	42.9%	197,336	7.3%	242,467	22.9%	262,256	8.2%	19.5%
b) Industrial	670	837	24.9%	842	0.6%	959	13.9%	1,055	10.0%	12.0%
c) Commercial	10,281	12,549	22.1%	13,026	3.8%	16,157	24.0%	17,930	11.0%	14.9%
d) Others	947	3,881	309.8%	4,311	11.1%	4,992	15.8%	5,582	11.8%	55.8%
Consolidated	32,106	45,472	41.6%	56,565	24.4%	68,231	20.6%	89,999	31.9%	29.4%
Distribution	16,609	20,816	25.3%	24,551	17.9%	25,785	5.0%	51,991	101.6%	33.0%
Total	189,326	267,549	41.3%	296,631	10.9%	358,591	20.9%	428,813	19.6%	22.7%

出典：EDC & EAC Annual Reports

2007 年末の総需要家数は 428,813 で、その内訳は EDC が 286,823 (66.9%)、その他の業者の需要家数は 141,990 で、EDC 以外の業者の 2007 年度の前年に対する需要家数の増加率は、複合免許業者で 32%、配電免許業者で 102%という大きな値を示した。EDC 以外の業者の需要家数は上述の如く需要グループ別に分類されていないので正確な家庭用需要家数が把握できないが、EDC の 2007 年末の総需要家数のうち、家庭用：262,256 (91.4%)、商業：17,930 (6.3%)、工業：1,055 (0.4%)となっている。

### 3.4.5 電気料金

電気料金は EAC により承認されており、EDC の過去 3 年間の需要家グループ別の kWh 当たりの平

均電気料金を表 3.4.5 に示す。

表 3.4.5 需要家グループ別平均電気料金

	2005		2006		2007	
	Riel	US¢	Riel	US¢	Riel	US¢
Residential	628.3	15.7	733.7	18.3	736.5	18.4
Industrial & Handicraft	464.9	11.6	733.4	18.3	692.1	17.3
Commercial	677.6	16.9	754.7	18.9	732.3	18.3
Hotel & Guest House	614.7	15.4	712.5	17.8	706.2	17.7
Embassy, Foreigners' House,	824.6	20.6	873.8	21.8	887.2	22.2
Government Institutions	731.3	18.3	808.3	20.2	802.7	20.1
Others	416.6	10.4	467.7	11.7	459.1	11.5
Average	621.2	15.5	745.6	18.6	730.0	18.2

出典：EAC Annual Report 2007

電気料金は周辺国に比較して非常に高く、2007年のEDCの平均電気料金は約18.2 ¢/kWh、複合免許業者の低圧で供給されている一般需要家の電気料金は18.0 (Kandal) - 120.0 (Siemreap) ¢/kWh となっている。この原因は、高い燃料費のほかに、老朽化した小容量のディーゼル発電機が多い上、IPPからの購入電気料金は、2007年12月時点で、水力IPPからの購入(7.0 ¢/kWh)を除き、9.19 ¢/kWh (Kampot Power Plant) - 34.90 ¢/kWh (SHC Ratanak Kiri)と非常に高いこと等である。

### 3.5 カンボジアにおける電力需要予測

#### 3.5.1 カンボジアにおける過去の電力需要の推移

図 3.5.1 は、カンボジアの過去10年間におけるEDC供給エリアのピーク需要、電力量需要の推移を示したものである。過去10年間における年平均増加率は、供給エリアの拡大や発電設備容量の増強により潜在需要が顕在化したことにより、ピーク需要が15.3%、電力量需要が17.3%という非常に高い伸びを見せている。単年度で見ると、アジア経済危機の影響を受けた1999年を除くと年率12%~35%という高い伸び率を示している。特にピーク需要に関しては、2004~2006年には2年連続で20%を超えるなど順調な伸びを見せている。

同期間におけるカンボジアのGDPの実質成長率が9.2%であることから、対GDPの弾性値はピーク需要で1.67、電力量需要で1.86であった。



出典: EDC 2006 年度年報、EDC 統計ハンドブック 1995-2005 年

図 3.5.1 カンボジアの EDC 供給エリアのピーク需要、電力量需要の推移(1997-2006 年)

### 3.5.2 カンボジアにおける需要予測のレビュー

カンボジアにおける電力需要予測は、MIME のエネルギー開発部の計画局が担当している。しかし、これまでのところ、実際の作業の大部分は、MIME ではなく、海外からの技術協力プロジェクトの際に作成されており、MIME はコメントを付与したうえで、最終的な結果を承認しているのが現状となっている。

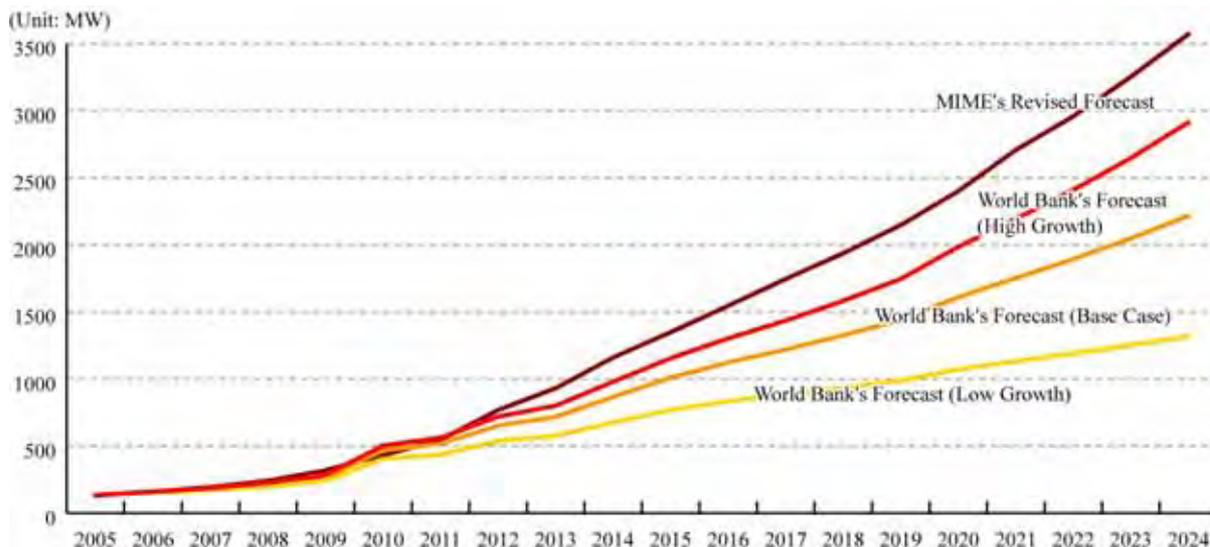
近年、カンボジアの電力需要予測は、2006 年に世界銀行およびタイの EGAT によって実施されている。前者は、世銀が行った “Power Development Master Plan” の際にコンサルタントとして起用された韓国電力公社(KEPCO)が策定したもので、後者は EGAT が無償協力で自ら実施した “Establishment of Electricity Network Master Plan in Cambodia” の際に策定された。世銀、EGAT の需要予測は、それぞれ 2006 年 12 月、2006 年 5 月に終了している。

最終的に MIME は、上記の点も含め世銀の予測方法および結果がより信頼できると判断し、同需要予測の高成長シナリオを正式な需要予測として 2006 年末に採用している。その後、MIME は、EDC、EAC とともに、世銀/KEPCO の高成長シナリオをベースとして、さらに高い増加率を見込んだ需要予測を 2007 年 12 月に作成し、2008 年 1 月に首相承認を受けている。

この需要予測では、地域別(州別)の需要予測を基にカンボジア全体の需要を予測し、電源拡充および系統拡張計画に沿ってプノンペンを中心とする国家電力系統(メイングリッド)の延伸に伴い、メイングリッドにより供給されるであろう需要を予測している。

メイングリッドが全国へと延伸される結果、2005 年においてカンボジア全体の需要の 38%を占めているに過ぎない EDC のメイングリッドの需要は、シハヌークビルの小系統にメイングリッドが接続される予定の 2010 年にカンボジア全体の 71%、バタンバン・シェムリアップ系統と接続される 2012 年に 88%、2024 年にはカンボジア全体の需要の 96%を賅うことが予測されている。

図 3.5.2 は、世銀/KEPCO の 3 つのシナリオの需要予測と MIME が 2007 年 12 月に行った修正版の需要予測を示している。図で示した通り、MIME が修正した需要予測は、世銀/KEPCO の需要予測よりも更に強気の予測となっている。世銀/KEPCO の予測によると、2005 年に 134 MW であったメイングリッドのピーク需要は、低成長シナリオで 2024 年に 1,316 MW (年平均増加率 12.1%)、ベースケースで 2,216 MW (同 15.5%)、高成長シナリオで 2,912 MW (同 17.3%)となっている。一方、MIME の修正版予測では、年率 18.8%で増加し、2024 年には 3,571 MW に到達するとされている。

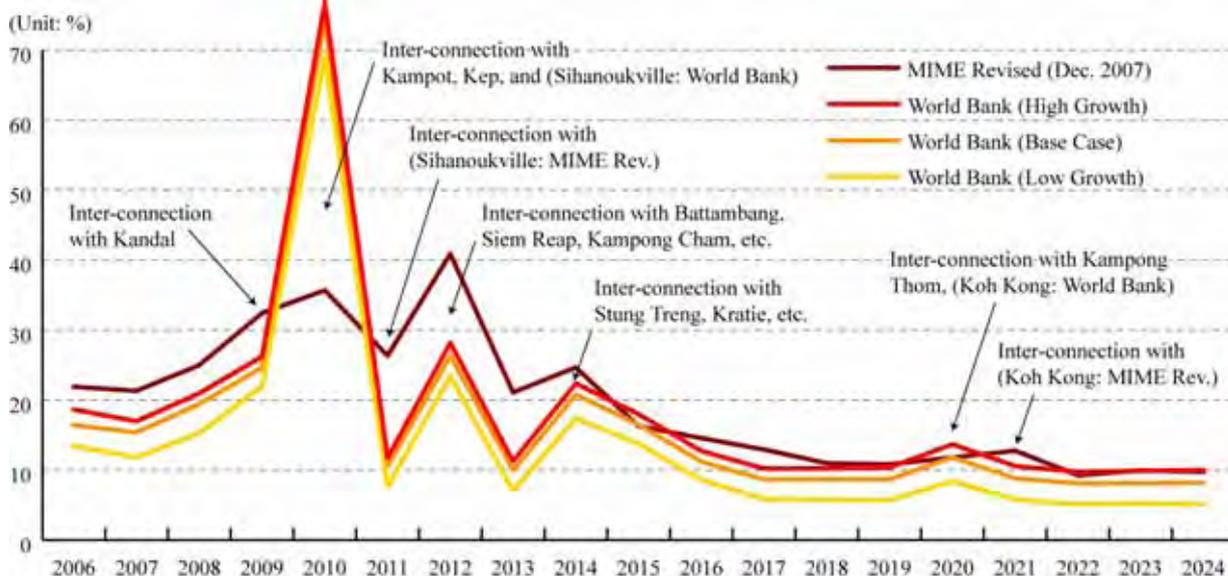


出典: 電源開発計画, 世界銀行/KEPCO、MIME

図 3.5.2 メイングリッドにおける電力量需要予測結果の比較(ピーク需要)

一方、図 3.5.3 は、これらの需要予測の増加率を年度別に示したものである。送電線拡張計画に沿って各地の需要がメイングリッドに取り込まれるため、メイングリッドの需要はその都度、急激に増加していることが分かる。

世銀/KEPCO の需要予測は、自らが作成した送電線拡張計画に沿って作成されているのに対し、MIME はそれらをベースとしつつも需要予測、送電線拡張計画の両方を見直しているため、需要が増加するタイミングが異なっている。



出典: 電源開発計画, 世界銀行/KEPCO、MIME

図 3.5.3 メイングリッドにおける電力量需要予測結果の比較(増加率)

表 3.5.1 カンボジアの電力需要予測

(MW)

	世銀/ KEPCO			MIME 修正版
	低成長シナリオ	ベースケース	高成長シナリオ	
2005	134.00	134.00	134.00	129.96
2006	152.00	156.00	159.00	158.43
2007	170.00	180.00	186.00	192.22
2008	196.00	215.00	225.00	240.27
2009	239.00	268.00	284.00	318.19
2010	404.00	467.00	502.00	431.74
2011	435.00	516.00	561.00	545.51
2012	537.00	652.00	719.00	768.46
2013	575.00	717.00	800.00	930.64
2014	675.00	866.00	979.00	1160.36
2015	768.00	1009.00	1155.00	1349.12
2016	834.00	1122.00	1302.00	1545.79
2017	883.00	1219.00	1435.00	1745.74
2018	934.00	1325.00	1582.00	1937.49
2019	987.00	1440.00	1746.00	2147.54
2020	1070.00	1610.00	1985.00	2400.88
2021	1132.00	1752.00	2195.00	2707.83
2022	1190.00	1894.00	2409.00	2958.47
2023	1252.00	2048.00	2647.00	3253.65
2024	1316.00	2216.00	2912.00	3571.42

出典: 電源開発計画, 世界銀行/KEPCO、MIME

### 3.6 近隣国およびカンボジアの電力需要とエネルギー資源

カンボジアは、日本、インドネシア、フィリピンなどの島国と違って大陸部に位置しておりタイ、ベトナム、ラオスの3ヶ国と陸続きである。近年ではADBがイニシアチブをとる形で進んでいる大メコン地域 (GMS)<sup>1</sup>における地域間の連携送電線建設を通じた電力の相互融通も進みつつある。2008年にはタイ国境からバンテアイミンチェイを經由しシェムリアップ、バットンバンにつながる115 kV送電線が完成し、2009年にはベトナム国境からタケオを經由してプノンペンにつながる230 kV送電線も完成する予定となっている。

こうした送電線を利用した近隣諸国との電力融通については、カンボジアは、短期的には主にタイ、ベトナム、ラオスから電力を購入することが主になると思われる。ただし、カンボジアにおける水力開発が進み安価に安定した電力を発電することが可能になれば、これらの国は逆に電力を輸出する際のマーケットともなりうる可能性がある。そこで、ここでは近隣国の需要予測、電源開発計画のレビューを通じて、カンボジアから近隣国への電力輸出の可能性について検討することとした。

#### 3.6.1 各国の人口・GDP・電力消費

表3.6.1は、カンボジアおよび近隣国における人口、GDP、電力消費を比較したものである。表から分かるとおり、GDPおよび電力消費に関してはタイが最も多く、他の3ヶ国を大きく引き離している。カンボジアは、人口、GDP、総電力消費量ではラオスを上回るものの、一人あたりの消費電力量ではラオスを含む他国を大きく下回る最下位となっている。また、これら4ヶ国における電力需要の市場規模は、タイが市場全体の73.7%、ベトナムが24.8%を占めているのに対し、カンボジア、ラオスは全体のわずか0.8%、0.7%を占めているに過ぎない。

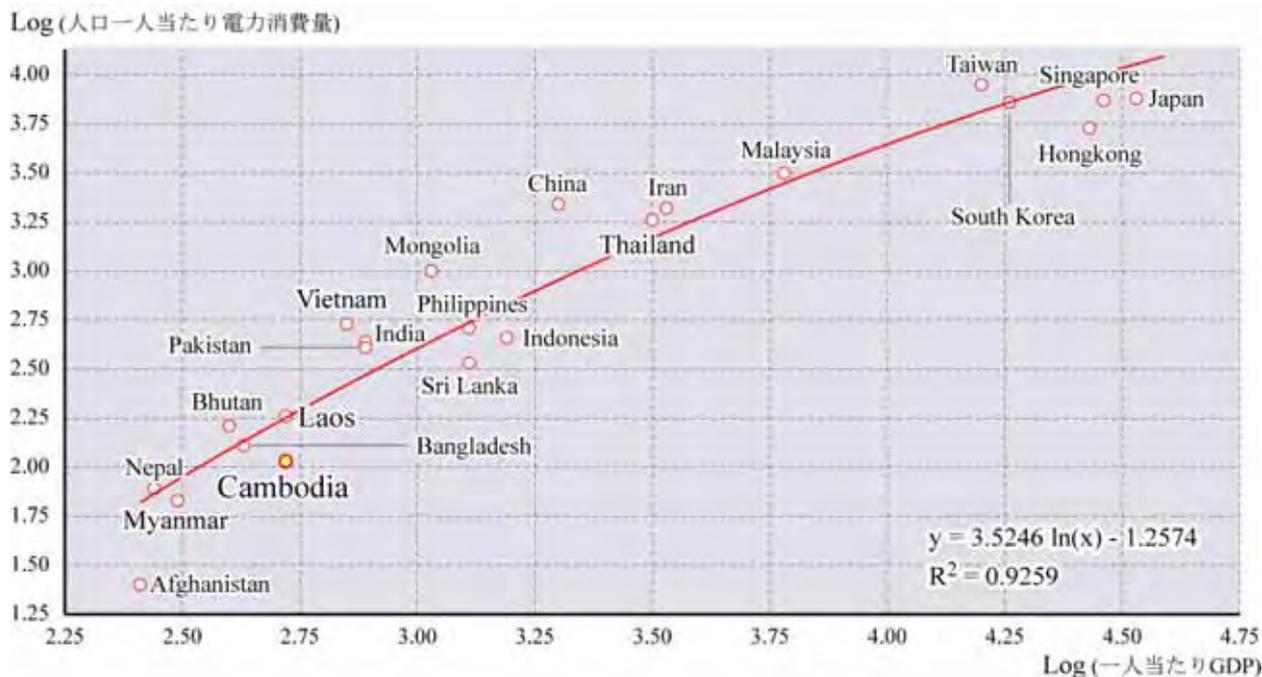
表 3.6.1 カンボジアおよび近隣国の人口、GDP、電力需要

	タイ	カンボジア	ベトナム	ラオス
人口(人)	65,068,149	13,995,904	85,262,356	6,521,998
国内総生産: GDP(百万ドル)	206,338	7,272	60,995	3,437
総電力消費量(GWh)	134,827	1,496	45,460	1,193
一人あたり消費量(kWh/年)	2,072.1	106.9	533.2	182.9

出典: 人口=CIA World Fact Book(2007年7月推定値)、GDP=国際通貨基金、World Economic Outlook Database、2007年10月(2006年データ)、電力需要=EDC、EGATおよびWorld Energy Outlook 2007(2005年データ)

図3.6.1は、アジア主要国の一人あたり国内総生産(2006年)と人口一人あたり電力消費量(2005年)の関係を示したものである。図から分かるように、両者の間には明確な正の相関関係がある。赤い線は各国の分布の近似曲線であるが、タイ、ベトナム、中国、インドなど近似曲線よりも上側の国は、国内総生産の大きさに比べて相対的に多くの電力を多く消費していることを示している。一方、線よりも下側に位置している国々は、単位あたりの国内総生産を比較的低い電力消費で達成している。ただし、同じ線の下に位置している国でも、日本やシンガポール、香港などの場合、省エネ技術が発達し電力を多く使用しない第三次産業が発達していることを示していると考えられるが、カンボジア、ミャンマー、アフガニスタンなどはむしろ電力インフラが不十分であるため、一人あたりの電力消費量が押さえられているに過ぎないと考えられる。

<sup>1</sup> 大メコン地域 (GMS: Greater Mekong Sub-region): メコン川流域の5カ国、1地域(タイ、ミャンマー、ラオス、カンボジア、ベトナム、中国の雲南省)のこと。



出典: 1) CIA World Fact Book 2007 (2007年推定値)、2) 国際通貨基金, World Economic Outlook Database, 2007年10月(2006年データ)、3) World Energy Outlook 2007(2005年データ)

図 3.6.1 アジア主要国における一人あたり電力消費量および一人あたり GDP の比較

### 3.6.2 電力需要の近隣国との比較

表 3.6.2 は、4ヶ国の GDP、電力需要の伸び率の 10 年分の実績値および予測値を比較したものである。カンボジア、ラオス、ベトナムの GDP は、1997 年～2006 年までの 10 年間に実質ベースで 1.84 倍～2.33 倍に増加している。また、これらの国における電力需要は、GDP の増加を上回る勢いで増加し続けており、過去 10 年間で 3.84～5.26 倍に増加している。一方、最も早く経済発展を成し遂げたタイの場合、GDP および電力需要の伸び率は若干緩やかではあるが、過去 10 年間でそれぞれ 1.30 倍、1.62 倍に増加している。

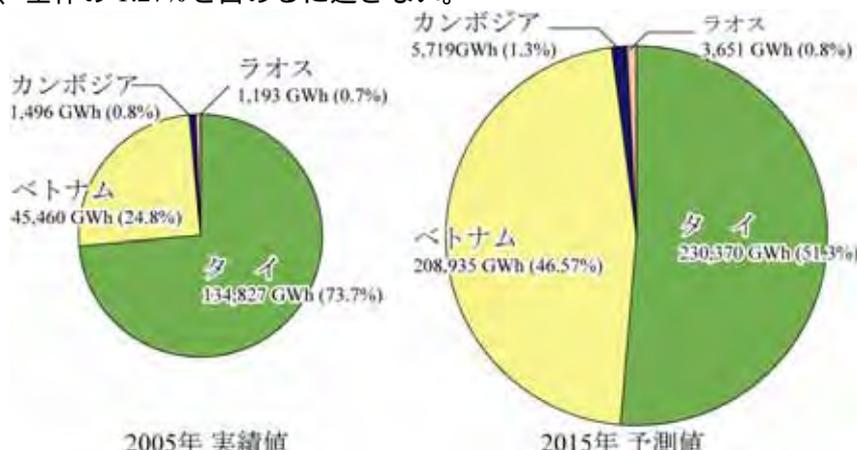
表 3.6.2 カンボジアおよび近隣諸国の電力需要および GDP の増加

	タイ	カンボジア	ベトナム	ラオス
過去 10 年間に於ける GDP の実質増加 <sup>*a</sup>	1.30 倍	2.33 倍	1.99 倍	1.84 倍
過去 10 年間に於ける電力需要の増加 <sup>*b</sup>	1.62 倍	5.26 倍	3.84 倍	3.88 倍
今後 10 年間に於ける電力需要の増加 <sup>*c</sup>	1.72 倍	2.88 倍	4.58 倍	2.27 倍
今後 10 年間の電力需要増加率 <sup>*c</sup> (年平均増加率%)	5.58%	11.16%	13.62%	8.54%

出典: a=世界銀行および OECD データ (1996 年～2006 年)、b=各国電力公社 (1996 年～2006 年、ラオスのみ 1995 年～2005 年)、c=カンボジア MIME、ラオス: 電力網開発計画 2004 年 EDL、タイ: 2007 年電源開発計画 EGAT、ベトナム: 第六次電力マスタープラン改訂版 Institute of Energy

これら 4ヶ国の電力需要は、今後 10 年間に於いて予測されている経済成長の伸び率を超える年率 5.6% から 13.6% の勢いで増加し、10 年間で 1.72 倍から 4.58 倍に増加すると予測されている。ベトナムの電力需要は、年率 13.62% という高い伸び率を見せることが予測されている。この場合、2015 年には 4ヶ国の総需要の 46.6% を占めることになる。一方、カンボジアは予測通り 11.16% で需要が

増加した場合でも、全体の1.27%を占めるに過ぎない。



出典: カンボジア MIME、タイ EGAT/TLFS、ベトナム EVN/エネルギー研究所、ラオス EDC

図 3.6.2 2005, 2015 年におけるタイ、カンボジア、ラオス、ベトナムの電力需要

### 3.6.3 カンボジアおよび近隣国におけるエネルギー資源賦存状況

ここまでは、カンボジアを含む4ヶ国の電力需要をレビューしてきたが、これに加え、タイへの電力輸出では競合国となるミャンマーを加えた5ヶ国についてエネルギー資源賦存状況と発電における各資源の利用状況にかかるレビューを行う。

インドシナ半島4ヶ国およびミャンマーには豊富なエネルギー資源が賦存している。しかしながら、これらはエネルギー需要同様に、地域ごとに大きく偏って存在している。ミャンマー、ベトナムは、火力発電に使用できる化石燃料の賦存量および水力発電のポテンシャルの双方が豊富である。一方、カンボジア、ラオスは水力資源が豊富であるのに対して、化石燃料の資源はほとんど分布していない。また、タイの場合は、化石燃料が比較的多く賦存しており、天然ガスについては発電への利用も進んでいる。ただし、国内産石炭のほとんどは炭化度が低く、水分や不純物の多い低品位褐炭であるため、発電用としてはあまり適しておらず、環境面での多額の対策費用が必要となる。

表 3.6.3 カンボジアおよび近隣諸国のエネルギー資源賦存状況

	タイ	カンボジア	ベトナム	ラオス	ミャンマー
水力 (MW)	8,314 <sup>*2</sup>	10,000 <sup>*1</sup>	20,500 <sup>*3</sup>	26,500 <sup>*1</sup>	108,000 <sup>*1</sup>
石油(百万バレル)	527 <sup>*4</sup>	0 <sup>*4</sup>	3,119 <sup>*4</sup>	0 <sup>*4</sup>	199 <sup>*4</sup>
天然ガス(億立方フィート) <sup>*</sup>	1,250 <sup>*4</sup>	0 <sup>*4</sup>	830 <sup>*4</sup>	0 <sup>*4</sup>	1,765 <sup>*4</sup>
石炭(百万ショートトン) <sup>**</sup>	1,493 <sup>*4</sup>	7 <sup>*4</sup>	3,972 <sup>*5</sup>	600 <sup>*1</sup>	2 <sup>*4</sup>

出典: <sup>\*1</sup>: ASEAN 事務局, 2002 年、<sup>\*2</sup>: EGAT 水力データベース 1、<sup>\*3</sup>: ベトナム エネルギー研究所、<sup>\*4</sup>: BP(英国石油) Statistical Review of World Energy, 2006 年 6 月、<sup>\*5</sup>: ベトナム工業省 2003 年末の値

注 <sup>\*</sup>カンボジア シハヌークビル沖のガス・石油田の埋蔵量は確認されていないため含んでいない。<sup>\*\*</sup>石炭の埋蔵量は、褐炭を含む。

一方、ラオス、カンボジアは化石燃料の資源は十分ではないものの、国内の電力需要が小さいことを勘案すると、水力発電のポテンシャルは自国の需要を満たすのに十分なポテンシャルがある。ただし、水力発電所の出力特性や季節変動、年間降雨量の変動を考えると、電力需要の全てを水力のみに依存することはできない。特にカンボジアの場合、現時点では水力資源の開発が進んでいないこともあり、電力は輸入した軽油・重油、およびタイ・ベトナムからの電力輸入に依存している。

水 力

ラオス、ミャンマーは、自国の電力需要を大きく超える豊富なポテンシャルを有している。ラオスの場合、地形が急峻な北部の水力ポテンシャルが高い。ミャンマーでは、イラワジ河、サルウィーン河流域において高いポテンシャルがある。ベトナムは、北部の紅（ホン）河流域におけるポテンシャルが高い（図 3.6.3 参照）。これらの国と比較した場合、やや平坦な国土をもつカンボジアにおける水力発電のポテンシャルは決して高いとは言えない。しかし、国内の需要を満たした上で、ある程度近隣国に輸出できるだけのポテンシャルを持っていると考えられる。一方、タイの場合、ある程度のポテンシャルはあるものの、その多くは既に開発されており、将来的に大規模な水力発電所が建設される計画はない。



出典: EGAT 水力技術部

図 3.6.3 カンボジアおよび近隣国の主要流域

国内の総発電量に占める水力発電の割合は、ラオスでは 100%（EDL 管轄地域のみ）、また同様にポテンシャルの高いベトナム、ミャンマーでもそれぞれ 40.1%、49.8%と高い比率を占めている。一方、今後の水力開発の余地が少ないタイではわずか 4.4%、水力発電所の開発が進んでいないカンボジアでもわずか 5.0%となっている。

表 3.6.4 5ヶ国における水力の発電量と国内の総発電量への寄与率

	タイ	カンボジア	ベトナム	ラオス	ミャンマー
水力での発電量 (GWh)	5,798	44	21,454	1,345	2,997
水力発電の割合 (%)	4.4%	5.0%	40.1%	100.0%	49.8%

出典: ラオス= 2005 年 EDL 年報、その他 4ヶ国= OECD、IEA データベース (2005 年)

石 炭

ベトナムでは、北東部のクアンニン省など北部を中心として良質な石炭が産出されている。2005 年において国内の総発電量に占める石炭火力発電の割合は 16.7%を占めるに過ぎないが、2025 年までには全体の 40%を石炭で賄う計画になっている。タイの褐炭は、安価な環境対策技術が開発されない限り経済面・環境面の双方の問題で更なる採掘は行われまいと言われている。現在、タイ発電公社（EGAT）は、褐炭を利用した 2,400 MW の火力発電所を運転し、国内における発電量の 15.1%を賄っているが、2007 年に策定された電源開発計画によると今後は国内炭を使用した発電所を建設する計画はない（タイ、ベトナムにおける電源開発計画については 3.7.1(3)および 3.7.2(3)にて詳述）。ミャンマーでは石炭は採掘されているものの、生産量の 86%を海外に輸出しており、発電には用いていない。カンボジアおよびラオスでは、石炭は採掘されておらず稼働している石炭火力発電所もない。

表 3.6.5 5ヶ国における石炭の生産量・輸出入量および発電への使用

	タイ	カンボジア	ベトナム	ラオス	ミャンマー
生産量 (千トン)	20,878	0	32,396	データ なし	1,360
輸出量 (千トン)	0	0	17,987		1,164
輸入量 (千トン)	8,572	0	101		0
貯蔵量変化 (千トン)	168	0	0		0
国内消費量 (千トン)	29,618	0	14,510		196
- 発電用 (千トン)	17,276	0	3,807		0
- その他 (千トン)	12,342	0	10,703		196
石炭での発電量 (GWh)	19,974	0	8,941	0	0
石炭発電の割合 (%)	15.1%	0.0%	16.7%	0.0%	0.0%

出典: ラオス=2005年 EDL 年報、その他4ヶ国=OECD、IEA データベース (2005年)

### 天然ガス

ミャンマー、ベトナム、タイの近海には、大量の天然ガスが埋蔵されている。このうちベトナム、ミャンマーは生産量のそれぞれ、21%、78%をそれぞれ輸出にまわしている。タイはベトナムの約3倍、ミャンマーの約2倍のガスを生産しているにもかかわらず、国内消費が旺盛であるために海外(主にミャンマー)からガスを輸入している。

表 3.6.6 5ヶ国における天然ガスの生産量・輸出入量および発電への使用

	タイ	カンボジア	ベトナム	ラオス	ミャンマー
生産量 (TJ)	860,821	0	288,471	0	457,413
輸出量 (TJ)	0	0	59,829	0	358,856
輸入量 (TJ)	345,246	0	0	0	0
国内消費量 (TJ)	1,206,067	0	228,642	0	98,557
- 発電用 (TJ)	884,734	0	223,991	0	34,584
- その他 (TJ)	321,333	0	4,651	0	63,973
ガスでの発電量 (GWh)	94,419	0	20,856	0	2,396
ガス発電の割合 (%)	71.4%	0.0%	39.0%	0.0%	39.8%

出典: ラオス=2005年 EDL 年報、その他4ヶ国=OECD、IEA データベース (2005年)、注: TJ=1兆ジュール

国内の総発電量に対するガス火力発電への依存率は、タイで71.4%と非常に高く、高すぎる依存率が国内において問題視されている。また、ガスを輸出しているベトナム、ミャンマーでもそれぞれ39.0%、39.8%と発電のための重要なエネルギー源となっている。国内に資源がないラオス、カンボジアではガスを利用した発電は行われていない。

なお、カンボジアの場合、シハヌークビル沖に6地点の石油・天然ガスの有望地点があり、うち1地点については、アメリカのシェブロンを筆頭とし、韓国のGSカルテックス、日本の三井石油も出資しているコンソーシアムが試掘している。2005年には大規模の埋蔵量が期待できるとの発表を行い、その後も試掘を繰り返してはいるものの、具体的な埋蔵量および技術的・経済的なフィージビリティについては確認されていないままである。

石油

タイ、ミャンマー、ベトナムは国内で石油を生産しているものの、発電量に占める石油火力発電の割合は少ない。一方、カンボジアは国内の総発電量の95%を依存している石油の全量を、海外から輸入するという歪なエネルギー消費構成となっている。

表 3.6.7 5ヶ国における石油の生産量・輸出入量および発電への使用

	タイ	カンボジア	ベトナム	ラオス	ミャンマー
生産量 (千トン)	50,317	0	19,056	0	1,687
輸出量 (千トン)	8,514	0	18,247	データなし	395
輸入量 (千トン)	41,791	1,223	12,005		1,251
貯蔵量変化 (千トン)	1,086	0	-633	2,950	0
国内消費量 (千トン)	84,680	1,223	12,181		2,543
- 発電用 (千トン)	1,963	338	682	データなし	145
- その他 (千トン)	82,717	885	11,499	データなし	2,398
石油での発電量 (GWh)	5,798	836	2,482	0*	622
石油発電の割合 (%)	6.6%	95.0%	4.6%	0.0%*	10.3%

出典: ラオス= 2005年 EDL 年報、その他4ヶ国= OECD、IEA データベース (2005年) 注: EDL 供給地域のみ

### 3.7 近隣国への電力輸出の可能性

カンボジアと国境を接する、タイ、ベトナム、ラオスの3ヶ国のうち、ラオスは市場規模が最も小さいが、その一方で国内の水力資源はカンボジア以上に豊富である。そのため、カンボジアの水力発電所にとってラオスは売電するための市場ではなく、むしろ競合相手であるといえる。一方、タイ、ベトナムの電力の市場としての規模は、カンボジアおよびラオスと比べて比較にならないくらいに大きい。タイの場合、ガスを利用した発電への過度の依存からの脱却を目指しているものの、国内の水力資源が開発し尽くされており、大規模水力の開発は困難である。ベトナムについては、今後とも急速な電力需要の伸びが見込まれており、ピーク需要への対応が課題とされている。特に、カンボジアと国境を接する南部地域では水力発電のポテンシャルが小さく、ピーク電源の不足が深刻になる可能性が指摘されている。そこで、タイおよびベトナムの両国が、カンボジアの水力発電所からの電力輸出のマーケットとなりうるかについて、その可能性を検討することとした。

#### 3.7.1 タイ

##### (1) 電力需要の推移

タイの電力需要は、アジア経済危機の影響で1998年、1999年と2年連続でマイナス成長を記録している。2000年には8%前後の伸びを見せたものの、増加率はその後も2%~9%の範囲で変動しており、増加率は徐々に低減していく傾向にある（図3.7.1参照）。

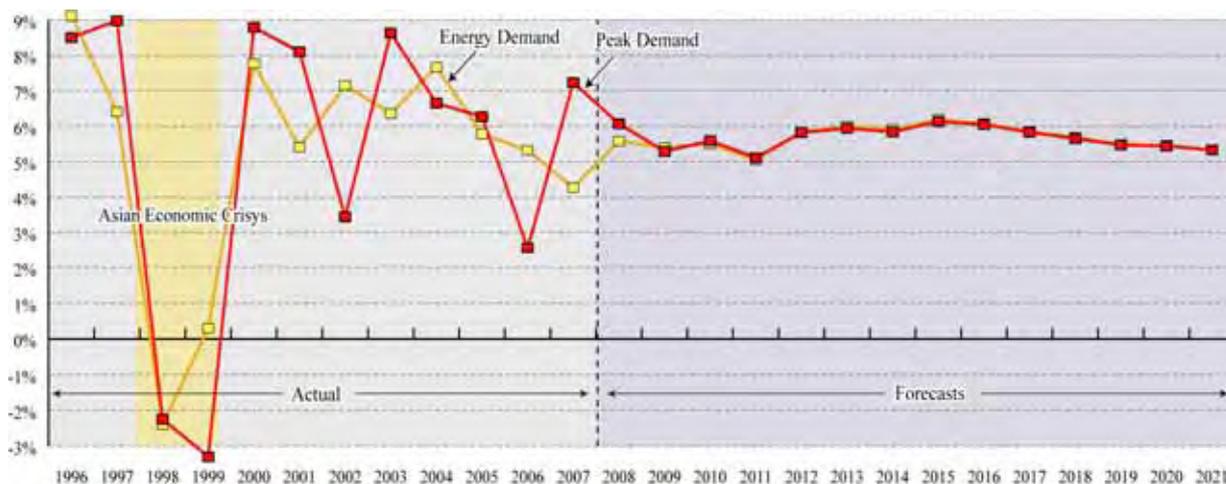
##### (2) 需要予測

タイにおける電力需要予測は、タイ発電公社(EGAT)、首都圏配電公社(MEA)<sup>2</sup>、県配電公社(PEA)、民間発電事業者連盟、タイエネルギー省代替エネルギー開発効率局(DEDE)、エネルギー省エネルギー政策計画局(EPPO)、国家経済社会開発庁(NESDB)、タイ開発調査研究所(TDRI)、タイ工業連盟、タイ貿易委員会構成されるタイ電力需要予測分科委員会(TLFS)によって実施されている。

2007年9月に国家エネルギー政策委員会(NEPC)および内閣によって承認された今後15年間(2007~2021年)の需要予測によると、電力量需要は2006年の142,005 GWhから平均年率5.57%で増加し、2021年には現在の約2.3倍となる320,376 GWhにまで増加するとみられている。同様に、ピーク需要についても2006年の21,064 MWから平均して年率5.78%で増加し、2021年には48,958 MWになると予測されている。

NESDBのGDP予測は第10期(2007-2011年)で年率5.00%、第11期(2012-2016年)5.58%、第12期(2017-2021年)5.60%となっている。これは、世界経済の伸び率3.5~4.7%、ドバイにおける原油価格55~60ドルを前提に作成されたものである。High Growth Case、Low Growth Caseは、ベースのGDP予測を±0.5%増減させた値を使用している。

<sup>2</sup> 首都圏配電公社は、バンコク首都圏およびNonthaburi、Samut Prakan県の顧客への配電を担当し、県配電公社は、その他地域の配電業務を行っており、県別に分割されている。



出典: タイ発電公社 (EGAT) およびタイ電力需要予測分科委員会 (TLFS)

図 3.7.1 タイにおける電力需要増加率の推移および将来予測

タイにおける GDP/電力量の弾性値の実績は、2001～2006 年においてバンコク首都圏 (MEA 供給地域) が 1.11、その他地域 (PEA 供給地域) が 1.65 となっている。需要予測では Demand Side Management (DMS) を前提として 2021 年までに全体の弾性値を 1.0 にまで低下させる案がベースケースとして採用されている (MEA: 0.65、PEA: 1.10)<sup>3</sup>。

### (3) 電源開発計画

タイにおけるピーク需要は 2021 年までに 27,894 MW 増加することが見込まれている。EGAT が 2007 年に策定した電源開発計画では、こうした電力需要の伸びに対応するために 2021 年までに 32,151 MW の発電設備の開発が計画されている。発電設備増設計画は、1) 長期限界費用 (LRMC) の最小化を前提とした案、2) 国内の環境問題により住民の反対運動が根強い<sup>4</sup>石炭火力発電所の増設を 4 基 (1 基 700 MW) に制限した上で、LRMC の最小化を行った案、3) 石炭火力の増設制限に加え液化天然ガスの輸入量を年間 1,000 万トンを上限とし LRMC の最小化を行った案、の 3 通りが作成されている。

最終的に、2007 年 6 月に NEPC および内閣は、石炭火力の建設を制限した 2) 案を推奨案 (Recommended Plan)、更に LNG の輸入に上限を設けた 3) を代替案 (Alternative Plan) として承認している。

内訳を見ると、推奨案が近隣国からの電力輸入を 2021 年において 5,451 MW としているのに対し、代替案では同年にその倍以上にあたる 13,851 MW の電力輸入が見込まれている。何れの案も、現在の電力輸入量である 640 MW を大きく上回っており、タイが近隣国からの電力輸入に多くを期待していることが分かる。これらは、ラオス、ミャンマー、中国など隣接国からの輸入電力で賄われることとなっている (詳細は後述)。

<sup>3</sup> ここでは、GDP が 1 単位増加する際の電力需要の増加量。一般的に、GDP-電力需要の増加率は、経済発展に伴って徐々に低減すると言われている。なお、日本の弾性値は高度経済成長期で 1.2 程度、電力中央研究所 2002 年の予測では 2000～2010 年：1.01、2010～2020 年：0.90、2020～2025 年：0.71。

<sup>4</sup> 国内の石炭、ほとんどが褐炭で高水分、高灰分、高硫黄分と炭質が悪い。タイの山元褐炭火力発電所は、当初は排煙脱硫設備が全く設備されておらず、近隣での酸性雨、呼吸器疾患の発生等大きな問題を発生させている。国内産の褐炭を使用する場合、効率が悪く、環境対策費用がかさむことから、タイは発電用の石炭をオーストラリア等から輸入することを想定している。ただし、国内での輸入炭火力の建設反対運動は依然として根強い (参考: EGAT ヒアリングおよび NEDO 石炭事業部資料)。

表 3.7.1 タイの電源開発での 2021 年における燃料別発電容量

	ガス CC	石炭火力	原子力	バイオマス・小水力	電力輸入	合計
推奨案 (Recommended Plan)	18,200 MW	2,800 MW	4,000 MW	1,700 MW	5,451 MW	32,151 MW
代替案 (Alternative Plan)	9,800 MW	2,800 MW	4,000 MW	1,700 MW	13,851 MW	32,151 MW

出典: 2007 年電源開発計画、EGAT

なお、タイでは大規模な水力開発の余地はないとみられている。そのため、2007 年の電源開発計画には、10 MW ~ 90 MW の再生可能およびコジェネの発電事業者である SPP (Small Power Producer) および 10 MW 以下の発電事業者である VSPP (Very Small Power Producer) による小規模な水力発電の計画は複数存在しているものの、大規模な水力発電所の計画は含まれていない。

EGAT の水力技術部が作成した資料によると、タイ国内において 2 MW ~ 10 MW のポテンシャルをもつ小水力の有望サイトは 23 ヶ所あり設備容量は合計 146 MW、合計の年間発電量は 461 GWh、kW あたりの平均建設費 44,164 Bath/kW ( \$ 1,419 /kW )、平均発電単価は 2.4 Bath/kWh ( 7.71 Cent/kWh ) とされている。その他、既存の灌漑ダムを活用するプロジェクトとして 50 ヶ所が選定されており、総発電容量は 168 MW、合計の年間発電量 544 GWh、平均建設単価は 48,113 Bath/kW ( \$ 1,546 /kW )、平均発電単価は 2.57 Bath/kWh ( 8.26 Cent/kWh ) となっている。

#### (4) 電力融通計画

タイの電源開発計画では、2021 年までに新規に開発する発電設備容量の 17.0%( 推奨案 )または 43.1% ( 代替案 ) を近隣国からの電力輸入で賄うことを想定している。電力量でみた場合、電力輸入量は、2007 年の 4,461 GWh から 2021 年には 28,627 GWh ( 推奨案 ) または 91,124 GWh ( 代替案 ) に増加する予定である。

電源開発計画の年度別発電所投入計画において輸入電力の供給先として名称が明記されているのは、Nam Theun 2 (920 MW, 2009 年運開予定)、Nam Ngum 2 (597 MW, 2011 年)、Theun Hinboun 拡張(220 MW, 2012 年)、Nam Ngum 3 (440 MW, 2013 年)、Nam Theun 1 (523 MW, 2013 年)、Nam Ngiiep (261 MW, 2014 年)の 6 ヶ所で、全てラオスの水力発電所である。このうち、Nam Theun 2、Nam Ngum 2 についてはラオスとの間で売買電契約も合意済みである。

名称が特定されているラオスの 6 ヶ所の発電所以外の輸入電力源 ( 推奨案の場合 3,060 MW、代替案では 11,450 MW ) については、近隣国からの輸入とのみ記されているだけで、発電所名は特定されていない。ただし、電源開発計画では、有望なプロジェクトとして、ラオスの Hong Sa 水力 (1,800 MW)、ミャンマーの Hutgyi 水力 (1,200 MW)、Tasang 水力 (7,000 MW)、Chiang Tung 石炭火力(270 MW)が挙げられている。また、中国との間には 2017 年までに最大 3,000 MW の電力を購入する MOU が締結されており、ラオスを横切る送電線の計画が両国の協力の下行われており、ラオスを通過する際の料金についても近々設定されることとなっている。

このようにタイは、ラオス、ミャンマー、中国を電力輸入元として期待している。このうち、ミャンマーでは、タイの国境に近い Salaween 河沿いのプロジェクトが有望とされており、EGAT の水力技術部が作成した資料では、Salaween 河沿いのプロジェクト候補として、Tasang 発電所 (7,000 MW)、Upper Thanlwin 発電所 (4,000 MW)、建設中の Hutgyi 発電所 (1,200 MW) などの巨大プロジェクト 6 ヶ所、合計 13,600 MW がリストアップされている。

ただし、ミャンマーの場合、治安面・政治面において懸念が残ることも否めない。ミャンマー東部に位置する Salween 河流域は、ミャンマーの他の地域と比べても特に治安面において大きな懸念<sup>5</sup>がある。

### (5) カンボジアからタイへの電力輸出の可能性

タイの電源開発計画にはカンボジアからの電力輸入の計画は記載されていないが、EGAT は送電線建設費、送電ロスを考慮した上で価格が妥当なものであれば是非輸入したいと考えており、特に Koh Kong 石炭火力発電所および Stung Metoek (タイ名 Stung Mnam) 水力発電所に注目している。

カンボジア西部の島嶼部である Koh Kong に建設が検討されている石炭火力発電所は、タイの大手建設企業イタリアンタイ・デベロップメント社 (ITD) が 30%、タイの電力企業 EGCO と RATCH がそれぞれ 20%、中国企業が 15%、EGAT の海外投資会社 EGAT International が 8%、タイの大手建設会社 シノタイが 7% の割合で出資することが決まっている。2019 年に 1,830 MW の運転が開始され、最終的には 4 基 3,660 MW にまで増設する計画となっている。石炭については、インドネシアとの間で長期購入契約を行う予定。資金調達については ABN アムロ、環境影響調査についてはタイのティーム・コンサルティング社が担当する。設備調達およびエンジニアリングは、香港のダータン社が担当すると発表されている。

Stung Metoek (Stung Mnam) 水力発電所は、EGAT の Hydropower Engineering Division が作成した資料では、設備容量 103 MW、年間発電量 479 GWh、PF 53%、建設費 160 百万ドルとの記述がある。

そのほか、EGAT の水力技術部が作成した資料では、タイが輸入する可能性があるカンボジアの水力発電計画として Stung Metoek (Stung Mnam) に加え Stung Russey Chrum (設備容量 210 MW、年間発電量 718 GWh、PF 40.2%、建設費 240 百万ドル) が記載されている。

ラオス、ミャンマーで計画されている水力発電所は、規模も大きく、恵まれた地形および水文条件を生かして安価な電力を発電できると期待されているのに対し、カンボジアの発電所がコスト面で競争するのは難しいと思われる。しかし、ラオスでも無尽蔵に水力資源がある訳ではなく、実施がコミットされ資金が用意された計画は限定されている。また、ミャンマーの場合、治安問題により計画が遅延する可能性があることから、カンボジアの水力がタイに電力を販売できる可能性も残されている。

タイの電力輸入需要が大きいことを考えれば、環境影響が受忍可能な経済的ポテンシャルについてはカンボジアにおいても開発することが必要である。特に雨季中の余剰電力輸出と乾季の電力輸入による電力相互融通の必要性は高いと考えられる。

<sup>5</sup> 新聞報道 (Bangkok Post, 5 September, 2007) によると、このうち建設中の Hutgyi 発電所 (1,200 MW) では、昨年 9 月に建設に反対するカレン族の武装勢力により EGAT 職員 1 名が殺害される事件が発生し、工事が中断されている (2006 年 5 月に EGAT の地質専門家が地雷で片足を失い後に死亡、2007 年 5 月にも襲撃を受け 3 名が重軽傷)。

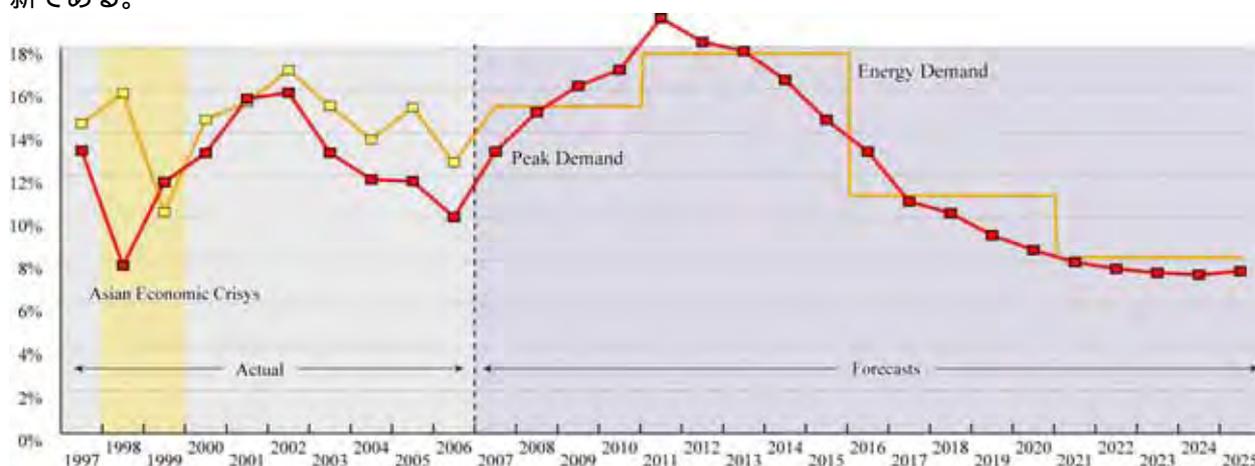
### 3.7.2 ベトナム

#### (1) 電力需要の推移

ベトナムでは急速な経済成長と共に電力需要が急速に増加している。ピーク需要は、アジア経済危機の影響を受けた1998年を除くと最近10年間で年率10%を超える勢いで増加しており、2000年、2001年には年率15%以上という非常に高い伸びを記録している（図3.7.2参照）。

#### (2) 需要予測

ベトナムにおける需要予測および電源開発計画、送電線延伸計画は、工業省の下部組織であるエネルギー研究所（Institute of Energy）が策定し、工業省および首相により正式に承認されるシステムとなっている。現在の需要予測は、2006年～2025年までの20年間でカバーしたもので、2005年に第六次電力マスタープランに際して作成された後、2007年7月にエネルギー研究所が修正したものが最新である。



出典: Institute of Energy, Revised Forecast 2007

注: 電力需要については入手した予測データが5年刻みのため、5年毎の年平均伸び率を示している

図3.7.2 ベトナムにおける電力需要増加率の推移および予測

同需要予測は、経済危機の終息以降続いている高い電力需要の伸びを背景とした、かなり強気な予測となっている。それによると、電力量需要は2005年の53,462 GWhから年率12.78%で増加し2025年に592,341 GWhになると予測。またピーク需要は、2005年の9,255 MWから年率12.28%で増加し2025年に93,915 MWになると予測されている（JICA調査<sup>6</sup>で2006年に行った予測では、電力需要およびピーク需要の平均増加率は、それぞれ年率で11.15%、10.39%）。2006年からの20年間でピーク需要、電力需要とも10倍以上の増加が見込まれている。

ピーク需要の伸び率は、2005-2006年の10.1%から徐々に増加し2010-2011年にピークとなる年率19.3%を超える伸び率が予測されている。その後、需要の伸び率は、DMSなどの努力により徐々に低減し、最終年である2021-25には年率7.4-7.9%の伸び率が予測されている（図3.7.2参照）。ただし、ベトナム政府は、エネルギー研究所が設定した値に比べ、より高い成長率を設定したいという意向を有している。そのため、JICAおよびエネルギー研究所によって策定された需要予測および第六次電力マスタープランは、政府によってそのまま承認されていない。

政府が最終的に修正し公表した案では、2006年から2015年までの年率のGDP増加率8.5%～9.0%、

<sup>6</sup> ベトナム国電力セクターマスタープラン調査、JICA/東京電力株式会社、東電設計株式会社、2006年5月

電力需要は Base Case で年率 17%、High Growth Case で年率 20%と非常に高い値を設定している。また、需要が急速に増加することを想定した Sudden Growth Case では、年率平均 22%の伸び率が想定されている。

エネルギー研究所によると、政府が公式に発表した需要の伸び率には根拠となる前提・方法はなく、政策的に決定されたものであるとのこと。また、政府が最終的に承認した第六次電力マスタープランは、Institute of Energy が策定した最適電源開発計画をベースとし、さらに高い伸び率を想定したピーク需要に対応するように火力発電所の容量を増やしたり、水力発電計画を前倒して予備率を満たすように数字を整えただけのもので、長期限界費用の最小化、システムの LOLP ( Loss of Load Provability ) が基準を満たしているか、などの計算は行われていない。

### (3) 電源開発計画

#### 1) 将来の電源構成と電力輸入

ベトナム政府は、発電計画の策定に際し、水力発電所の建設に最も重きを置いている（特に、治水・給水・灌漑を含む多目的プロジェクト）。しかしながら、想定される高い電力需要に対応するためには経済性のある水力発電候補地が不足しており、設備容量に占める水力発電の割合は徐々に減少してゆくことが予測されている。

2007 年における電源構成は、水力 36.0%、石油・ガス火力 43.5%、石炭火力 14.3%、輸入 5.0%、再生可能エネルギー 1.2%となっている。これに対して、エネルギー研究所が作成した電源開発計画では、水力発電のシェアは 2007 年の 36.0%から 2025 年には 24.9%にまで減少している。また、石油・ガス火力への依存も 43.5%から 19.8%に減少すると予測されている。

一方、豊富な埋蔵量が確認されている石炭を利用した石炭火力の設備容量は、2007 年の 14.3%から 41.9%に大幅に増加することが見込まれており、電力供給の主力となることが期待されている。電力輸入は、5.0%から 6.2%、再生可能エネルギーも 1.1%から 2.7%に増加。そのほか、2025 年における全体の設備容量の 4.7%に相当する 4,000 MW の原子力発電所の建設が予定されている。

#### 2) ベトナム国内における水力開発

エネルギー研究所の推計によると、ベトナム国内の主要 11 流域における水力発電のポテンシャルは、合計 20,500 MW。そのうち 51.6%が北部、31.9%が中部、南部が 16.5%となっている

エネルギー研究所が 2007 年に修正した第六次電力マスタープランでは、国内において 2007 年から 2010 年までの 4 年間に 4,063 MW、2011 年から 2015 年までの 5 年間に 6,806 MW の水力発電所の稼働開始が予定されているものの、2016-2020 年に開発される水力発電所は 1,374 MW、2021-2025 年にはわずか 200 MW と極端に建設計画が減少している（揚水発電を除く）

これは、開発される予定の水力発電所および既存水力発電所の設備容量の合計（揚水発電所を除く）は、2015 年において 15,452 MW とポテンシャルの約 75%、2025 年には 17,026 MW となり計算上ポテンシャルの 83%が開発され、経済的に優れたサイトが不足することが原因だと思われる。従来型の水力発電所の開発がほぼ終了する 2019 年以降、ピーク需要に対応するために毎年 600 ~ 1,200 MW の揚水発電所の建設が計画されている。ピーク需要に対応する電源の不足は、ベトナム全体で問題となることが予測されている。特に、負荷追従性の高い水力発電資源に乏しい南部では、ピーク電源の不足が特に大きな問題になると予測されている。

### 3) ベトナム国内でのメコン流域における水力発電計画

メコンの全流域面積の 14%にあたる約 111,300 km<sup>2</sup> は、ベトナムの国土に含まれる。そのうち、ベトナム、カンボジア両国を跨って流れるメコン川の支流である Se San 川、Sre Pok 川は、ベトナム領内においても大きな水力発電のポテンシャルを有している。

両河川の流域の水力計画のうち現時点で完成・稼働しているのは、ベトナム国内の Se San 流域に建設された Yali 水力発電所(720 MW, 2000-01 年運転開始, EVN)、Se San 3 (260 MW, 2006 年運転開始, EVN)、Se San 3A (108 MW, 2006-07 運転開始, IPP)のみである。



Se San 3A (104 MW, IPP)

出典：Song Da Construction Corp.



建設中の Se San 4 (360 MW, EVN)

出典：Song Da Construction Corp. 2007 年 1 月

その他ベトナム国内では、Se San 川の Se San 4 (120 MW x 3 units, EVN) の建設が 2006 年より始まっており、2009 年に 120 MW、2010 年に 240 MW が運転を開始する予定である。また、IPP による Se San 4A (63 MW) も 2010 年に完成する予定となっている。

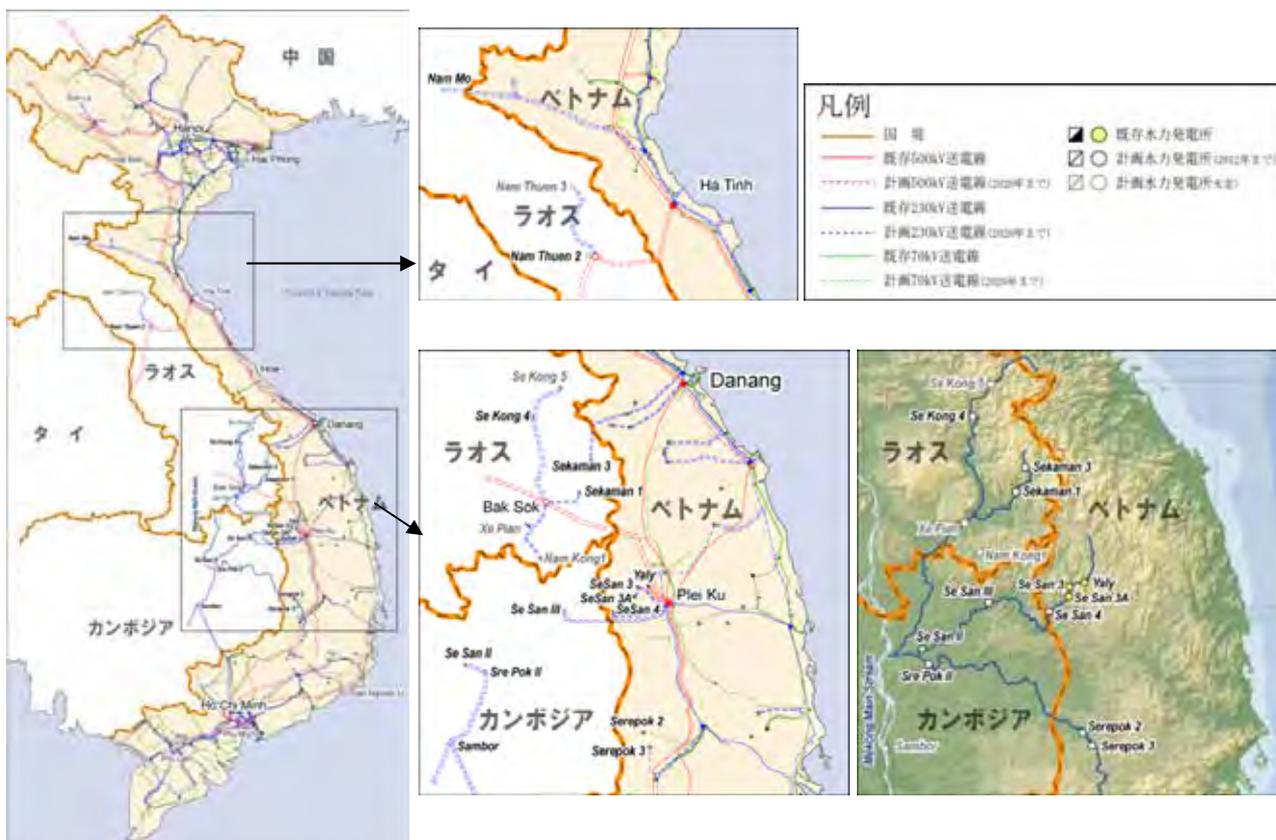
また、ベトナム国内の Sre Pok 川でも Sre Pok 3 (220 MW, EVN)、Sre Pok 4 (70 MW, IPP)の建設計画があり、それぞれ 2010 年、2012 年に運転開始が予定されている。

#### (4) 近隣諸国との電力融通計画

現在、ベトナムは以下の 5 地点において中国から電力を輸入している、1) Hongha – Laocai (110 kV, 1 回線)、2) Vanson – Hagiang (110 kV)、3) Van Son – Lao Cai (230 kV, 2 回線)、4) Dong Hung – Mong Cai (110 kV, 1 回線)、5) Van Nam – Hiep Hoa (230 kV, 2 回線)。これらの価格は、4.5 cent/kWh 程度とのこと。電源は水力であるため、燃料費の高騰による追加料金 (Surcharge) は課されない。また、Primary と Secondary の価格は異なり、4.5 cent/kWh はそれらの平均である。

その他 EVN は、Sre Pok、Se San 川の下流にあたるカンボジア領内でカンボジアと共同で水力開発を行う計画を持っており、既にカンボジアから MOU を取得している。電源開発計画にはカンボジアからの電力輸入の電源として Lower Se San 2 (207 MW, 2014 年)、Lower Sre Pok (222 MW, 2015 年)、Lower Se San 3 (375 MW, 2017 年)の 3 つの発電所がリストアップされている。

その他、ベトナム側は、メコン本流の Sambor 水力発電計画 (3,000 MW、中国が既に F/S に係る MOU を取得済) Stung Treng についても強い興味を持っており、カンボジア側と協議を行っている。



出典：ベトナム第六次電力マスタープランおよびEVN 資料をもとに作成

図 3.7.3 ベトナムのメコン支流水力開発計画

なお、Lower Se San 3 については、ベトナム中西部の Plei Ku 変電所につながる 230 kV 送電線が建設されることになっている。一方、Lower Se San 2, Lower Sre Pok 2 は、230 kV 送電線でベトナム南部、ホーチミン市の北西 80 km に位置する Binh Long 変電所に接続される予定である。なお、Sambor 計画が実現する場合、Sambor – Binh Long 間は 500 kV として建設することが検討されている（図 3.7.3 参照）。

このように、Lower Se San 2、Lower Sre Pok 2 で発電された電気は、ベトナム南部に送電されることになっている。そのため、両発電所は、特にピーク需要への対応が期待されている。しかし、この下流には逆調整池がないため、緩やかな計画負荷に対応する運転ならともかく、ピーク運転は下流域への影響が大きいことが予想される。

第六次電力マスタープランでは、EVN またはベトナムの民間企業が投資する合弁会社（Joint Stock Company: JSC）が、ラオスにおいて開発する水力発電所からの電力輸入が計画されている。Nam Mo (100 MW, 2012 年完成予定)、Se Kaman 1 (488 MW, 2013 年)については、ベトナムの大手ゼネコンである Son Da 社が投資を行うことが決まっている。このうち、Se Kaman 1 からの買電予定価格も 5.0 cent/kWh を下回る予定となっている。

その他、ラオスの Se Kong 4 (475 MW, 2014 年)、Se Kong 5 (375 MW, 2016 年)、Nam Kong 1 (229 MW, 2016 年)、Nam Theun または Nam U (382 MW, 2019 年)についても、EVN および Song Da 社が合弁会社に参加し開発を行い、大部分の電力を買い取る計画となっている。

ベトナムの協力を得てラオスに建設が予定されている発電所のうち、Nam Mo はベトナム北部の系統に 230 kV 送電線で接続されるが、その他の発電所は、500 kV および 230 kV 送電線で、ベトナム中

部の Plei Ku 変電所または Da Nang 変電所に接続される予定となっている。

#### (5) カンボジアからベトナムへの電力輸出の可能性

ベトナムの電力需要は、北部の首都ハノイ周辺、ホーチミンを含む南部のメコンデルタ地域に 2 極化している。水力資源が豊富な北部が水主火従の電源構成であるのに対し、南部では火主水従の電源構成となっている。そのため、オフピーク時には国土を南北に縦断する 2 回線の 500 kV 送電線を使用し南部から北部に、ピーク時には北部から南部に送電されており。こうした歪な需要地および電源の構成は、今後も継続するものと予測されている。

第六次電力マスタープランによると、国内の有望な水力発電サイトは、2020 年までにほぼ開発し尽くされるため、負荷追随性の高いピーク電源の不足が懸念されている。そのため同計画では、2019 年以降には発電単価が高い揚水発電の建設が数多く計画されている他、近隣国の水力発電所からの買電計画も数多く検討されている。このようにピーク需要に対応できるような近隣国の水力発電所に対するニーズは、水力発電のポテンシャルが低い南部地域を中心に今後一層高まるものと思われる。

EVN およびベトナムの大手ゼネコンである Song Da 社は、特に、ラオス、カンボジアにおいては積極的に水力発電所への投資および電力輸入を検討している。カンボジアは、ラオスおよび中国南部に比べて安価な水力発電を行えるポテンシャルは少ないものの、北部、中部の送電網に接続される予定のラオスの発電所とは異なり、ピーク電源の一層の不足が懸念されているベトナム南部の送電網に接続される予定である。カンボジアの水力発電所は、こうした地理的な利点を生かすことにより、ベトナムに電力輸出を行うことは十分可能であると思われる。

## 第4章 29 候補計画の見直し

### 4.1 過去に実施された調査

#### 4.1.1 過去における主な調査

過去に実施されたカンボジアの水力ポテンシャルに関する調査を表 4.1.1 に示す。Ref. 4.1、Ref. 4.8 の調査以外は、そのほとんどが限られた水文データと、縮尺5万分の1の地形図をもとにした机上検討である。現地踏査を実施していないため、各サイトの地質状況は未確認である。

**表 4.1.1 過去に実施された主な調査**

No.	調査名	概要
Ref. 4.1	メコン河下流域主要支流踏査総合報告書 (COMPREHENSIVE RECONNAISSANCE REPORT ON THE MAJOR TRIBUTARIES OF THE LOWER MEKONG BASIN) 1961年9月 日本政府メコン河踏査団	メコン河の34主要支川について全般的、概略踏査を実施。その結果をもとに、開発上興味のある16支川について詳細な調査を実施し、取りまとめたもの。調査範囲は、カンボジア、タイ、ラオス、ベトナムの4カ国にまたがる。
Ref. 4.2	メコン下流域有望支川プロジェクトインベントリー (Inventory of Promising Tributary Projects in the Lower Mekong Basin) 1971年10月	主として Stung Treng, Ratanak Kiri, Mondul Kiri, Kratie の4州に分布するメコン河下流域の支川プロジェクトの机上検討結果を取りまとめたもの。
Ref. 4.3	カンボジア国内におけるメコン下流域外有望水資源プロジェクトインベントリー (Inventory of Promising Water Resources Projects outside the Lower Mekong Basin) 1973年11月	主として Battambang, Pursat, Koh Kong, Kampot の4州に分布するメコン流域外のプロジェクトの机上検討結果を取りまとめたもの。
Ref. 4.4	メコン下流水資源インベントリー (Lower Mekong Water Resources Inventory) 1984年9月	メコン河下流域の149の水資源開発計画の見直しを目的とする。17の計画がプレ F/S または、F/S の段階にあり、残りの132の計画は机上検討段階である。
Ref. 4.5	メコン本川流れ込み式水力 (Mekong Mainstream Run-of-river Hydropower) 1984年9月、MRC	既存の地図、ならびに報告書のレビューをもとに、メコン本川の流れ込み式水力発電計画の調査を行ったもの。候補計画の発掘、候補計画の策定とスクリーニング、候補計画の評価を実施し、候補計画の優先順位付けを行っている。
Ref. 4.6	カンボジア国における水力発電のための水資源の見直しと評価、ならびに優先開発計画の抽出 (Review and Assessment of Water Resources for Hydropower and Identification of Priority Projects, Cambodia) 1995年6月、MRC	4つの目的を持って実施された、カンボジア国における水力発電開発の総合的な調査。1) 水力発電計画を通じた優先電化地域の特定、2) 優先電化地域の電力需要を満たすための短期・中期の開発計画の策定、3) 国全体の長期開発計画のための優先水力開発計画のインベントリー作成、4) 国の水力開発計画に関連し、電力セクターにてとるべき施策の提言。
Ref. 4.7	Se Kong, Se San, ならびに Nam Theun 流域水力調査 (Se Kong – Se San and Nam Theun River Basins Hydropower Study) 1999年7月、ADB	メコン河下流域の3支川について、37水力計画地点のポテンシャル調査を実施し、優先順位付けを行い、取りまとめたもの。

No.	調査名	概要
Ref. 4.8	カンボジア国 Se San 川流域水力総合開発調査 ( Comprehensive Development Study of Hydropower In Se San River Basin in Cambodia ) 2006 年 10 月、EVN/PECC1	ベトナム国境付近のカンボジア領土内において、Se San 川ならびにその支川にて総合的な水力発電開発計画を策定。対象計画規模は出力 30 MW 以上とし、対象範囲は国境から Se San 川、Sre Pok 川合流点までとしている。

出典：調査団

## 4.2 29 候補のインベントリー

### 4.2.1 29 計画のインベントリー作成前の状況（既存情報の確認）

本マスタープラン調査を開始するに際し、前節で述べた過去に実施された調査結果に基づいて 29 の候補計画に関する既存情報をとりまとめたものを、表 4.2.1 に示す。その出典は同表の欄外に示した。計画番号#7 Lower Sre Pok II と#8 Lower Se San II については、EVN による調査で両計画を一体にまとめて両河川の合流地点にダムを建設する統合案が提案されており、同案をリストに加えた（#7&8）。また、特定の計画について複数回調査が行われているものについてはそれぞれの調査を示した。

表 4.2.1 からわかるとおり、計画によっては、計画名と場所のみが示されており、計画諸元が不明なものが多い。これらについては、第 1 次絞り込みに必要な諸元を確定するために、以下に示す追加の机上検討作業を実施した。

流域面積の測定 発電計画レイアウト、発電方式の決定(ダム位置、発電所位置の選定) ダム地点の流量の推定 貯水池面積・容量の測定・計算、貯水容量曲線作成、堆砂量の推定 満水位、低水位、有効貯水容量の設定 洪水量の推定 発電所最大使用水量の設定 有効落差の計算 常時せん頭出力の計算 年発生電力量の計算 工事費の積算 経済性の評価
--

堆砂量については、この段階では水平堆砂を仮定し、インドシナ各国の既存ダム計画の数値の平均的な値として、 $200 \text{ m}^3/\text{km}^2/\text{年}$ を用い、100 年間の堆砂位を参考情報として推定した。ただし、100 年間の堆砂位が取水に影響を及ぼす場合でも、河川により異なる比堆砂量、堆砂形状の推定方法、取水口形状の調節（横長にする）、種々の排砂方式の導入、などにより対処可能な場合もある。このため、本マスタープラン調査の第 1 次スクリーニングの段階では、堆砂位が高くなり有効貯水容量を確保できない場合、すなわち貯水池の機能上は流れ込み式となる場合でも、それにより直ちにはプロジェクトを棄却しないこととした。

表 4.2.1 (1/2) 本マスタープラン調査着手時点の 29 計画の既存諸元(その1)

No.	1	2	3	4	5	6	7	8	7 & 8		9	10	11	12	13	14	15
Project Name	Sambor (*2)	Prek Chhlong II	Prek Ter III	Prek Ter II	Sre Pok IV (*2)	Prek Por I	Lower Sre Pok II	Lower Se San II	Lower Sre Pok II + Lower Se San II(*2)		Stung Treng	Se Kong	Lower Se San III	Prek Liang I	Prek Liang IA	Prek Liang II	Lower Sre Pok III(*2)
(Different Name in the Report)					(Upper Sre Pok 5 in MRC)												
Unit																	
<b>1. Source of Data (*1)</b>	CPEC (1995) Final Report P137, Annex No.4.2 & Drawing	CPEC (1995) Final Report P146	CPEC (1995) Final Report P146	CPEC (1995) Final Report P146	MRC (1971) Report P.V-12 (CPEC 1995)	MRC (1971) Report P.V-11 (CPEC 1995)	PECCI(2006) Main Report P.152	PECCI(2006) Main Report P.148	PECCI(2006) Main Report P.156	MRC (1971) Report Table IV-3 (CPEC 1995)	MRC (1994) Report Table S-1 (CPEC 1995)		PECCI(2006) Main Report P.143	PECCI(2006) Main Report P.172		PECCI(2006) Main Report P.166	CPEC (1995) Final Report P137, Annex No.13
<b>2. Name of Basin</b>																	
Location	Kratié	Kratié	Kratié	Kratié	Mondul Kiri	Mondul Kiri	Stung Treng	Stung Treng	Stung Treng	Stung Treng	Stung Treng	Stung Treng	Stung Treng	Rattanak Kiri	Rattanak Kiri	Rattanak Kiri	Rattanak Kiri
Name of River	Mekong	Prek Chhlong	Prek Ter	Prek Ter	Sre Pok	Prek Por	Sre Pok	Se San	Se San	Se San	Mekong	Se Kong	Se San	Prek Liang	Prek Liang	Prek Liang	Sre Pok
Catchment Area	km <sup>2</sup>	646,000			13,800	195	30,620	18,550	49,200	46,480	635,000		15,400	883		595	
Annual Run-off	mcm				21,731	20,438	42,201						16,969	1,117		754	
Average Discharge	m <sup>3</sup> /sec	13,950			327	6.25	689	648	1,338	1,490	13,710		538	35.4		23.9	775
Firm Discharge	m <sup>3</sup> /sec																
Specific Discharge	m <sup>3</sup> /s/100km <sup>2</sup>						2.25	3.49	2.72				3.49	4.01		4.02	
<b>3. Reservoir</b>																	
Surface Area	km <sup>2</sup>	6			480	8	394		394	1,405	640		414	3.86		10.6	985
Gross Capacity	mcm				9,000	89				12,510						170.8	
Sediment Volume	mcm									2,136				46.8		36.2	
Effective Capacity	mcm	105			2,680	59			280	1,400	(70)			21.94		134.6	5,310
<b>4. Power Plan</b>																	
Power System	Dam type						Dam waterway	Dam type	Dam type	Dam type	Dam type			Dam type	Dam waterway		Dam waterway
Maximum Plant discharge	m <sup>3</sup> /sec	3,600	114	79	59.2	327	8.7		2,011	1,440	8,000		813.6	74.7		50.9	775
Full supply level	EL.m	20-30	64.0	70.0	90.0	190.0	520.0	75.0	80.0	75.0	90.0	55.0	120.0	330.0		510.0	
Minimum operating level	EL.m					185.0	510.0	74.0	79.0	74.0	89.0		119.0	320.0		490.0	
Dead water level	EL.m																
Tail water level	EL.m	3.4-17.9			135.0	360.0					12						
Effective Head	m	15	25	20	20	52.5	145.5		28	24.5	16.9		26.0	104.9		154.0	31.5
Maximum Installed Capacity	MW	465	24.2	13.4	10.1	235.0	17.3	180.0	204.0	420.0	480.0	980.0	180.0	64.0		64.0	330.0
Firm Output	MW					44	73.5		128				69.5	19.5		20.1	
Annual Energy Production	GWh/yr	2,800	159.3	88.3	66.1	1,233	90	953	1,085	2,220	2,537	4,870	953	260		258.5	1,754
Firm Energy Production	GWh/yr								1,488		2,940		647.2	153.5		171.5	
<b>5. Structures</b>																	
1) Dam	Type	Gravel dike with cut-off					Earth fill	Earth fill	Earth fill		Earth fill		Earth fill	Concrete Gravity Dam		Concrete Gravity Dam	
Crest Length x Height	m	20,000 x 30				3,650 x 70	950 x 55	5,882	4,311 x 29	6,185 x 36	(7,600 x 40)	(10,000 x 22)	6,650 x 35	335 x 57.5		316 x 55	3,800 x 50
Dam Volume	mcm	30				(29.8)	(4.8)	5.4	3.2	3.6	(20.27)	(8.07)	7.8	0.07		0.07	15.83
Design Flood	m <sup>3</sup> /sec					28,666	30,957	49,443				79,100	28,312	2,934		2,234	
2) Waterway	Type	-												Tunnel		Tunnel	
Dimension x Length	D x L (m)					4,000								6 x 3,403		4.5 x 4,626.7	
Penstock pipe	d x L (m)					660										4.0 x 294	
3) Powerhouse	Generator Type	Bulb					Kaplan	Kaplan	Kaplan		Bulb		Kaplan				
Capacity x Units	MW x nos	51.7 x 9					60 x 3	68 x 3	70 x 6		61.25 x 16		60 x 3				
4) Transmission Line	Length to Load Center (km)	kV x cct x km	250			500	180	220 kV x 2 x 125 km	220 kV x 2	220 kV x 2 x 250 km	(390)	(400)		220 x 2	220 kV x 50 km		220 kV x 2 x 50 km
Access Road	km	25				55	35	110	110	220	(10)	(60)	50	50		50	90
<b>6. Construction Cost</b>	mil.\$	700				103.3 (504.8)	15.3 (85)	333.22	367.34	220	195.4 (901.3)	2,280	387.37	114.21		111.7	812
<b>7. Economic</b>																	
Cost per kW	\$/kW				440	885		1,460		407	2,330		2,150	1,790		1,750	
Cost per kWh	¢/kWh	25			6.5 (40.94)			28		5.4 (35.53)	5.1 (46.82)		41	44		43	46.29
<b>8. Resettlement</b>																	
Number of Houses		0						341	883	1,224	1,830		1,307	0		0	0

(\*1) Source of Data: MRC (1971) : Inventory of Promising Tributary Projects in the Lower Mekong Basin Volume I October 1971, Mekong Secretariat Working Paper (First Draft)  
MRC (1973) : Inventory of Promising Water Resources Projects outside the Lower Mekong Basin October 1973, Mekong Secretariat Working Paper (First Draft)  
MRC (1994) : Mekong Mainstream Run-off-River Hydropower December 1994, Mekong Secretariat  
CPEC (1995) : Review and Assessment of Water Resources for Hydropower and Identification of Priority Projects June 1995, Mekong River Commission  
PECCI(2006) : Comprehensive Development Study of Hydropower in Se San River Basin in Cambodia, October 2006, Power Engineering Consulting Company 1 (PECCI)

(\*2) Schemes which private companies have already got permission for Pre-F/S or F/S

表 4.2.1 (2/2) 本マスタープラン調査着手時点の 29 計画の既存諸元(その2)

No.		16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	
Project Name		Middle St. Russey Chrum (#2)	Stung Chhay Areng (#2)	Stung Tatay (#2)	Stung Metoek I	Stung Metoek II	Stung Metoek III	Stung Kep II	Upper St. Russey Chrum (#2)	Stung Pursat I	Stung Pursat II	Stung Sen	Stung Battanmbang II (#2)	Stung Battanmbang I (#2)	Bokor Plateao	
(Different Name in the Report)			(Stung Kampong Saom)			(Stung Mnam 2)	(Stung Mnam 1)									
	Unit															
<b>1. Source of Data (*1)</b>																
		MRC (1973) Report P.38 (CPEEC 1995)	Vimean Seila JICA Hashimoto's Report (2007), P.180	MRC (1973) Report P.62 & Table VII-3 (CPEEC 1995)	MRC (1973) Report Table VII-2 (CPEEC 1995)	MRC (1973) Report P.129	MRC (1973) Report P.129	CPEEC (1995) Final Report P145, Annex 42BB	CPEEC (1995) Final Report P144	MRC (1973) Report Table VI-5 (CPEEC 1995)	MRC (1973) Report Table VI-5 (CPEEC 1995)	MRC (1971) Report Table XII-1 (CPEEC 1995)	MRC (1971) Report Table XX-2 (CPEEC 1995)	MRC (1971) Report Table XX-1 (CPEEC 1995)	MRC (1973) Report Table X-1 (CPEEC 1995)	
<b>2. Name of Basin</b>																
	Location	Kh Kong	Kh Kong	Kh Kong	Kh Kong	Pursat	Pursat	Kh Kong	Kh Kong	Pursat	Pursat	Pursat	Preah Vihear	Battanmbang	Battanmbang	Kampot
	Name of River	Stoeng Russey	Stung Chhay Areng	Stung Chhay Areng	Stung Tatay	Stung Metoek	Stung Metoek	Stung Metoek	Stung Kep	Stoeng Russey	Stung Pursat	Stung Pursat	Stung Sen	Stung Battanmbang	Stung Battanmbang	
	Catchment Area	km <sup>2</sup>	474	965	950	353		430	670		1,000	2,080	10,500	120	2,135	24.5
	Annual Run-off	mcm														
	Average Discharge	m <sup>3</sup> /sec	25 (43)		85.5	20.5 (32.1)		31.8	49.5		31 (18.1)	31		5.9	61	2.41
	Firm Discharge	m <sup>3</sup> /sec						24.5								
	Specific Discharge	m <sup>3</sup> /s/100km <sup>2</sup>														
<b>3. Reservoir</b>																
	Surface Area	km <sup>2</sup>	15.4 (28.4)	180	110	32.9		25.5	15.4		95 (23)	41 (28.3)	530	16	92	4.1
	Gross Capacity	mcm	275	5,500	1,750	609		470	280		1,165	520	3,660	150	970	27
	Sediment Volume	mcm														
	Effective Capacity	mcm	235 (377)	4,000	1,600	596		430	220		285 (123)	295 (130)	2,890	110	770 (1,040)	25
<b>4. Power Plan</b>																
	Power System		Dam	Dam	Dam	Dam		Dam	Dam		Dam type	Dam	Dam type	Dam	Dam type	Dam
	Maximum Plant discharge	m <sup>3</sup> /sec	43	115	83.6	32.1		31.0	17	60.6	15.1	43	57 (8.7)	145	5.8	52
	Full supply level	EL.m	385.0		210.0	420.0		250.0	130.0	90.0	610.0	200.0	50.0	43.5	670.0	950.0
	Minimum operating level	EL.m	360.0		190.0	390.0		220.0	110.0			196.0	41.0	35.0	658.0	930.0
	Dead water level	EL.m														
	Tail water level	EL.m	120		140	210		20	10			60	23	20	170	35
	Effective Head	m	218	195	56	180		209	107	50.0	250.0	128	23	19.3	450	885
	Maximum Installed Capacity	MW	125.0	260.0	65.0	80.0		90.0	25.0	25.8	32.1	75 (3.5)	17.0	38.0	36.0	28.0
	Firm Output	MW														
	Annual Energy Production	GWh/yr	668	1,200	339 (1,358)	416		466	134	169.4	211.3	399 (9)	91 (71.5)	201	187	147
	Firm Energy Production	GWh/yr	364		277	395		443	127			338	80			98
<b>5. Structures</b>																
1) Dam	Type		Concrete Gravity Dam													
	Crest Length x Height	m	350 x 60 (1,100 x 60)	3,200 x 55	1,200 x 55	750 x 55		650 x 65	350 x 60	h=30m	h=30m	400 x 50 (200 x 15)	1,100 x 45 (250 x 28)	2,700 x 38	225 x 50	3,850 x 55 (4,200 x 49.5)
	Dam Volume	mcm	(6.6)	2.0	6.05	3.78		4.58				(0.08)	(0.33)	(6.50)	(0.94)	(17.15)
	Design Flood	m <sup>3</sup> /sec						2,100								
2) Waterway	Type															
	Dimension x Length	D x L (m)	19,500	11,500	2,600	7,400		2,100	750			6,100		7,000		5,600
	Penstock pipe	d x L (m)	1,000	2,500	270	1,100		600	550			650		1,600		3,700
3) Powerhouse	Generator Type			Francis				Francis								
	Capacity x Units	MW x nos		52 x 5				45 x 2								
4) Transmission Line	Length to Load Center (km)	kV x cct x km	(180)	230 kV	150	170		75				(45)	(75)	(220)	(80)	(45)
5) Access Road	km		(60)	140	60	85		16				(5)	(25)	(60)	(55)	(10)
<b>6. Construction Cost</b>																
	mil.\$		68 (274.6)	535	44.1 (501.8)	41.0 (214.8)		20.7	17.2			31.9 (18.6)	8.1 (59.6)	13.4 (80.4)	13.0 (65.1)	10.1 (48.9)
<b>7. Economic</b>																
	Cost per kW	S/kW	544		680.00			230	690			420	420	350	360	420
	Cost per kWh	e/kWh	(41.1)	45.00	8.4 (36.95)	(51.63)		19.64				5.8 (2.07)	7.1 (83.36)	3.5 (40)	5.3 (34.81)	5.9 (40.75)
<b>8. Resettlement</b>																
	Number of Houses							0								

(\*1) Source of Data: MRC (1971) : Inventory of Promising Tributary Projects in the Lower Mekong Basin Volume I October 1971, Mekong Secretariat Working Paper (First Draft)  
MRC (1973) : Inventory of Promising Water Resources Projects outside the Lower Mekong Basin October 1973, Mekong Secretariat Working Paper (First Draft)  
MRC (1994) : Mekong Mainstream Run-off-River Hydropower December 1994, Mekong Secretariat  
CPEEC (1995) : Review and Assessment of Water Resources for Hydropower and Identification of Priority Projects June 1995, Mekong River Commission  
PECC1(2006) : Comprehensive Development Study of Hydropower in Se San River Basin in Cambodia, October 2006, Power Engineering Consulting Company 1 (PECC1)

(\*2) Schemes which private companies have already got permission for Pre-F/S or F/S

4.2.2 29 計画のインベントリー作成

4.2.1 節「29 計画のインベントリー作成前の状況（既存情報の確認）」で述べた追加検討作業を実施し、選定のスタートラインとなる 29 計画の技術的諸元を取りまとめた。表 4.2.2 に要約を、表 4.2.3 に諸元をまとめた。主な計画のレビュー結果については 4.4 節にて述べる。

表 4.2.2 29 計画のインベントリー（要約）

No.	Project	Symbol	Location (Province)	Catchment Area (km <sup>2</sup> )	Annual run-off (m <sup>3</sup> /sec)	Effective Head (m)	Installed Capacity (MW)	Annual Energy (GWh/yr)	Reservoir area (km <sup>2</sup> )	Map Index (1/100,000)	Maximum Plant discharge (m <sup>3</sup> /sec)
1	Sambor *	SBR	Kratié	646,000	13,414	15	2,394.4	8,893	6	6134, 6135	19,163
2	Prek Chhlong II	PC2	Kratié	3,368	70	15	12.4	51	70	6233	100
3	Prek Ter III	PT3	Kratié	3,377	70	18	14.8	92	179	6233	100
4	Prek Ter II	PT2	Kratié	2,769	58	17	11.4	55	98	6234, 6334	82
5	Sre Pok IV	SRP4	Mondul Kiri	13,800	358	16	68.2	255	52	6435	511
6	Prek Por I	PP1	Mondul Kiri	135	4	124.3	5.0	32	12	6433, 6434	5
7	Lower Sre Pok II	LSP2	Stung Treng	30,620	1,067	18	228.0	990	122	6236	1,524
8	Lower Se San II	LSS2	Stung Treng	18,550	616	23	169.0	710	341	6236	880
7&8	Lower Sre Pok II + Lower Se San II *	LL2	Stung Treng	49,200	1,637	22	430.5	1,724	489	6236	384
9	Stung Treng	STG	Stung Treng	635,000	12,945	43	6,623.9	24,590	640	6136	18,493
10	Se Kong	SK	Stung Treng	26,500	1,245	10	148.2	551	114	6236	1,779
11	Lower Se San III	LSS3	Rattanak Kiri	15,600	519	26	161.1	692	409	6437	742
12	Prek Liang I	PL1	Rattanak Kiri	883	36.7	115.7	50.6	220	7	6437	52
13	Prek Liang IA	PL1A	Rattanak Kiri	943	39	52.3	22.5	106	0	6437	52
14	Prek Liang II	PL2	Rattanak Kiri	595	24.7	163	48.0	260	14	6437	35
15	Lower Sre Pok III *	LSP3	Rattanak Kiri	26,200	679	29	235.2	988	697	6435, 6335	970
16	Middle St. Russey Chrum *	MSRC	Koh Kong	461	24.4	193.9	56.4	345	23	5632	35
17	Stung Chhay Areng *	SCA	Koh Kong	965	51.1	179	109.2	668	135	5632, 5732	73
18	Stung Tatay	STY	Koh Kong	353	18.7	168.4	37.6	230	46	5632	27
19	Stung Metoek I	MTK1	Pursat	140	7.4	122.9	10.6	66	5	5533	11
20	Stung Metoek II	MTK2	Pursat	416	22	109.8	28.8	174	19	5532	31
21	Stung Metoek III	MTK3	Koh Kong	656	34.7	56.5	23.3	103	11	5532	50
22	Stung Kep II	KP2	Koh Kong	1,060	56	170	113.6	458	8	5632	80
23	Upper St. Russey Chrum *	USRC	Pursat	163	9	368	37.6	231	4	5633	12
24	Stung Pursat I	PST1	Pursat	1,000	13	116	17.6	108	96	5633	18
25	Stung Pursat II	PST2	Pursat	2,080	27	32	10.0	62	32	5733	38
26	Stung Sen	SEN	Preah Vihear	10,540	181	27	58.0	356	939	6035, 6036	258
27	Stung Battambang II *	BB2	Battambang	120	4.1	347.3	16.8	104	14	5533	6
28	Stung Battambang I *	BB1	Battambang	2,135	72.7	28	24.0	149	105	5534	104
29	Bokor Plateao	BP	Kampot	24.5	2	911.7	21.6	133	3	5830	3

出典：調査団

注： \* 印は、2007 年 7 月時点でプレ FS のための LOP、あるいは FS のための MOU が発行されているプロジェクトを示す。

表 4.2.3 (1/2) 29 計画のインベントリー (その1)

No.			1	2	3	4	5	6	7	8	7 & 8	9	10	11	12	13	14	15		
Project Name			Sambor *	Prek Chhlong II	Prek Ter III	Prek Ter II	Sre Pok IV	Prek Por I	Lower Sre Pok II	Lower Se San II	Lower Sre Pok II + Lower Se San II *	Stung Treng	Se Kong	Lower Se San III	Prek Liang I	Prek Liang IA	Prek Liang II	Lower Sre Pok III *		
Abbreviation			SBR	PC2	PT3	PT2	SRP4	PP1	LSP2	LSS2	LL2	STG	SK	LSS3	PL1	PL1A	PL2	LSP3		
1. Name of Basin			Symbol	Unit																
Location																				
Name of River																				
Catchment Area			A	km <sup>2</sup>	646,000	3,368	3,377	2,769	13,800	135	30,620	18,550	49,200	635,000	26,500	15,600	883	943	595	26,200
Annual Run-off			Qa	mcm	423,314	2,206	2,212	1,815	11,291	110	33,680	19,455	51,699	408,507	39,302	16,385	1,158	1,234	779	21,437
Average Discharge			Qm	m <sup>3</sup> /sec	13,414	69.9	70.1	57.5	357.8	3.5	1,067	616	1,637	12,945	1,245	519	36.7	39.1	24.7	679.3
Firm discharge			Qd (=Q90)	m <sup>3</sup> /sec	2,094.0	10.9	10.9	9.0	28.9	0.3	64.2	94.7	251.1	1,900.0	188.9	79.6	6.6	7.1	4.5	55.0
Specific Discharge			qa	m <sup>3</sup> /s/100km <sup>2</sup>	2.08	2.08	2.08	2.08	2.59	2.59			3.33	2.04	4.70	3.33	4.16	4.15	4.15	2.59
2. Reservoir																				
Surface Area			Ar	km <sup>2</sup>	6	70	179	98	52	12	122	341	489	640	114	409	7	0.0	14	697
Gross Capacity			Sg	mcm		493	1,590	667	313	162	3,400	1,580	3,400	-	581	4,598	157	66.0	269	5,599
Sediment Volume			Ssd	mcm	12,920	67	68	55	87	3			647	12,700	530	163	18	-	12	336
Effective Capacity			Se	mcm	105	128	981	290	61	94	3,400	1,580	2,600	-	51	1,585	120.8	-	217.8	1,749
Ratio (Se/Qa)				%	0.02%	5.80%	44.35%	15.98%	0.54%	85.45%	10.10%	8.12%	5.03%	0.00%	0.13%	9.67%	10.43%	10.43%	27.96%	8.16%
3. Power Plan																				
Power System				Dam type	Dam type	Dam type	Dam type	Dam type	Dam Waterway	Dam type	Dam type	Dam type	Dam type	Dam type	Dam type	Dam waterway	Dam waterway	Dam waterway	Dam type	
Maximum Plant discharge			Qmax	m <sup>3</sup> /sec	19,163	100	100	82	511	5	1,524	880	2,339	18,493	1,779	742	52	52	35	970
Firm discharge			Qf	% to Qm	15.6%	25.3%	86.2%	47.1%	8.1%	86.2%	34.8%	30.5%	23.5%	14.7%	15.2%	33.9%	35.6%	35.6%	69.0%	30.6%
Average Discharge for Power Generation			Qp	m <sup>3</sup> /sec	2,094.0	17.7	60.4	27.1	28.9	3.0	371.8	187.9	384.3	1,900.0	188.9	176.2	13.1	13.1	17.0	207.8
				% to Qm	60.5%	66.3%	100.0%	76.5%	61.0%	100.0%	70.6%	68.6%	65.5%	60.5%	60.6%	70.2%	70.9%	70.9%	88.5%	68.7%
Full supply level			F.S.L	EL.m	20-30	62.0	60.0	80.0	140.0	560.0	70.0	80.0	75.0	55.0	60.0	120.0	340.0	210.0	520.0	120.0
Minimum operating level			M.O.L	EL.m		60.0	52.0	75.0	138.0	550.0	-	-	69.0	1.0	72.0	115.0	315.0	190.0	495.0	116.0
Dead water level			D.W.L	EL.m		52.0	42.0	68.0	132.6	540.0	-	-	65.2	-	59.0	100.0	307.2	182.7	483.3	101.3
Tail water level			T.W.L	EL.m	3.4-17.9	45	38	60	122	420	50	55	50	12	48	90	210	155	340	88
Intake Diameter				m		4.5	4.5	4.0	8.5	3.0			9.0	8.0	8.5	4.5	5.0	4.0	8.5	
Effective Head			He	m	15.0	15.0	18.0	17.0	16.0	124.3	18.0	23.0	22.0	43.0	10.0	26.0	115.7	52.3	163.0	29.0
Installed Capacity			Pi	MW	2,394.4	12.4	14.8	11.4	68.2	5.0	228.0	169.0	430.5	6,623.9	148.2	161.1	50.6	22.5	48.0	235.2
Dependable Peak Power			Pd	MW	1046.6	8.8	14.8	11.4	15.4	5.0	223.0	144.0	281.7	2722.2	62.9	152.6	50.3	22.5	48.0	200.8
Annual Energy Production			Ea	GWh/yr	8,893	51	92	55	255	32	990	710	1,724	24,590	551	692	220	106	260	988
Firm Energy Production			Ef	GWh/yr	2,294	19	79	34	34	27	489	316	617	5,966	138	334	110	50	203	440
4. Structures																				
1) Dam			Type		Gravel dike with cut-off	Earth fill	Earth fill	Earth fill	Earth fill	Rockfill	Earth fill	Earth fill	Rockfill	Earth fill	Earth fill	Rockfill	Rockfill	-	Rockfill	Rockfill
Crest Length x Height				m	20,000 x 30	1,700 x 21 + 1,650 x 7.5	9,600 x 29 + 800 x 5	6,950 x 23 + 2,900 x 2	3,700 x 23	3,350 x 37	3,500 x 24	5,000 x 30	7,750 x 32	4,810 x 22	820 x 20	6,200 x 35	230 x 61	-	240 x 75	3,650 x 39
Dam Volume			V	mcm	30	0.98	9.5	4.9	3.3	4.8	1.9	3.7	3.2	8.1	0.44	5.0	0.95	-	1.1	6.7
Design Flood			IDF	m <sup>3</sup> /sec	63,656	1,985	1,991	1,632	15,387	151			64,524	-	51,929	20,459	1,656	1,768	1,116	29,212
2) Waterway			Type		-	-	-	-	-	Tunnel	-	-	-	-	-	-	Tunnel	Tunnel	Tunnel	
Dimension x Length				D x L (m)						3 x 6,900						4.5 x 3,350	4.5 x 3,000	4.5 x 4,850		
Penstock pipe				d x L (m)	4.0 x 40	4 x 30	3.5 x 30	7.5 x 30	1.6 x 510			9.0 x 40	-	-	7.5 x 40	4 x 240	4 x 250	3.5 x 340	7.5 x 40	
3) Powerhouse			Generator Type		Bulb	Kaplan	Kaplan	Kaplan	Kaplan	Pelton	Bulb	Bulb	Kaplan	Kaplan	Tubular	Kaplan	Francis	Francis	Kaplan	
Capacity x Units				MW x nos	6.2 x 2	7.4 x 2	5.7 x 2	34.1 x 2	2.5 x 2	57 x 4	42.25 x 4	86.1 x 5	414 x 16	37 x 4	53.7 x 3	25.3 x 2	11.3 x 2	24.0 x 2	58.8 x 4	
4) Transmission Line			Voltage (kV) x Circuit x Length (km)	kV x cct x km	500 x 33 (Kratie)	115 x 50 (Kratie)	115 x 45 (Kratie)	115 x 24 (Kratie)	115 x 250 (St.Treng)	115 x 170 (Kratie)			230 x 2 x 40 (St.Treng)	230 x 2 x 5 (St.Treng)	115 x 51 (St.Treng)	230 x 2 x 265 (St.Treng)	115 x 310 (St.Treng)	-	115 x 320 (St.Treng)	230 x 2 x 265 (St.Treng)
5) Access Road			L	km	0	1	35	10	25	25	12	12	12	0	15	25	40	35	50	15
5. Construction Cost (incl. Resettlement cost)			C	mil.\$		52.5	152.4	84.8	191.5	117.6			587.6		305.1	467.5	121.9	38.8	119.8	435.9
6. Economic			Cost for kW (excl. Resettlement cost)	UCC	\$/kW	3,545	9,625	7,394	2,808	23,504			1,273		2,007	1,973	2,409	1,723	2,496	1,757
Cost for kWh			UGC	¢/kWh	13.91	22.18	20.94	10.18	49.27			4.70		7.63	9.05	7.43	5.02	6.16	6.00	
7. Resettlement			Number of Households	hh	0	308	103	0	0	0	0	0	1,479	0	503	1,349	0	0	0	726
8. Others			Reference Report		CPEC	CPEC	CPEC	CPEC	CPEC	CPEC			PECC1	MRC (1994)	PECC1	PECC1		PECC1	CPEC	

表 4.2.3 (2/2) 29 計画のインベントリー (その2)

No.			16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	
Project Name			Middle St. Russey Chrum *	Stung Chhay Areng *	Stung Tatay	Stung Metoek I	Stung Metoek II	Stung Metoek III	Stung Kep II	Upper St. Russey Chrum *	Stung Pursat I	Stung Pursat II	Stung Sen	Stung Battambang II *	Stung Battambang I *	Bokor Plateau	
Abbreviation			MSRC	SCA	STY	MTK1	MTK2	MTK3	KP2	USRC	PST1	PST2	SEN	BB2	BB1	BP	
1. Name of Basin																	
	Location		Koh Kong	Koh Kong	Koh Kong	Pursat	Pursat	Koh Kong	Koh Kong	Pursat	Pursat	Pursat	Preah Vihear	Battambang	Battambang	Kampot	
	Name of River		Stung Russey	Stung Chhay Areng	Stung Tatay	Stung Metoek	Stung Metoek	Stung Metoek	Stung Kep	Stung Russey	Stung Pursat	Stung Pursat	Stung Sen	Stung Battambang	Stung Battambang		
	Catchment Area	A	km <sup>2</sup>	461	965	353	140	416	656	1,060	163	1,000	2,080	10,540	120	2,135	24.5
	Annual Run-off	Qa	mcm	770	1613	590	234	694	1,095	1,774	271.0	404.0	839.0	5,699	129	2,294	63
	Average Discharge	Qm	m <sup>3</sup> /sec	24.4	51.1	18.7	7.4	22	34.7	56	9	12.8	26.6	181	4.1	72.7	2
	Firm discharge	Qd (=Q90)	m <sup>3</sup> /sec	2.0	4.1	1.5	0.6	1.8	2.8	4.5	0.7	0.5	0.9	1.8	0.5	9.5	0.1
	Specific Discharge	qa	m <sup>3</sup> /s/100km <sup>2</sup>	5.29	5.30	5.30	5.29	5.29	5.29	5.30	5.28	1.28	1.28	1.71	3.42	3.41	8.16
2. Reservoir																	
	Surface Area	Ar	km <sup>2</sup>	23	135	46	5	19	11	8	4	96	32	939	14.2	105	3.1
	Gross Capacity	Sg	mcm	585	2,917	994	170	285	178	134	185	1,380	661	10,024	354	1,444	43.5
	Sediment Volume	Ssd	mcm	9	19	7	3	8	13	22	3	20	42	211	2	43	0
	Effective Capacity	Se	mcm	441	1222	349	117	265	128	91	128	342	486	3,390	98.5	1,058	28.3
	Ratio (Se/Qa)		%	57.27%	75.76%	59.15%	50.00%	38.18%	11.69%	5.13%	47.23%	84.65%	57.93%	59.48%	76.36%	46.12%	44.92%
3. Power Plan																	
	Power System			Dam Waterway	Dam Waterway	Dam Waterway	Dam Waterway	Dam Waterway	Dam Waterway	Dam Waterway	Dam Waterway	Dam Waterway	Dam type	Dam type	Dam Waterway	Dam Waterway	
	Maximum Plant discharge	Qmax	m <sup>3</sup> /sec	35	73	27	11	31	50	80	12	18	38	258	6	104	3
	Firm discharge	Qf	% to Qm	86.2%	86.2%	86.2%	86.2%	84.4%	38.3%	23.7%	86.2%	86.2%	86.2%	86.2%	86.2%	86.2%	86.2%
			m <sup>3</sup> /sec	21.0	44.0	16.1	6.4	18.6	13.3	13.3	7.4	11.0	22.9	155.7	3.5	62.7	1.7
	Average Discharge for Power Generation	Qp	m <sup>3</sup> /sec	24.4	51.1	18.7	7.4	21.7	25.0	36.9	8.6	12.8	26.6	180.6	4.1	72.7	2.0
			% to Qm	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	98.7%	72.2%	65.6%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
	Full supply level	F.S.L.	EL.m	400.0	210.0	420.0	400.0	240.0	120.0	200.0	800.0	200.0	70.0	50.0	560.0	75.0	945.0
	Minimum operating level	M.O.L.	EL.m	370.0	200.0	410.0	360.0	215.0	103.5	166.5	760.0	196.0	50.0	45.0	550.0	60.0	935.0
	Dead water level	D.W.L.	EL.m	360.4	127.5	363.8	306.0	208.0	95.0	158.0	708.6	161.7	41.8	24.0	462.9	44.3	860.0
	Tail water level	T.W.L.	EL.m	170	10	240	260	120	55	10	400	70	30	20	200	40	10
	Intake Diameter		m	4.0	5.0	4.0	3.0	4.0	5.0	5.0	3.0	3.0	3.0	6.5	3.0	4.5	3.0
	Effective Head	He	m	193.9	179.0	168.4	122.9	109.8	56.5	169.9	367.5	116.0	32.0	27.0	347.3	28.0	911.7
	Installed Capacity	Pi	MW	56.4	109.2	37.6	10.6	28.8	23.3	113.6	37.6	17.6	10.0	58.0	16.8	24.0	21.6
	Dependable Peak Power	Pd	MW	56.4	109.2	37.6	10.6	28.8	23.3	75.4	37.6	17.6	10.0	58.0	16.8	24.0	21.6
	Annual Energy Production	Ea	GWh/yr	345	668	230	66	174	103	458	231	108	62	356	104	149	133
	Firm Energy Production	Ef	GWh/yr	298	576	198	57	149	55	165	199	93	54	307	90	128	115
4. Structures																	
1) Dam	Type			Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill x 2	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Earth fill	Rockfill	Rockfill	
	Crest Length x Height		m	490 x 67	1,880 x 100	1,650 x 90	960 x 120	410 x 55	285 x 35	600 x 65 + 360 x 45	660 x 115	420 x 45	920 x 43 + 1030 x 33	3,470 x 35	540 x 125	4,100 x 45	540 x 90
	Dam Volume	V	mcm	1.6	21.7	14.7	12.8	1.2	0.5	2.1	6.5	0.72	3.2	6.0	8.2	7.8	2.0
	Design Flood	IDF	m <sup>3</sup> /sec	1,957	4,097	1,499	594	1,766	2,785	4,500	692	773	1,608	8,962	241	4,295	189
2) Waterway	Type																
	Dimension x Length	D x L (m)		4.0 x 16,000	5 x 8,500	4.0 x 4,300	3.0 x 2,020	4.0 x 3,500	5.0 x 2,800	5.0 x 9,000	3.0 x 8,000	3.0 x 7,250	-	-	3.0 x 4,500	-	3.0 x 5,200
	Penstock pipe	d x L (m)		3.5 x 650	4.2 x 1,100	2.8 x 420	2.2 x 180	3.2 x 260	4.8 x 200	4.0 x 520	2.2 x 1,550	2.6 x 400	2.6 x 50	6 x 40	1.6 x 600	4 x 45	1.5 x 2,500
3) Powerhouse	Generator Type			Francis	Francis	Francis	Francis	Francis	Francis	Francis	Pelton	Francis	Kaplan	Kaplan	Pelton	Kaplan	
	Capacity x Units		MW x nos	28.2 x 2	54.6 x 2	18.8 x 2	5.3 x 2	14.4 x 2	11.7 x 2	56.8 x 2	18.8 x 2	8.8 x 2	5.0 x 2	29.0 x 2	8.4 x 2	12.0 x 2	10.8 x 2
4) Transmission Line	Voltage (kV) x Circuit x Length (km)		kV x cct x km	115 x 160 (Pursat)	230 x 165 (Phnom Phen)	115 x 130 (Kampong Speue)	115 x 180 (Pursat)	115 x 190 (Pursat)	115 x 210 (Pursat)	230 x 140 (Kampong Speue)	115 x 95 (Pursat)	115 x 95 (Pursat)	115 x 85 (Pursat)	115 x 100 (Kampong Thum)	115 x 105 (Battambang)	115 x 55 (Battambang)	115 x 15 (Veal Renh)
5) Access Road	L		km	40	15	5	10	25	40	5	30	5	10	0	30	0	5
6. Economic	Cost for kW (incl. Resettlement cost)	C	mil.\$	145.3	570.3	283.3	242.4	107.6	96.8	350.1	180.4	65.1	82.5	255.9	149.0	173.1	80.4
	Cost for kW (excl. Resettlement cost)	UCC	\$/kW	2,574	5,105	7,499	22,555	3,331	4,153	3,082	4,799	3,697	8,248	2,730	8,867	6,609	3,723
	Cost for kWh	UGC	¢/kWh	5.66	11.45	16.51	48.71	8.25	12.52	10.28	10.52	8.05	17.79	9.59	19.20	15.63	8.14
7. Resettlement	Number of Households		hh	0	277	0	0	168	0	0	0	0	0	3,157	0	871	0
8. Others	Reference Report			MRC (1973)	Vimean Seila	CPEC				CPEC		MRC (1973)	MRC (1973)	CPEC	CPEC	CPEC	MRC (1973)

### 4.2.3 現在進行中の民間資金による調査・計画

前項で述べた 29 計画を含む複数の計画が外国企業の手によって調査中である。2007 年 9 月時点で MIME より入手した関連調査のリストを以下に示す。

表 4.2.4 コミットされた開発計画ならびに調査中の開発計画リスト

No.	Project	Province	Catchment Area (km <sup>2</sup> )	Annual Run-off (m <sup>3</sup> /sec)	Effective Head (m)	Installed Capacity (MW)	Annual Energy (GWh)	Full Supply Level (m)	Reservoir Area (km <sup>2</sup> )	Remarks
<b>Committed Projects (excluded from candidate for master plan study)</b>										
1	Kirom III	Koh Kong	105	4.10	271	18	73	315	4.30	CETIC, Negotiation. IA, PPA (China)
2	Kamchay	Kampot	710	54	122	193.20	498	150	20.40	Under construction by Sinohydro (China)
3	Stung Atay	Pursat	590+567	79.2+77	181+35	120	465	450/508	16	Start Construction soon by CYC (China)
4	Lower St. Russey Chrum	Koh Kong	1,020	57	103	235	805	120	1.40	CYC-MOU F/S; by TEPCO (Japan)
<b>Under Study</b>										
5	Battambang II	Battambang	120	5.90	450	36	187	672	16	Pre-F/S by KTC (Korea) Letter of Permission
6	Battambang I	Battambang	2,135	27	35	24	120	77	92	Pre-F/S by KTC (Korea) Letter of Permission
7	Middle St. Russey Chrum	Koh Kong	474	25	218	125	668	385	15	Pre-F/S. KTC (Korea) Letter of Permission
8	Upper St. Russey Chrum	Koh Kong				32	211	610		Pre-F/S. KTC (Korea) Letter of Permission
9	Stung Chhay Areng	Koh Kong	965	83.60	163	300	1,475	245	110	Pre-F/S; F/S by China Southern Grid Power (CSG), China, MoU
10	Stung Tatay	Koh Kong	353	32.10	180	80	250	420	35	Pre-F/S; F/S by CHMC, China, MoU
11	Sambor	Kratie	646,000	7,775	20	467 or 3,300	2,800 or 14,870	20/30	880	Pre-F/S; F/S by China Southern Grid Power (CSG), China, MoU
12	Lower Se San II	Stung Treng	49,200	1,440	24	420	2,220	75	691	Pre-F/S; F/S by EVN Vietnam, MoU
13	Lower Se San I	Ratanak Kiri	11,070	378	25	90	480	141	910	Pre-F/S; F/S by EVN Vietnam, MoU
14	Lower SrePork III	Ratanak Kiri	26,200	775	32	330	1,754	125	985	Pre-F/S; by Yunnan Copper Industry, Permission MoU
15	Lower SrePork IV	Ratanak Kiri	13,800	327	53	235	1,233	190	480	Pre-F/S; by Yunnan Copper Industry, Permission MoU
16	Stung Pursat I	Pursat	1,000	11.70	125	75		200	95	Pre-F/S; by Guangxi Guohong Development Corporation, Letter of Permission

出典: MIME

(注) 調査権に関する情報は時々刻々変化しており、他の表の情報と一致しないものもある。

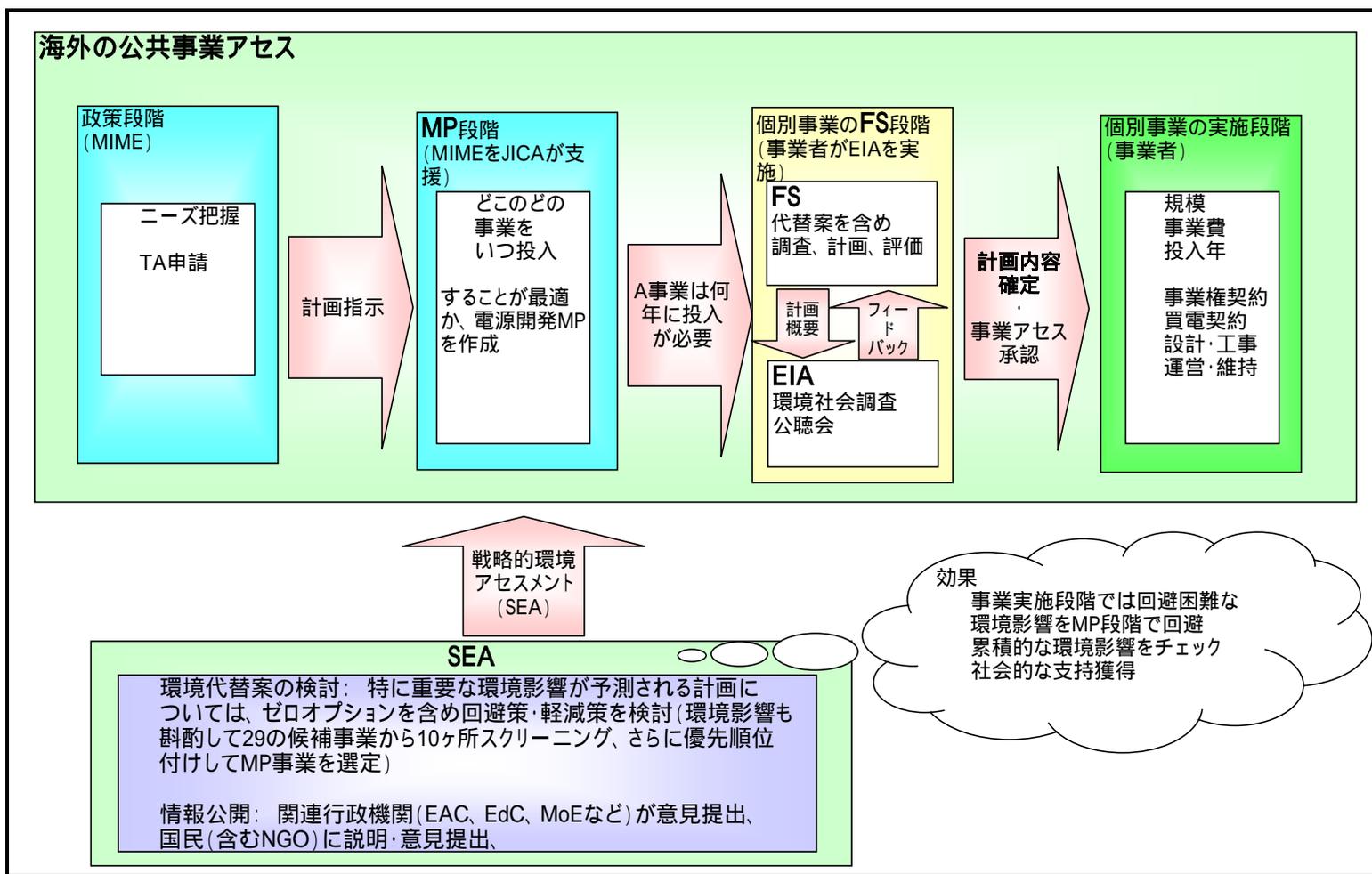
## 4.3 候補プロジェクトの環境代替案の予備検討

戦略的環境評価(SEA)の概念が、本マスタープラン調査に導入された。SEA は 2 つの基本的なアプローチを含む： 1)計画の初期段階における環境代替案の検討、2) 情報公開の原則 (次ページ図 4.3.1 参照)。

10 の優先プロジェクトを選定するための第 1 次スクリーニングの初期において、「プロジェクトを実施しない」代替案を概略検討した。29 の水力計画は、2 つのメコン本流計画、2 つの流域間転流計画、25 の保護区内に位置するかあるいは境界を接している計画から成る。

### 4.3.1 カンボジアにおける水力開発に不可欠な要素としてのダム

水力計画による環境影響を低減するために、次の 2 つの代替案が検討されることがある。1 つは流水調節方式を、ダム・貯水池式から、流れ込み式(RoR)に変更することである。もう 1 つは、2 つの



出典：調査団

図 4.3.1 マスタープラン調査と戦略的環境アセスメント(SEA)

流域間にまたがる転流型計画の場合に、同じ流域内でのカスケード型開発に変更することである。

カンボジアには、北東部と南西部という 2 つの水力ポテンシャル地域がある。北東部の河川は、広い流域面積のおかげで豊富な流量がある。しかし、地形はなだらかで平坦である。したがって、発電に必要な落差(ダム上流と下流の水位の差)を作るために、ダムが必要となる(水力発電ポテンシャルの 2 要素は、落差と流量である)。南西部では、山岳地形のため、急勾配の河道上で必要な落差を確保できる一方、流量が乾季には顕著に減少する。そのため、乾季にも水力発電を可能とするためには、流量を季節間で調節するためのダムが必要となる。

したがって、カンボジアの水力開発の 2 大ポテンシャル地域で、流れ込み式の代替案を適用することには、再生可能エネルギーを有効に活用するという観点から、技術的・経済的な困難がある。

#### 4.3.2 メコン河の本流計画

主として土砂流送遮断の面で重大な環境影響が予測される計画サイトについて、以下に述べるように予備評価を実施した。2007 年 7 月に実施したインセプション協議にて話題に上がった計画についても予備評価を行った。

##### (1) #9 Stung Treng ダム計画

- メコン河本流のダムによる流送土砂の遮断は、下流部に対して、河床低下、河岸浸食、メコンデルタの後退、栄養塩類の減少などの影響を引き起こす可能性がある。
- 本計画の総貯水容量-年流入量比(CIR)は約 1%なので、流送土砂の貯水池による補捉率は 40%のオーダーと推定される(USBR, Design of Small Dam, 1977)。すなわち、流送土砂の約 40%が貯水池内に堆積し、残りが下流に流下する。
- 河床洗掘 / 低下は、ダム下流側で流送土砂量が減少する一方で、洪水流による河床堆砂の巻上げ / 連行 / 河床からの剥離が継続する結果生ずる。河床からの川砂採取が困難となる結果、メコン河両岸の低地部で盛んな盛土材やコンクリート細骨材の供給に影響がでることが予想される。
- 栄養塩類は、一般的には土粒子に付着して雨季にメコン河の流れにより下流に運ばれ、カンボジアやメコンデルタの氾濫原における農業に貢献している。
- 本計画の発電規模が大きく、カンボジアで今後 20 年間に必要な水準を超える。
- 本計画は、#7 Lower Sre Pok II と #8 Lower Se San II 計画の放水位をせきあげるので、本計画と同計画は両立できない。
- #9 Stung Treng のダム計画は 10 の優先計画に含めないことを推奨する。#9 Stung Treng 計画の代わりに、#7&8 Lower Sre Pok II+ Lower Se San II 計画を検討すべきである。

##### (2) #1 Sambor ダム計画

- 本計画は流送土砂と発電規模で #9 Stung Treng 計画と同じ課題を持つ。
- 本計画の CIR は約 1%なので、流送土砂の貯水池による補足率は 40%のオーダーと推定される。

- 比流送土砂量を  $100 \text{ m}^3/\text{km}^2/\text{yr}$  と仮定すると、自然状態では面積  $646,000 \text{ km}^2$  の流域から生産される年間  $60 \text{ mcm}$  のオーダーに上る土砂流送の  $40\%$  程度をダムで遮断することとなる可能性がある。
- 総貯水容量  $2,050 \text{ mcm}$  の貯水池は、大略  $80$  年超の期間の捕捉量に相当する。言い換えるならば、マクロに見れば今後  $80$  年間は、平均して土砂の  $40\%$  程度が貯水池内に捕捉され、下流には残りの  $60\%$  程度が流下するだろう。実際には、堆砂が年々進行するとともに貯水容量が減少して捕捉率が低下するので、ダムから下流に放流される流砂量割合は当初の  $60\%$  程度から年々増加していくだろう。
- 中国の CSG 社が  $2006$  年  $10$  月からフィージビリティ調査を実施している。
- メコン河本流計画はメコン河委員会 (MRC) の合同委員会 (JC) に対する事前協議を必要とし、その合意を得ることが示されている。
- #9 Stung Treng 計画と同様に、#1 Sambor ダム計画は、流送土砂の補足と排砂問題が  $2007$  年  $7$  月時点では未解明であること、および需要面からこの大規模計画はマスタープランの計画期間である  $20$  年間には必要とならないと考えられることから、 $10$  の優先計画に含めないことを推奨する。

### (3) #1 Sambor 流込式計画

- 取水施設の技術的妥当性、特にメコン河を横断する高さ  $2 \text{ m}$  の溺れ堤、高さ  $30 \text{ m}$  で延長  $20 \text{ km}$  の導水路沿いのグラベル堤の洪水に対する安全性、および水路内に流入した土砂の堆積および水車への影響が検討されていない。
- CPEC (1995) で提案された Sambor 流込式計画は  $10$  の優先計画に含めないことを推奨する。
- Stung Treng から Sambor 間のメコン河には、いくつかの流路に分かれている区間がある。前述のグラベル堤ではなく、これらの流路を導水路として利用することが考えられる。今後の検討課題である。

### (4) コーン滝 (Khone Falls) 計画 (2007 年 7 月のインセプション協議にてカンボジア側から検討依頼があったもの)

- コーン滝はほとんど全てがラオス領内に位置する。
- この滝部に存在する水力ポテンシャルを部分的に開発することは、環境的に受容可能だろう。
- ラオス側では、ドンサホン (Don Sahong) 計画 ( $240 \text{ MW}$ - $1,640 \text{ GWh}$ ) を、コーン滝に特別な取水堰を設けずに建設する計画を検討中、との報告がある。
- そのような流込式の計画は、流送土砂の遮断問題を引き起こすことなしに開発可能だろう。

### (5) Tonle Sap 計画 (2007 年 7 月のインセプション協議にてカンボジア側から検討依頼があったもの)

- Tonle Sap 計画は、Tonle Sap 湖の水位をそのピーク水位 ( $10$  月) に約  $1.5$  ヶ月維持し、メコン河の水位が  $3 \text{ m}$  以上低下するまで待つことが必要となる。

- ピーク水位と沿岸の冠水状態を人為的に長期間維持することは、Tonle Sap 湖の沿岸農業と漁業に影響を与えると予想される。
- 水力発電は、最長でも12月から5月の期間に限定され、設備利用率が低くなるので、効率的でない。
- 雨季中にメコン河から Tonle Sap 湖への逆流と舟運通行、および回遊魚の移動経路を確保し、現在と同じように Tonle Sap 湖に貯水するためには、多数の水車、ゲート、閘門を並べることが必要となる。
- Tonle Sap 計画は、1) 必要な構造物と機器の規模と比べて、発電規模が小さいこと(経済的にフィージブルとならないだろう)、2) 環境影響、3) 計画がアイデア段階でほとんど検討されていないことから、10の優先計画に含めないことを推奨する。

### 4.3.3 流域間転流計画

#### (1) #19-#21 Stung Metoek 計画

#19-#21 Stung Metoek 計画はタイとの南部国境の近くに位置する。カンボジアからタイへの流域をまたがる転流型の国際計画である。MIME は、カンボジア国内でこの計画を開発しようとする強い希望を持っている。本計画は、電力の国内資源としてと同時に、水資源としても価値がある。したがって本計画は、カスケード型開発として検討する。

#### (2) #18 Stung Tatay 計画

#22 Stung Kep II 計画の上流側に位置する#18 Stung Tatay 計画は、河川水を Stung Chhay Areng 川に転流する。したがって、#18 Stung Tatay 計画が実施されると、下流に位置する#22 Stung Kep II 計画は流入量が減少するため、経済的にフィージブルでなくなるだろう。他方、#18 Stung Tatay 計画が実施されないと、転流先の河川に位置する#17 Stung Chhay Areng 計画は、Stung Chhay Areng 川自身の流量しか利用できないことになり、経済性が低下する。これら3つの計画の中で、#22 Stung Kep II 計画が水力計画としてはトップに位置づけられる。#18 Stung Tatay 転流計画は8%という低いEIRRおよびその環境社会影響の観点から、むしろその代替として、流水を下流の#22 Stung Kep II 計画で開発利用することが妥当と考えられる。

## 4.4 開発計画のレビュー

### 4.4.1 優先10計画の絞込みの方針

10の優先計画は、2007年7月から9月の3か月間の最初の第1次調査段階を通じて選定した。したがって ToR では、全29計画の詳細な比較はこの段階では意図していない。最初の段階は、不適切な計画を峻別して取り除くことが重要である： 1) メコン本流計画の排砂問題のように、技術的フィージビリティに課題があるが未だ確認されていないもの、2) 今後20年間に実施予定のマスタープランの対象となる優先計画に含めるには規模が大きすぎるもの、3) 経済性が特に低いもの、4) 環境影響が大きすぎてクリーンで再生可能なエネルギー源としての水力の利点を著しく減殺するものは、以降の検討対象から除外する。換言すれば、1) メコン河の本流ダム計画による土砂の捕捉は、環境

影響を引き起こす可能性がある一方で、排砂技術のフェージビリティがこの時点までには確認されていない、2) #9 Stung Treng と #1 Sambor のダム計画は、大メコン圏 (GMS) における地域電力融通システム建設の進展状況を考慮して開発を決定すべきである、3) EIRR が 5% 未満の計画、4) 貯水池の湛水面積が発電出力と比較して広く、土地損失が相対的に大きい<sup>1</sup>ものは優先 10 計画の選定対象から除外する。

したがって、以下のレビューの過程で、上述のような計画が見つかった場合には、除外の是非を検討する。

#### 4.4.2 29 計画のレビュー

29 計画について計画諸元のチェックを行い、諸元情報のないものは新たに作成した。作成に当たって留意した点を計画ごとに以下に示す。

##### #2 Prek Chhlong II

地形上の制約から貯水池の満水位を標高 60 m に設定した。ダムならびに貯水池付近でダム湖を形成できる最高標高が標高 60 m である。これ以上高くした場合、堰堤を作って池を囲わなければ貯水池を形成することが出来ず、経済的でない。

##### #3 Prek Ter III

既存調査では、満水位が 70 m となっているが、#2 Prek Chhlong II 同様、地形上の制約から満水位を標高 60 m に設定した。河川に狭窄部が無いいため、ダムの長さが 10 km と長くなる。

##### #4 Prek Ter II

#3 Prek Ter III の満水位が本計画の放水位となるように設定し、ダム軸付近の地形状況から満水位を標高 80 m とした。

##### #5 Sre Pok IV

既存の調査では、ダム本体がカンボジア国内に位置し、貯水池の一部はベトナム国にまたがっている。今回の調査では、カンボジア国内で開発できる規模を対象とし、満水位を標高 140 m とすることにより、貯水池が国境を越えないように配慮した。

堆砂量の算定では、上流域のベトナムに計画されており 2009 年に完成予定の Sre Pok 3 ダムの流域面積 9,450 km<sup>2</sup> を差し引いて、残流域 4,350 km<sup>2</sup> (= 13,800 - 9,450) を用いて計算した。

##### #6 Prek Por I

ダム水路式の計画である。既存調査の計画諸元では、所要の落差を確保できないため、レイアウトの変更を試みた。それでも発電使用水量が十分に得られず、5 MW 程度の出力しか得られない。

##### #7&8 Lower Sre Pok II + Lower Se San II

100 年間の堆砂位が満水位を超えてしまう計算となるが、次の検討段階で堆砂量についてのさらに

<sup>1</sup> 貯水池面積 1 km<sup>2</sup> あたり 4 MW は、CDM 申請者の便宜のために CDM 理事会が認める簡易排出量の適用下限の水力密度である。本調査では、現地調査の実施前の机上検討による優先計画選定となることから、水力密度が 1 km<sup>2</sup> あたり 0.5 MW 以上の計画を 10 の優先計画の選定対象とした。

詳しい調査を行うとともに、排砂方式の検討、堆砂形状の検討等を行うことが必要である。

#### #10 Se Kong

メコン河本川の背水位から放水水位標高. 48 m を決定。満水位を標高. 70 m 以上にした場合、貯水池が国境を越えてラオス国にかかってしまうこと、ならびに、主要道を分断してしまうことから、満水位を標高. 60 m とした。#7&8 同様 100 年間の堆砂位が満水位を超えてしまう計算となるが、次の検討段階で詳細な検討を行うこととする。

#### #12-14 Prek Liang I, IA, II

上流から下流に向かい、#14 Prek Liang II, #12 Prek Liang I, #13 Prek Liang IA の順に開発が可能なカスケード計画。それぞれの計画の放水水位と満水位をあわせることにより効率的な開発を計画した。#13 Prek Liang IA は#12 Prek Liang I 発電所の放水口の水をそのまま利用する計画とした。したがって、#13 Prek Liang IA 計画は#12 Prek Liang I 計画の実施が前提条件となる。

#### #20-21 Stung Metoek I - II

#19-21 の Stung Metoek 計画は、タイ側に転流する国際計画から、カンボジア国内だけの Stung Metoek 渓谷内のカスケード型の、ダム水路式計画として予備検討した。#20 Stung Metoek II 計画は、満水位 240 m、放水水位 120 m として計画、その下流の#21 Stung Metoek III 計画は、満水位 120 m、放水水位 55 m として計画した。

#### #22 Stung Kep II

既存計画では、本計画は Kep 川と Tatay 川合流点に、満水位標高 90 m のダムを作る計画となっていた。本レビューでは次の2つの代替案を概略検討した。

貯水池の調節容量の確保と有効落差を増すために、満水位を標高 200 m まで上げる案

既存のダムサイトは河床勾配が極めてきつい場所に位置している。ここから約 1 km 上流側にある Kep 川と Tatay 川の合流点のさらに数 km 上流側から先では河床勾配が緩くなるので、既存ダムサイトと比べてはるかに低いダムで相当量の貯水容量を確保することができる。そこで、満水位は前項と同じ標高 200 m とするが、ダム高を抑えるために合流点上流の Kep 川と Tatay 川にそれぞれ取水ダムを建設し、両貯水池をトンネルで接続して統合運用する計画

予備検討の結果、案が同じ発電規模に対して建設費を大幅に節約できることから、これを採用した。

#### #24 Stung Pursat I, #25 Stung Pursat II

既存の諸元では、#25 Stung Pursat II の出力が 10 MW を割ってしまうことから、両計画の満水位、放水水位を調整し、#24 Stung Pursat I の放水水位、ならびに#25 Stung Pursat II の満水位を標高. 70 m と設定した。

## 4.5 送電システム

### 4.5.1 既存の送電系統拡張計画

同国において全国規模の本格的な送電系統拡張計画として、「電力輸送総合開発計画及び地方電化戦略調査」(Power Transmission Master Plan and Rural Electrification Strategy, May 1998)によって2016年までの拡張計画が提案されたのは初めてである。この調査も、それまでの調査と同様、カンボジア国内の電源開発と発電された電気をどのようにして首都プノンペンに輸送するかを主目的とした送電系統の開発計画であり、地方電化の促進を前提とした全国規模の送電系統の拡張計画としては不十分なものであった。しかしながら、この調査を基に、ベトナムとの国境横断線建設計画のための一連のフェジビリティ調査を含めた予備調査が実施され、現在、ベトナム国境 - Takeo - Phnom Penh 間約 105 km、230 kV、2 回線送電線及び既存の 115 kV 系統に接続するための施設新設・整備・増強工事が世銀及び ADB-NDF の資金協力により実施中である。

その後、JICA 調査「再生可能エネルギー地方電化マスタープラン」(Rural Electrification by Renewable Energy, Nippon Koei, June 2006、以後 JICA 調査 2006)において、グリッドによる地方電化対象地域を特定するため、地方電化促進を主目的とした 2020 年までの全国規模の送電系統の拡張計画が策定され、更に、副送電線路(22kV)の延伸計画も策定されている。また、世銀の支援により、同時並行的に実施された、「電力開発マスタープラン」(Power Development Master Plan and Institutional Strengthening, KEPCO, Dec. 2006、以後 MP 2006)のなかで 2022 年までの送電系統マスタープランが提案されている。

MP 2006 では単なる電源拡充を目的としたものではなく、地方電化の促進をある程度考慮した送電系統拡張計画が策定・提案されている。しかし、同国で第二の需要地であり、且つ、観光開発のポテンシャルが非常に高く、今後も旺盛な需要の増加が見込まれる Siemreap の 230 kV 系統による接続が 2020 年と計画されているなど、設定された計画基準と矛盾する箇所も見受けられる。

更に、多少遅れて、タイ政府の支援により電力系統マスタープランの確定調査(The Establishment of Electricity Network Master Plan, EGAT, June 2007)が実施されているが、計画実施のタイミングの理由付けが曖昧なものが多い結果となっている。その上、送電線路の延伸計画が短期間に集中するなど、送電系統拡張に要する資金計画が殆ど考慮されていないように見受けられる。

カンボジアにおいて画期的なことは、上記の MP 2006 をベースに調査終了後の電力セクターの現状を織り込んだ、電力供給開発計画(Power Supply Development Plan in Cambodia from 2007 to 2020)が、2006 年度版の EAC の年報(Report on Power Sector of The Kingdom of Cambodia for The Year 2006、以後 EAC 年報 2006)に電源開発と合わせて、全国規模の詳細な送電系統拡張計画が示されたことである。この計画は 2007 - 2010 を第一期、2011 - 2015 を第二期、2015 - 2017 を第三期、2017-2019 を第四期、2020 - 2022 を第五期とするステージ開発となっている。

2008 年に MIME を中心に、上記 EAC 年報 2006 に記載されている電源開発及び送電系統拡張計画の見直しが実施されている。

#### 4.5.2 本調査のための送電系統

2008年2月末現在、タイからの電力輸入を目的として民間業者（Cambodia Power Transmission Line Co., CPTL）によって以下の115kV一回線送電線が建設され、2007年末から運用が開始されている。

Thailand Border – Poipet	115 kV、1 回線、5 km、ACSR 1x400
Poipet – Banteay Meanchey	115 kV、1 回線、55 km、ACSR 1x400
B. Meanchey – Siemreap	115 kV、1 回線、85 km、ACSR 1x400
B. Meanchey – Battambang	115 kV、1 回線、60 km、ACSR 1x400

更に、以下の230 kV送電線が建設中である。

ベトナム国境 – Takeo	230 kV、2 回線、52 km、ACSR 1x400
Takeo – Phnom Penh (WPP)	230 kV、2 回線、53 km、ACSR 1x625
WPP – Existing 115 kV Sys	115 kV、2 回線、14 km、AAC 2x250
2 <sup>nd</sup> 回線増架	115 kV、1 回線、21 km、AAC 2x250
Rerouting Kirirom Line	115 kV、1 回線、- km、ACSR 1x150

上記以外でEAC年報2006において2010年までに完成が予定されている計画は資金の手当てを含めて具体的に建設に向けて進行中であり、建設が約束されたものとして、既存の送電系統、既存及び上記の建設中送電線路と共に図4.5.1に示す。

本調査では既に建設が約束されている水力開発計画を除く29サイトから開発優先順位の高い10サイトを第一段階として選定することになっている。この第一段階の選定作業でも建設コストが重要なファクターの一つである。一般的に、水力発電計画の構造物の中で、送電線以外はプロジェクト・サイトの地形・位置・使用水量・開発方法等によって施設の設計・工事費積算が可能であり、特に、工事費は開発のタイミングによる影響を余り受けない。一方、水力発電所の開発に合わせて建設する送電線は、発電所と電気の輸送・配分を目的とした送電系統を電氣的に接続し、発電された電気を系統に供給することであるため、水力発電所の開発時点の送電系統の状況が建設費に大きな影響を与える。即ち、水力開発のタイミングによって建設すべき送電線路の仕様や距離が変わり、建設費が大幅に変動する可能性が高い。

特に、主要な需要地が互いに独立していて、それらを連系する為の送電系統が確立されていないカンボジアでは、系統と接続するための送電線路は発電所出力に見合った需要地までの建設が必要となる。首都プノンペン系統まで送電線を延伸する場合、技術的に115kVの送電電圧が採用できず、実質的に必要の無い230kVなどの上位の送電電圧を採用せざるを得なくなり、送電線の建設コストが異常に上昇し、結果的にプロジェクトのフィジビリティを損ねる恐れがある。これは、見方によって同じ視点・設計条件・コスト条件の下に全ポテンシャル・サイトを見直し・再評価するという本調査の目的にも反することになり兼ねない。

一方、カンボジア政府は電力セクターの基本政策として、発電及び配電事業を民間に委ねることを明確にしており、電力供給事業の民営化の先取りをした政策となっている。一般的に、民営化を進める上で、送電事業は電力エネルギーの供給・配電の要の施設であり、国の利益を左右しかねない事業のため、殆どの国で国営又は政府が管理・調整し易い、それに準じた管理・運営体制を目指している。カンボジアも同様であり、IPPからの電力購入、隣国との電力輸出入を含めた電力融通、また、それらを踏まえた電力需給の調整、公正な配電事業者への電力供給等を政府の管理のもと実施

可能な送電システムの運営体制の確立が重要であり、その拡張・整備も政府主導で実施すべきである。

以上の観点から、水力ポテンシャル・サイトを評価するための基礎となる 2015 年時点の、電源開発及び地方電化の促進を考慮したあるべき送電システムを、EAC 年報 2006 に示されている開発計画、JICA 調査 2006 及び EDC との協議結果を基にレビューした。その結果を図 4.5.2 に示す。

本調査の第一段階の優良サイトの絞込みでは、各候補サイトの発電所は図 4.5.2 に示す最寄りの変電所又は開閉所において送電システムと接続されるものと仮定した。また、水力開発に伴い送電システムの送電線の整備・増強工事が必要になった場合、各水力サイトの開発時期が特定できない段階での送電線建設コストの算定条件の均一化を図るため、それら整備・増強工事を必要に応じて別途実施するものとし、開発優先順位の判定の建設費に含まないこととした。

#### 4.5.3 電力輸出入のための送電線

比較的小さな電力システムにおいて大容量の電源を開発する場合問題となるのは、不足電力・余剰電力をいかに経済的に調整するかである。火力発電所は単機容量、最終設置台数、発電設備の設置工程などを調整することにより、多少発電単価が増加するにしても、需要に合わせた開発の実現が比較的容易である。しかしながら、水力開発では需要に合わせた開発には以下の困難さが考えられる。

地形・利用可能水量などによって経済的に発生可能な電力・電力量は決定され、需要に合わせた経済的な開発は困難な場合が多い。

初期投資として土木構造物、取水設備、発電所建屋、送電線などの建設が必要であり建設費の大部分を投入しなければならず、需要に合わせて調整可能な項目は取水ゲート、水圧鉄管、発電設備などの電気・機械設備であり、調整したとしてもその効果が限られたものとなる。

再生可能である水力資源の最も大きな特徴は季節変動が著しいことである。特に、雨季・乾季の降雨量の差が著しいカンボジアではこの影響が大きく、年間流入量を貯水池で均等に調整できない、即ち、十分な貯水容量を持たない発電所では、発生可能な電力、電力量に季節的な変動が生ずることは避けることができない。

以上の困難さがあり、開発規模に対する需要の比較的小さい地域では、需要の動向は水力開発促進の大きな足かせとなる。需要規模が水力発電所の総出力に比較して大きな場合でも、経済的観点から再生可能エネルギーである水を有効に活用するために、火力発電所の定期補修の豊水期での実施、豊水期の電力多消費型の工場への電気料金の値引き、などの手段をとってきた。

しかしながら、カンボジアでの水力開発には上記の困難さが少ないと判断される。即ち、隣国に非常に大きな電力市場を持つタイとベトナムが控えており、この二つの電力市場がカンボジアで開発する水力の出力変動の大きな調整弁となることが期待されるからである。また、渇水期の発電出力の低下を補填するために電力を輸入し、豊水期の余剰電力を輸出できれば、電力システムの運用に必要な予備力の低減も可能となり、経済的な電源開発のみならず、電力コストの低減効果も期待できる。

前節で説明したように現在タイから電力を輸入するための 115 kV 送電線(電力の輸入地点：Poipet)が運用開始されており、さらに、ベトナムから輸入するための 230 kV 送電線(同 Takeo)が建設中である。これらの送電線に加えて、図 4.5.1 に示すようにラオスから電力を輸入するための 115 kV 送

電線(同 Stung Treng)及びベトナムからの 115 kV 送電線(同 Krek、Kampong Cham)の建設が約束されており、更に、図 4.5.2 に示すようにベトナムから 115 kV 送電線(同 Svay Rieng)の建設が計画されている。これらの送電線は隣国から電力を輸入するために建設されるものであるが、カンボジア国内の電源開発が進むことに伴う隣国への電力輸出に利用する上で技術的に全く問題がなく、むしろ、既存施設の有効活用を図るうえからも積極的に利用すべきである。

送電線が技術的・安定的に輸送できる電力は電圧、電線サイズ、送電距離によって決定される。一般的に短距離送電線(100 km 程度以下)では電圧及び電線の電流容量で決定され、400 km 以上の長距離送電線では電圧及び電線路の持つ線路定数によって決まる。また、その中間の距離では距離に反比例して減少する。現在建設中、計画中の送電線の技術的に安定して輸送できる電力は、約 500 MW 程度である。但し、殆どの場合、電圧降下を補償するための設備の受電側での追加が必要となる。

電力輸出を目的として水力開発を行う場合でも、発電のための水力資源は本来カンボジア国民のために有効に活用されるべきであり、緊急時には電力輸出を制限してもカンボジア国内の電力の安定供給に寄与できることが絶対的に必要であり、重要である。そのため、常時は発生した電力の大部分を輸出するとしても、緊急時に発電量の全てをカンボジアの送電系統に供給できる電力輸送施設の建設が肝要となる。本調査では、全てのプロジェクトに対して、送電系統内の最寄りの変電所に接続することを想定し、全量を系統に供給することを想定しており、輸出を目的とした開発であっても評価の条件が変わらない。

しかしながら、既存の隣国との連系送電線を介して輸出電力を輸出する場合を除き、電力を輸出するための送電線路は当然当該プロジェクトの範囲の中で開発者によって建設されるべきであり、輸出電力価格は送電線路の建設費を反映したものであるべきである。なお、既存の隣国との連系送電線を介して電力を輸出する場合は、カンボジアの送電系統を使うことであり、契約単価に発電所からの電力輸送コストを反映させることは当然なことといえる。

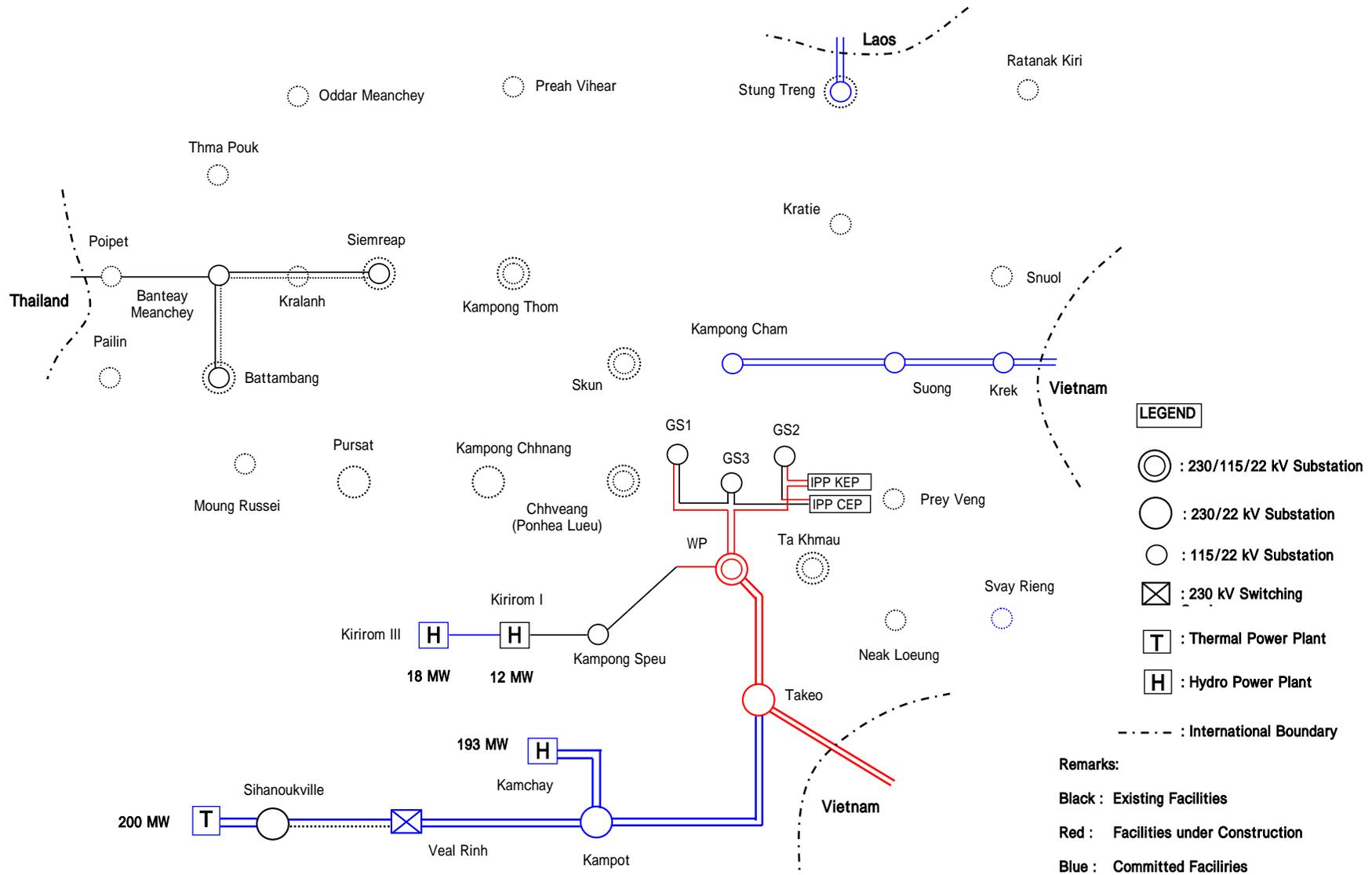


図 4.5.1 既存・建設中及び約束された送電線路図 (2010)

(Based on the Introduced Power System Development Plan in the EAC's Annual Report 2006)

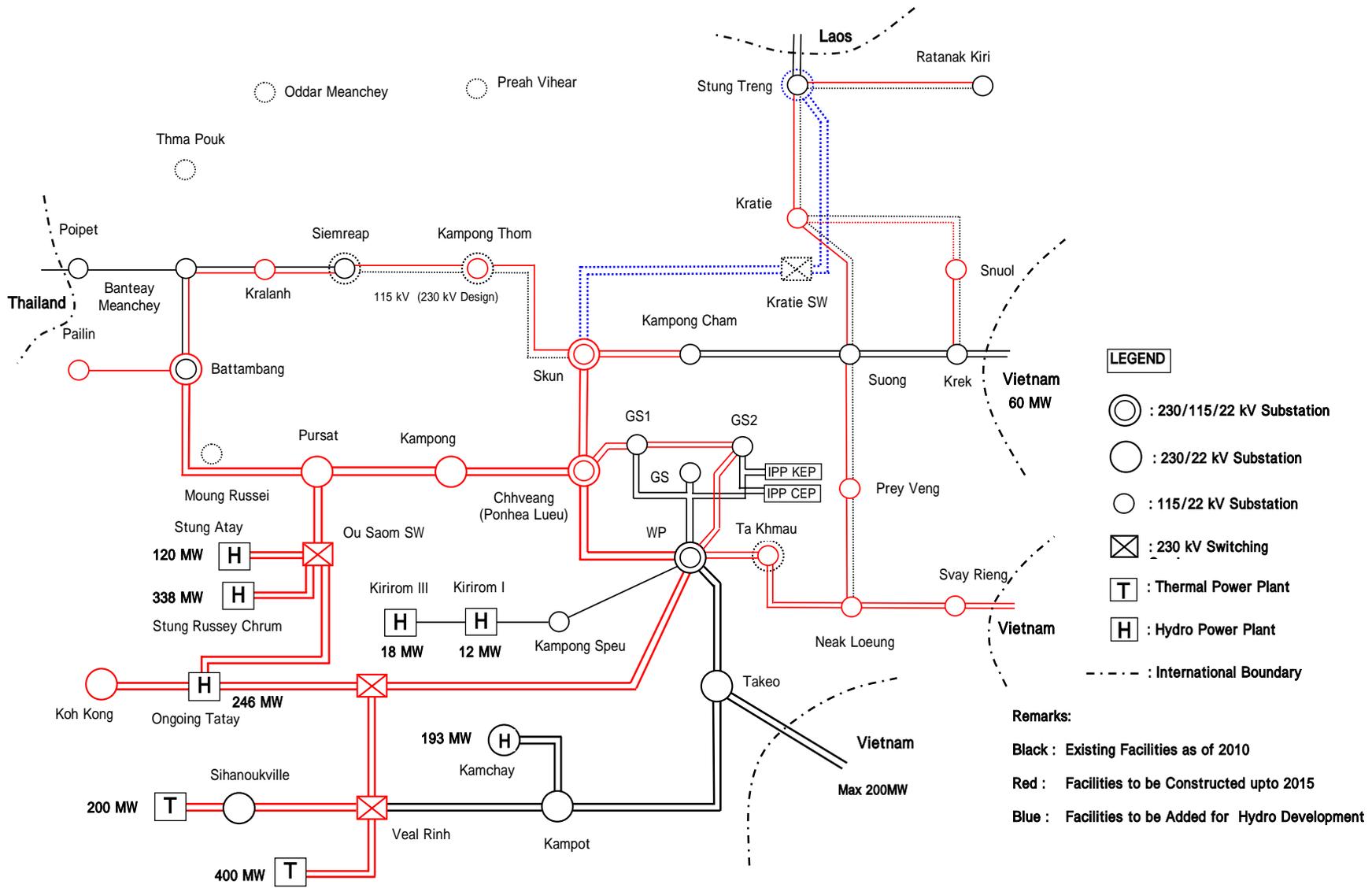


図 4.5.2 水力マスタープラン一次スクリーニングのための送電系統図  
(Based on the Power System Development Plan in the EAC's Annual Report 2006)

## 4.6 社会経済データベース

カンボジアの候補計画地における社会経済状況を理解するために、定性的分析と定量的分析を行う必要がある。計画地の概観、聞き取り調査、関連省庁や住民との議論は計画地のポテンシャルや制約を知る上で不可欠である。そこで環境省、商業省、農林水産省等との議論を通して水力開発に伴うポジティブな影響、ネガティブな影響を検討した。

聞き取り調査や議論を行いながら、Seila Program が収集した社会経済統計「農村開発データベース」をレビューした。農業統計や他の経済指標も参考とした。

本節では、社会経済データベースによってカンボジア全体の概要を掴み、また計画地に関してより詳しい分析を行う。

### 4.6.1 カンボジアの社会経済

#### (1) 州別社会状況

人口：カンボジアの人口は 2005 年現在 1388 万人に達し、増加を続けている。国家統計局は 2020 年までに 1870 万人になると予測している。

表 4.6.1 州別年間人口増加率(%)

Year	1999-2000	2004-2005	2009-2010	2014-2015	2019-2020
<b>Cambodia</b>	<b>1.79</b>	<b>1.93</b>	<b>2.06</b>	<b>2.07</b>	<b>1.93</b>
Banteay Meanchey	2.84	2.71	2.73	2.65	2.46
Battambang	1.57	1.82	2.07	2.13	2.00
Kampong Cham	1.21	1.45	1.60	1.64	1.54
Kampong Chhnang	2.13	2.31	2.52	2.60	2.50
Kampong Speu	2.05	2.16	2.31	2.32	2.15
Kampong Thom	1.80	1.90	1.97	1.96	1.80
Kampot	0.95	1.27	1.52	1.62	1.53
Kandal	1.28	1.47	1.62	1.67	1.55
Koh Kong	5.61	4.17	3.72	3.40	3.11
Kratie	2.75	2.63	2.53	2.42	2.27
Mondul Kiri	3.11	2.90	2.84	2.90	2.91
Phnom Penh	3.56	3.21	2.92	2.62	2.34
Preah Vihear	2.70	2.64	2.58	2.56	2.43
Prey Veng	0.50	0.84	1.05	1.12	1.03
Pursat	1.17	1.56	1.98	2.16	2.05
Ratanak Kiri	2.77	2.82	2.90	2.95	2.89
Siemreap	2.25	2.34	2.42	2.39	2.24
Sihanoukville	3.66	3.42	3.27	3.08	2.84
Stung Treng	2.84	2.73	2.67	2.62	2.47
Svay Rieng	0.86	1.07	1.27	1.34	1.21
Takeo	0.99	1.24	1.46	1.57	1.47
Oddar Meanchey	2.48	2.48	2.60	2.65	2.48
Kep	3.29	3.21	3.16	3.07	2.81
Pailin	6.39	3.89	3.55	3.34	3.08

出典：First Revision Populations for Cambodia 1998-2020, NIS

国境近くや工業地域、新開拓地の人口は増加傾向にある。南東部の典型的な農業地域の人口増加はむしろゆっくりである。北東州などの新開拓地や地雷撤去地域では、農村地帯からの人口流入が起こっている。

人口増加率が高い地域 (2.5% 以上)

- 国境: Banteay Meanchey, Koh Kong, Pailin, Preah Vihear
- 工業地域: Phnom Penh, Sihanoukville, Kep
- 開拓地: Mondul Kiri, Ratanak Kiri, Stung Treng, Kratie

人口増加が低い地域 (1.5% 未満)

- 農業地域: Prey Veng, Svay Rieng, Takeo

郡別人口密度レベルを図 4.6.1 に示す。Tonle Sap 湖周辺の人口密度は非常に高く、大勢の人が農業や漁業で生計を立てている。カンボジアでは動乱の時代に埋設された地雷により森林や遠隔地への移住は阻まれてきた。人口が増え、治安が回復して来るにつれ、Takeo 州や Prey Veng 州などの人口高密度地域から北東州の新開拓地への移住が見られるようになった。北東部の Stung Treng 州、Kratie 州、Ratanak Kiri 州、Mondul Kiri 州の森林は伐採され農地化が進んでいる。

**教育レベル：**農村開発データベースによると、カンボジアの 2003 年の 15 歳以上の非識字率は 17.6% であった。ジェンダーの視点から見ると、女性の非識字率は 19.5% で男性の非識字率 15.5% よりも高い。

図 4.6.2 に示したように、北部山岳地域における高い非識字率は、教育レベルが低いだけでなく、カンボジア語以外の言語を使用する少数民族が多く住んでいることが、その理由のひとつであろう。

Koh Kong 州、Kampong Speu 州および Pursat 州の一部は山に囲まれた疎外地で、教育レベルも低い。これらの地域はクメールルージュの支援を受けたポルポト派の支配地であったことから長く戦闘状態が続いていた。また、ポルポト政府は通常の教育そのものを否定していた。状況は変化して教育システムも改善しつつあるが、今も識字率が低い。

**医療へのアクセス：**保健省が管轄する州別病院およびヘルスポストの数は表 4.6.2 に示した通りである。

村長らへの聞き取り調査によると、病院施設に対する道路整備や電化は最も優先順位を高くしているとのことである。

表 4.6.2 州別病院およびヘルスポスト

Provinces	Referral Hospital	Operational District	Health Center	Health Post	Provinces	Referral Hospital	Operational District	Health Center	Health Post
Banteay Meanchey	4	4	52	-	Preah Vihear	1	1	12	4
Battambang	4	5	74	1	Prey Veng	7	7	90	1
Kg Cham	10	10	128	1	Pursat	2	2	31	4
Kg Chhnang	2	2	34	1	Ratanak Kiri	1	1	10	9
Kg Speu	3	3	50	2	Siemreap	3	3	53	3
Kg Thom	3	3	50	-	Sihanoukville	1	1	9	-
Kamptot	4	4	47	-	Stung Treng	1	1	8	-
Kandal	5	8	88	-	Svay Rieng	3	3	37	-
Koh Kong	2	2	12	3	Takeo	5	5	70	-
Kratie	2	2	22	4	Oddar Meanchey	1	1	11	1
Mondul Kiri	1	1	6	10	Kep	1	1	4	-
Phnom Penh	1	4	21	4	Pailin	1	1	3	1
					<b>Total</b>	<b>68</b>	<b>75</b>	<b>922</b>	<b>49</b>

出典: National Institute of Statistics, 2005

## (2) 郡別経済状況

調査団は農村開発データベースを検討し、屋根材、テレビセット、市場までの距離を経済指標として選んだ。カンボジアには所得データがないため、これらの指標を郡別の経済状況を知るために利用した。また、自動車保有率も同様に検討した。

**施設および資産：**草葺き屋根（ニッパ椰子が主流）は生活状況の改善度を示すひとつの指標である。椰子屋根に住む貧困世帯が多い郡は薄い色で示されている（図 4.6.3）。

テレビセットは世帯の富裕度を測るだけでなく、重要な基礎インフラである電化率を測る指標としても利用できる。電化には二つの地域がある。ひとつは EDC や REE が発電所から配電線を通して消費者に届けるオングリッド地域で、もう一つは民間の充電業者がディーゼル発電機を使って消費者の電池を充電するオフグリッド地域である。電化計画は上記のような経済状況の相乗効果を配慮した上で策定されるべきである（図 4.6.4）。

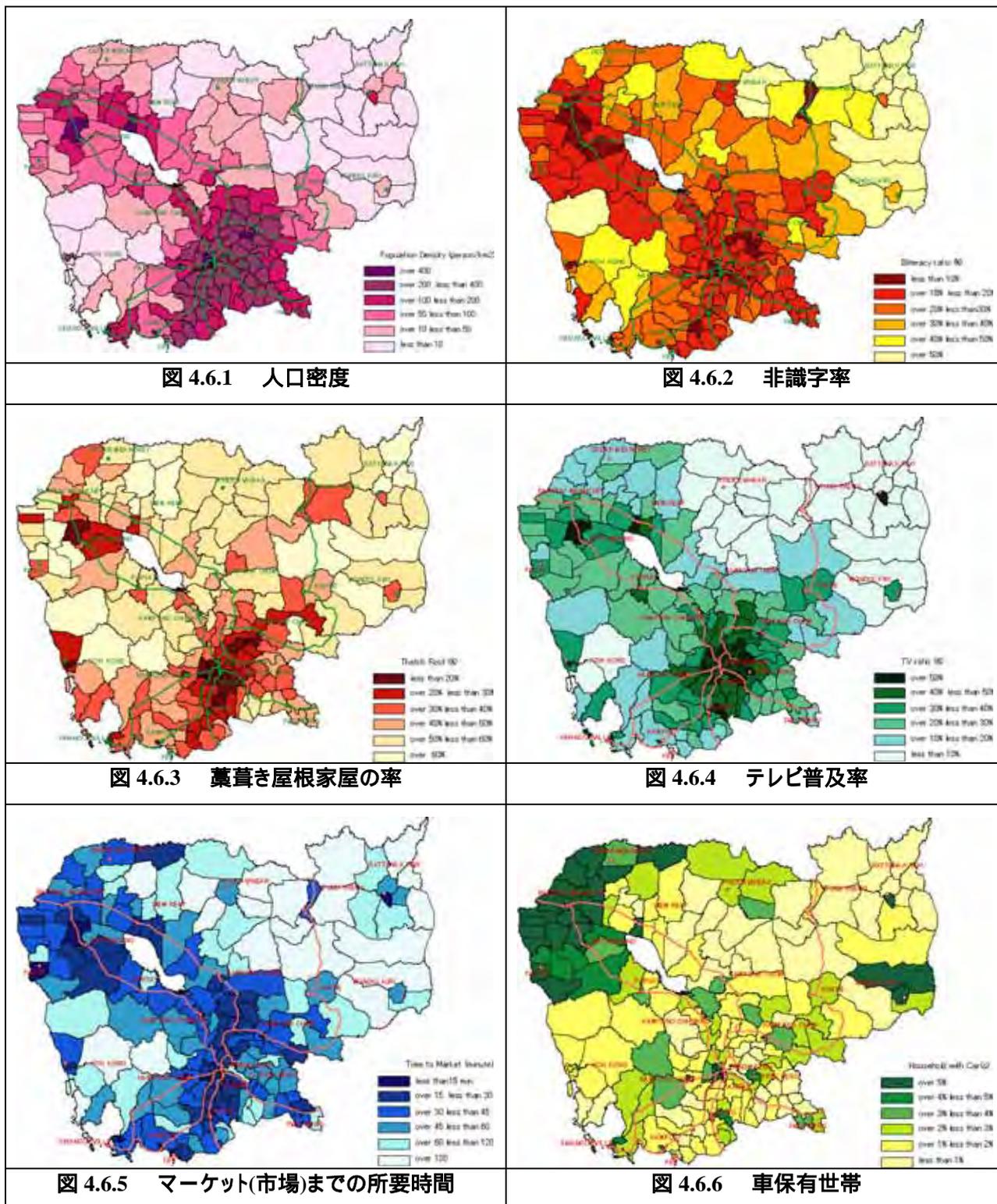
**バイク・車両と市場へのアクセス：**市場へのアクセスの難易度は地域生活における公平性や機会均等を推し量るための指標のひとつである（図 4.6.5 参照）。州都を抱える郡やその周辺の郡は市場にアクセスしやすい。しかし、Preah Vihear 州、Stung Treng 州、Mondul Kiri 州、Ratanak Kiri 州のようなくつかの州都は商業取引の中心として十分に発展しておらず、市場へのアクセス道路も管理が行き届いていない。

Oddar Meanchey 州の Anlong Veeng 郡は人口密度、教育、生活レベルにおいて低発展地域である。しかしながら、彼らは国境を越えて商品を購入し取引する機会に恵まれている。Oddar Meanchey 州の国境を越える外国人の数は 2004 年には 67,843 人に達しており、つまり、大勢のカンボジア人も国境を越えていると推定できる。隣国タイのスリン県とシーサケット県はそれぞれ人口 1,327,901 人と 1,405,500 を抱える大きなマーケットである。Oddar Meanchey 州の商取引は急速に発展している。

ハブとしての機能が将来期待されるのは Pursat 州である。州都 Pursat は国道 5 号線の丁度中間に位置し、人々が休憩する場所となる。農産物の余剰もあり、仮に灌漑施設が整備されれば更に発展するはずである。また、タイ国境までの道が整備されれば、バンコックに近い沿海工業団地へのアクセスにも有利となる。

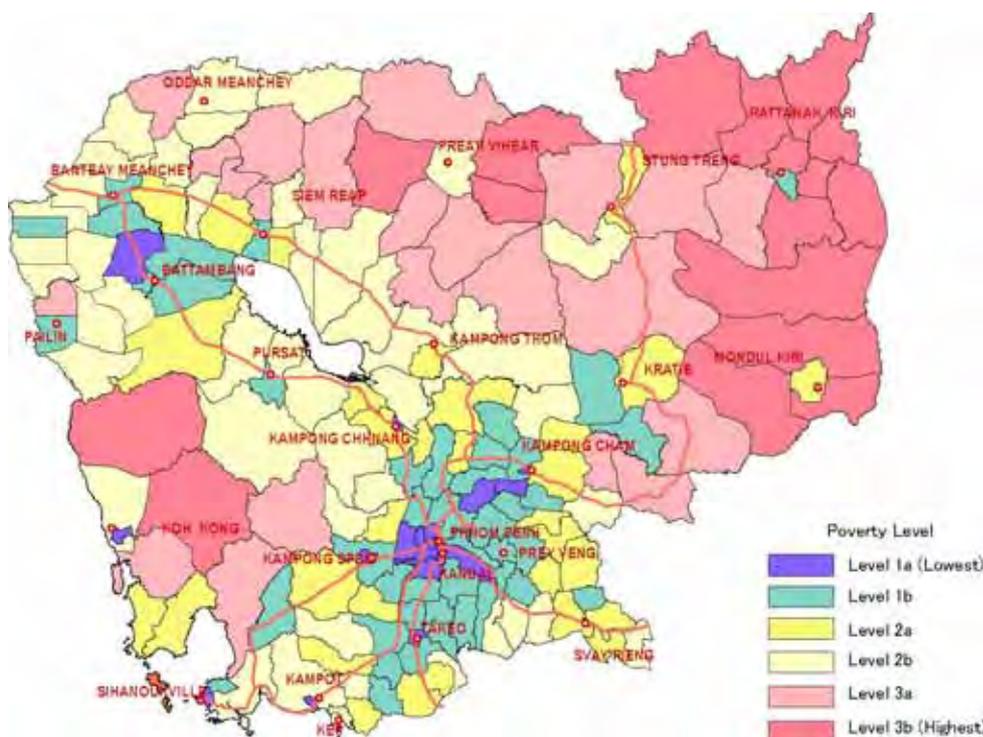
バイクを持つ世帯の割合について言えば、屋根材の状況やテレビ保有と相関関係が認められる。全国の 24.4% に当たる 603,837 世帯がバイクを保有しており、その保有率は生活が向上するにつれて増加している。一方、車両を持っている世帯は 3.4% で 83,175 世帯である。その分布の特色は図 4.6.6 で明らかなように、生活水準だけでなく、地理的要因も関係している。

プノンペンの車両保有率が高いのは疑いなく、10% 以上の世帯が車両を持っている。しかし、Banteay Meanchey 州と Oddar Meanchey 州のような貧困地域で 5% 以上の世帯が車両を保有していることは予想外であった。人々は車両を国境取引で活用していると思われる。ベトナム国境の取引では、人々はむしろボートを利用している（図 4.6.6）。



出典: Rural Development Database, Seila Program, 2003 より調査団作成

**貧困レベル:** 2006年の世界銀行レポートによると、カンボジアの貧困率は年々1%程度ずつ改善し、1993/94年の45-50%から2003年には35%となった。所得データがないため、非識字率、屋根材、テレビセット保有率をそれぞれ教育レベル、生活水準、資産の指標として総合的に貧困レベルを検討した。図 4.6.7 は、先に示した2003年の農村開発データベースを元に調査団が分析した郡別貧困レベルである。



出典: Rural Development Database, Seila Program, 2003 より調査団作成

図 4.6.7 貧困レベル

(3) 文化と歴史

民族：カンボジア政府観光局によると、カンボジアではクメール人が 90%を占め、ベトナム系 5%、中国系 1%、その他とある。また、表 4.6.3 のように、統計局が公表している少数民族は 1.2%である。

表 4.6.3 少数民族の人口

No	Province	Total Population	Total Minorities	Ratio (%)	No	Province	Total Population	Total Minorities	Ratio (%)
1	Banteay Meanchey	678,882	114	0.0	13	Preah Vihear	150,220	177	0.1
2	Battambang	971,894	264	0.0	14	Prey Veng	1,013,086	583	0.1
3	Kg Cham	1,655,349	547	0.0	15	Pursat	455,793	267	0.1
4	Kg Chhnang	531,516	0	0.0	16	Ratanak Kiri	100,248	79,657	79.5
5	Kg Speu	676,821	96	0.0	17	Siemreap	755,404	103	0.0
6	Kg Thom	606,918	209	0.0	18	Sihanoukville	186,762	66	0.0
7	Kampot	596,199	148	0.0	19	Stung Treng	89,923	115	0.1
8	Kandal	1,203,134	250	0.0	20	Svay Rieng	513,616	0	0.0
9	Koh Kong	118,495	0	0.0	21	Takeo	880,405	148	0.0
10	Kratie	328,885	48,238	14.7	22	Oddar Meanchey	130,491	206	0.2
11	Mondul Kiri	37,048	16,744	45.2	23	Kep	58,166	0	0.0
12	Phnom Penh	1,043,669	646	0.1	24	Pailin	41,247	0	0.0
						Total	12,824,171	148,578	1.2

出典: Cambodia Inter-census Population Survey 2004, National Institute of Statistics, Ministry of Planning

The Cambodian Social Economic Survey (CSES 2004)によると、少数民族は Kampong Cham の農村やその周辺に暮らしている。少数民族 Khmer Loeu, Chunchiet や高山地域に住むその他山岳民族は、主に北東州に住み、多くの水力開発ポテンシャルは彼らの居住区に位置している。Ratanak Kiri 州では人口の約 80%が少数民族であり、Mondul Kiri が 45.2%、Kratie が 14.7%である。その他の州では、少

少数民族の人口は 0.2%以下であり、今も特定の地域に集中的に居住しており、分散が進んでいないことが明らかである。図 4.6.8 は University of Texas at Austin が公表しているカンボジア少数民族の分布図で、1970 年代にフランス統治下で作られたものである<sup>2</sup>。



出典：[http://www.lib.utexas.edu/maps/middle\\_east\\_and\\_asia/cambodia\\_ethnic\\_1972.jpg](http://www.lib.utexas.edu/maps/middle_east_and_asia/cambodia_ethnic_1972.jpg)

図 4.6.8 少数民族の分布

**遺跡および文化施設：**シムリアップはアンコール世界遺産で有名である。このような世界遺産の他にも、カンボジアには多くの遺跡が点在している。村に建立されている寺院や仏塔などの宗教施設は住民の畏敬を集めている。遠隔地の村では多くの住民が精霊宗教を信じ、古からの習慣を守っている。彼らは自然の恵みに感謝し、自然から学び、自然に祈りを捧げる。水力開発計画地の宗教建造物や神仏象徴の分布は地図上に示されていないが、これらは住民の立場で注意深く調査されなくてはならない。

#### (4) 経済面

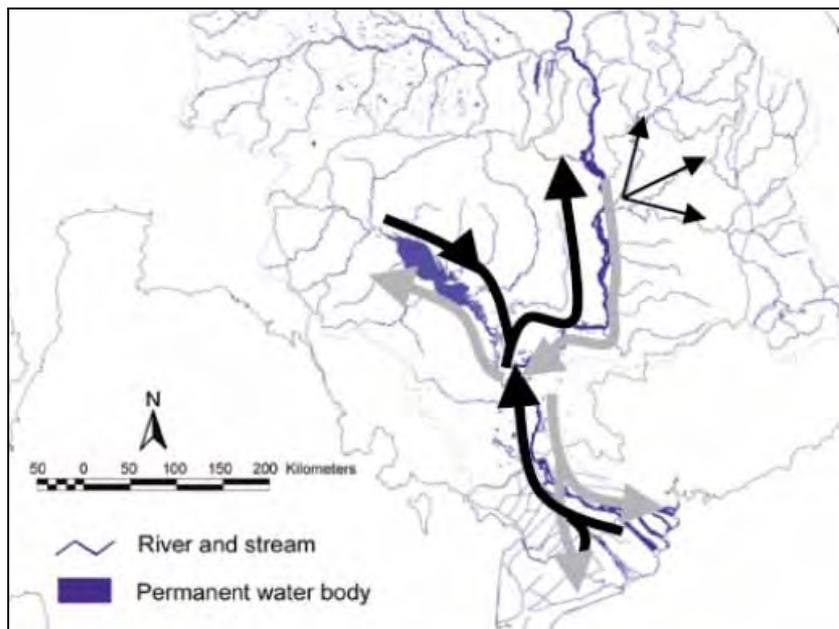
2006 年に、GDP 年間成長率は 7.7%を記録し、一人あたり GDP は 361 ドルとなった。サービスセクターが GDP の 37.9%を占め、カンボジア経済を牽引している。工業セクターは GDP の 29.2%で最も高い 16.1%の成長率を記録した。農業セクターは GDP の 32.9%を占めて現在でもカンボジア経済の重要な役割を果たしているが、成長は安定していない。

**農業：**図 4.6.9 は 2004 年の州別籾自給率を示したものである。米はカンボジアの主要作物であるが、水力ポテンシャルは籾不足地域にある。つまり、同地域では灌漑などの水管理が未熟で、水田が少

<sup>2</sup> 言語圏として、Austroasiatic, Malayo-Polynesian, Thai がある。

1. Khmer:クメール人
2. Khmer Loeu:クメール人ではないが民族背景など不明点が多い。1960 年代に高地民族を Khmer Loeu (Highland Khmer) と称してカンボジア人としての同化を図った。
3. Vietnamese:メコン川沿いに移住したベトナム民族
4. Cham:ベトナムで栄えたチャンパ王国の末裔。多くがイスラム教徒。川沿いに住む
5. Mountain Cham:ベトナムで栄えたチャンパ王国の末裔。多くがイスラム教徒。山に住む
6. Lao:ラオ族





出典: MRC<sup>5</sup>

図 4.6.10 メコン河下流地域の代表的な回遊魚の動き

川イルカ (*Orcaella brevirostris*) は、以前はメコン河下流部に多く生息していたが、現在は 60～100 頭となっている。主な理由はクメールルージュの民主カンブチア時代に大量に殺したためとの報告がある(Beasley et. al., 2003)<sup>6</sup>。カンボジアではラオス国境と Kratie の間でよく観察される。氾濫が起こる期間は Se San や Se Kong などのメコン河支流に回遊魚を追いかけて入り込むとの報告もある(MRC, 2004)。

WWF が 2007 年 3 月に発表した「危機にある世界の 10 河川」は、人々の生活にとって重要な漁業は軽視できないが、この豊富な資源は将来においても利用出来るような管理がされていない、と指摘している。メコン河における不適切な漁業活動、漁業権、魚介類の持続的な再生産量を超える高い消費量は漁場を壊滅的なレベルに導きつつある。地域の水産資源を持続的に管理できる漁獲量に基づいて漁業権を再設定することにより、過剰漁業活動によって獲りすぎの危機にある状況を回避する必要がある。また、水産需要がメコン地域の自然生産量を超えることが根本的原因であり、狩猟時代からの漁業方法が限界に達している。稚魚の放流、養殖など栽培型の漁業を推進することが必要とされている。保護、漁業習慣の修復、水産手法の革新という流れを作ることが不可欠である。

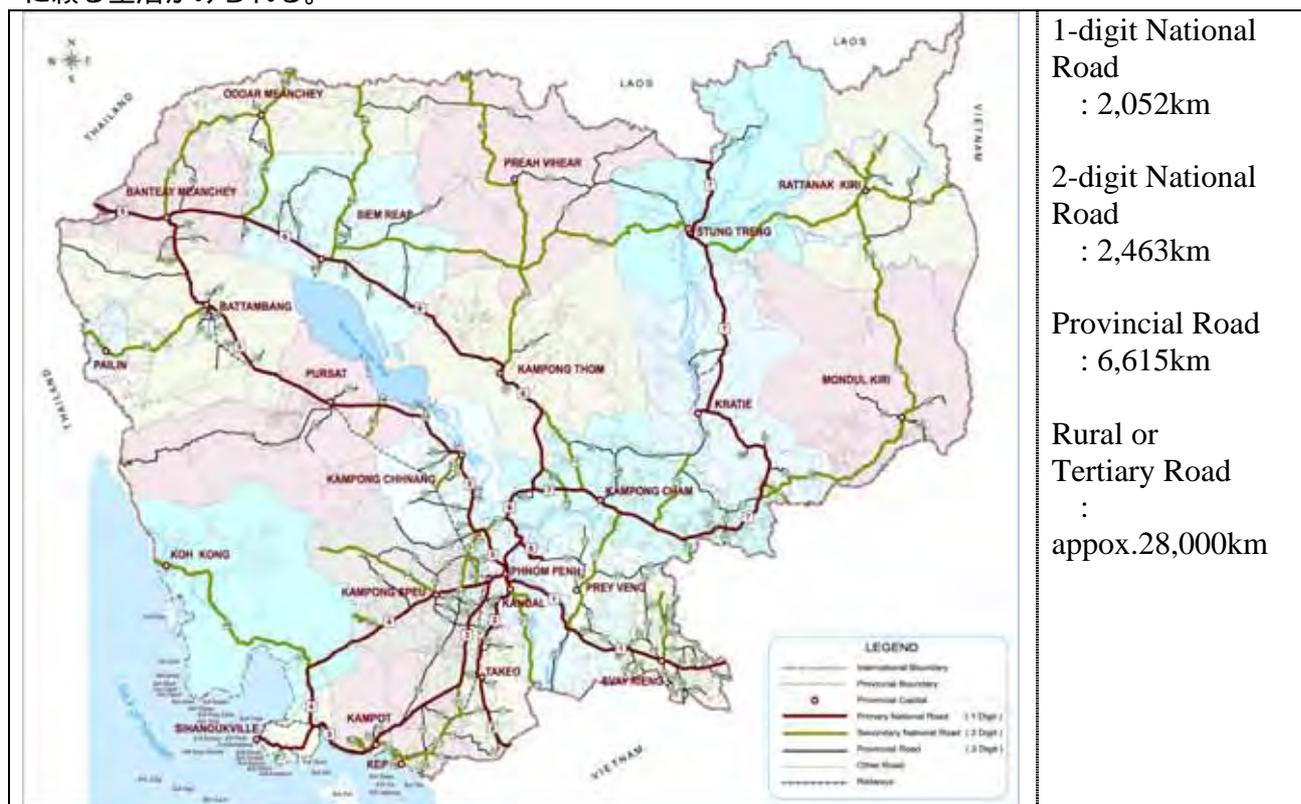
包括的な運営管理システムは不可欠であり、構築されるべきである。そうでなければ、漁業の持続的な発展は実現できない。回遊ルート上のダム建設は、回遊魚の活動や内陸漁業に何らかの影響を及ぼすと考えられる。

**交通：**カンボジアの道路交通は年々改善されている。しかし、農道や地方道路は今も舗装されておらず、雨季における道路の信頼性は低い。河川交通は特に農村地域で重要な役割を持っている。三分の一以上の人口が通年利用可能な道路から 10 キロ以上離れた場所に住んでおり、多くが今でも水路に頼っている(MRC: 2003)。北東部、南西部の多くの水力開発ポテンシャル地域においても、水路

<sup>5</sup> MRC 2002. “Fish migrations of the Lower Mekong River Basin: implications for development, planning and environmental management, MRC Technical Paper No.8, 33p 34p

<sup>6</sup> Beas;eu.O., S. Phay, K Sean and S. Yim. 2003 Mekong Dolphin Conservation Project: Status Report, July 2003. Cambodia. 30p

に頼る生活がみられる。



1-digit National Road : 2,052km  
 2-digit National Road : 2,463km  
 Provincial Road : 6,615km  
 Rural or Tertiary Road : approx.28,000km

出典： The Study on the Road Network Development in the Kingdom of Cambodia, 2006

図 4.6.11 カンボジアの道路ネットワーク

乗客や貨物の輸送量は、表 4.6.4 に示すように道路が一番多い。

表 4.6.4 交通手段別の乗客と貨物の移動量

Mode of Transport	Person-km/year (million)	Ton-km/year (million)
Roadway	146.8 (65%)	274.0 (69%)
Railway	45.0 (20%)	41.0 (10%)
Inland Waterway	35.0 (15%)	80.0 (20%)
Total	226.8 (100%)	395.0 (100%)

出典： The Study on the Road Network Development in the Kingdom of Cambodia, 2006

#### 4.6.2 プロジェクト計画地の社会経済環境レビュー

##### (1) 地域住民の概要

JICA 調査団の GIS 地図の縮尺は 1:100,000 であるために、各プロジェクトの計画はまだマスタープランレベルに留まる。現段階で水没地域内に位置する家屋数や居住人口を正確に特定することは難しいが、計画地周辺に暮らす地域住民の生活水準や経済活動に関する概略は農村開発データベースによって掴むことができる。以下は、貯水池住民及び周辺住民の生活を農村開発データベースの数値から概観したものである。

**貯水池内の住民：**29 計画地のうち 10 計画地に住民がいる。表 4.6.5 は貯水池に位置する村の数と世帯数、人口である。Stung Sen 計画では 3,157 世帯が計画貯水池内に居住しており、合意形成や費用などの移転プロセスの視点から見れば、計画実施には相当な困難が予想される。

参考までに、男女の非識字率を同時に表示した。Se Kong 計画地と Se San III 計画地は少数民族が暮らす地域で、カンボジア語以外の言語を話すため非識字率が比較的高い。更に、電化状況と非識字率の相関関係も認められている。夜の照明が人々の読書や子供の勉強に貢献して電化が進むにつれて非識字率が下がるということである。（カンボジアでは非識字率と電化のひとつの指標であるテレビ普及率との相関係数は-0.697である）

表 4.6.5 貯水池計画地域の住民

Project Number	Project Name	Number of Villages	Num. of Family	Female	Male	Population	Female Illiteracy (15<)	Male Illiteracy (15<)	Illiteracy ratio
2	Prek Chhlong II	2	308	825	793	1618	31.8%	21.9%	26.9%
3	Prek Ter III	1	103	562	489	1051	9.1%	9.4%	9.2%
7	Lower Sre Pok II + Lower Se San II	13	1479	3685	3301	6986	29.9%	27.7%	28.9%
10	Se Kong	5	503	1256	1113	2369	45.1%	41.2%	43.3%
11	Lower Se San III	24	1349	3192	3277	6469	47.5%	45.2%	46.3%
15	Lower Sre Pok III	7	726	1891	1896	3787	42.8%	31.4%	37.1%
17	Stung Chhay Areng	7	277	597	564	1161	37.9%	31.0%	34.5%
20	Stung Metoek II	3	168	358	377	735	25.7%	27.6%	26.7%
26	Stung Sen	31	3157	7962	7561	15523	25.4%	15.7%	20.7%
28	Stung Battambang I	8	871	2044	2140	4184	19.2%	18.9%	19.0%
	Whole Cambodia								

出典：Rural Development Database, Seila Program, 2003 より調査団作成

**半径 40km 以内の住民：**周辺地域へのポジティブな影響とネガティブな影響を推測するために、発電所計画地点から半径 40km 以内の住民の生活を村落データベースでレビューした（表 4.6.6 参照<sup>7</sup>）。これらの村落は計画が実現できた場合に、開発された水力発電所から 20 kV 配電線を延伸し、技術的に電化が可能となる地域である。基本的に、より多くの地域村落が電化可能となる水力開発計画の方が高く評価できる（より詳細は 4.7.4 節の(1)項参照）。

<sup>7</sup> ある集落が複数の計画サイトから半径 40 km 以内に位置する場合には、それぞれの計画で電化可能な村落・世帯数として重複して計上している。

表 4.6.6 半径 40 km 以内の住民

Project Number	Project Name	Number of Villages	Num. of Family	Female	Male	Population	Female Illiteracy (15<)	Male Illiteracy (15<)	Illiteracy ratio
2	Prek Chhlong II	79	13,895	35,614	34,432	70,046	27.9%	22.5%	25.2%
3	Prek Ter III	123	27,302	70,877	68,496	139,373	13.0%	10.8%	11.9%
4	Prek Ter II	42	6,485	17,541	16,759	34,300	25.6%	22.9%	24.3%
5	Sre Pok IV	13	1,464	3,740	3,712	7,452	35.3%	27.6%	31.4%
6	Prek Por I	35	3,566	8,015	7,964	15,979	30.8%	23.9%	27.3%
7	Lower Sre Pok II + Lower Se San II	57	10,189	27,369	26,228	53,597	13.4%	11.3%	12.4%
10	Se Kong	63	7,605	20,765	19,458	40,223	24.6%	22.7%	23.7%
11	Lower Se San III	127	12,572	31,307	31,342	62,649	38.5%	30.3%	34.4%
12	Prek Liang I	30	1,776	4,325	4,318	8,643	51.2%	45.3%	48.2%
13	Prek Liang IA	56	3,828	9,599	9,447	19,046	52.0%	45.1%	48.6%
14	Prek Liang II	7	413	948	941	1,889	43.9%	44.1%	44.0%
15	Lower Sre Pok III	111	13,271	33,068	32,737	65,805	34.7%	26.8%	30.8%
16	Middle St. Russey Chrum	30	8,251	21,244	22,089	43,333	12.8%	7.6%	10.2%
17	Stung Chhay Areng	33	2,857	6,402	6,481	12,883	34.4%	20.8%	27.6%
18	Stung Tatay	21	1,654	3,397	3,525	6,922	26.6%	18.5%	22.5%
19	Stung Metoek I	32	2,515	5,954	6,047	12,001	14.3%	11.4%	12.8%
20	Stung Metoek II	13	688	1,542	1,558	3,100	22.4%	19.7%	21.1%
21	Stung Metoek III	6	1,172	2,244	2,371	4,615	21.3%	12.7%	16.9%
22	Stung Kep II	40	9,620	24,489	25,345	49,834	13.6%	8.3%	10.9%
23	Upper St. Russey Chrum	14	653	1,411	1,440	2,851	31.8%	25.8%	28.8%
24	Stung Pursat I	69	13,201	34,534	33,600	68,134	15.5%	12.9%	14.2%
25	Stung Pursat II	126	23,305	62,622	59,165	121,787	11.3%	9.5%	10.4%
26	Stung Sen	153	17,661	43,870	42,206	86,076	21.8%	17.4%	19.6%
27	Stung Battambang II	69	7,347	17,454	17,832	35,286	16.8%	14.3%	15.6%
28	Stung Battambang I	297	47,420	118,798	117,201	235,999	10.6%	8.8%	9.7%
29	Bokor Plateau	183	49,988	134,637	126,274	260,911	15.5%	12.4%	14.0%
	29 Projects Total/ Mean	1,750	288,698	741,766	720,968	1,462,734	25.4%	20.5%	22.9%
	Cambodia Total/ Mean	12,847	2,471,834	6,455,835	6,047,566	12,503,401	12.8%	9.9%	11.4%

出典: Rural Development Database, Seila Program, 2003 より調査団作成

また、周辺住民の生活はダム建設による自然環境の変化に影響を受ける。表 4.6.7 は農業および漁業活動を推測するための指標で、例えば、農産物を育てるために灌漑を使っているか、肥料や農薬を使っているかどうかを示している。

#27-28 Stung Battambang, #24-25 Stung Pursat, #29 Bokor Plateau など西部地域の計画地は肥料と農薬を使用しており、近代農業を既に導入したビジネスをはじめている。彼らは単位収量を改善し品質を向上しようとしている。これらの農地はむしろ単一作物を生産し、特化した作物のプランテーション化が進んでいる。このような成熟した農業環境にある場合、水管理や電化はビジネス改善に貢献できる。

牛や豚などの畜産は村落の生活を推察するのに役立つ。北東部の少数民族はほとんどが家畜を育てており、自給自足のための循環型農業を実践している。彼らは農業にも肥料や農薬をほとんど使用しない。

漁業に関して言えば、農村住民の多くが商業目的あるいは自家消費のために何らかの形で漁業に携わっている。山岳地域の女性は家族の食糧のために小川に出かけ、石を積み、籠を使って小魚を獲る。

手漕ぎボートとモーターボートの指標は、川への依存度を示している。ボートの保有率によって川沿いでの生活依存度や川の規模を推測でき、人と川の暮らしを想像させる。Se Kong 計画地周辺では、50%もの住民がボートを保有しており、彼らの生活が川に依存していることを示している。

表 4.6.7 農業および漁業にかかる指標

Pro. Num.	Project Name	Agriculture				Livestock husbandry		Fisheries	
		Irrigation	Fertilizer	Pesticide	Price of Paddy	Cow	Pig	Row Boat	Motor Boat
2	Prek Chhlong II	4.6%	5.1%	5.7%	346.9	63.1%	47.7%	3.9%	1.2%
3	Prek Ter III	9.6%	15.1%	19.7%	396.9	58.0%	49.3%	14.2%	4.0%
4	Prek Ter II	2.0%	2.9%	3.9%	400.0	81.9%	65.8%	5.5%	0.1%
5	Sre Pok IV	0.0%	1.2%	0.5%	260.0	79.8%	64.8%	6.6%	4.2%
6	Prek Por I	0.0%	3.1%	5.3%	351.3	28.5%	35.8%	0.0%	1.0%
7	Lower Sre Pok II + Lower Se San II	0.5%	3.2%	6.6%	328.4	49.5%	39.2%	28.9%	13.5%
10	Se Kong	0.7%	3.7%	8.1%	339.9	66.5%	54.3%	34.4%	17.9%
11	Lower Se San III	0.4%	1.3%	11.0%	348.3	33.7%	48.7%	5.5%	3.6%
12	Prek Liang I	0.0%	0.0%	0.3%	425.0	29.8%	60.2%	9.3%	5.1%
13	Prek Liang IA	0.2%	0.0%	2.4%	366.7	42.4%	59.6%	7.7%	6.2%
14	Prek Liang II	0.0%	0.0%	0.0%	471.4	23.2%	63.7%	12.3%	7.0%
15	Lower Sre Pok III	0.7%	1.7%	5.2%	330.4	40.8%	45.2%	3.5%	1.7%
16	Middle St. Russey Chrum	0.0%	2.1%	2.1%	176.7	3.2%	4.3%	1.8%	9.7%
17	Stung Chhay Areng	0.2%	25.0%	17.9%	353.9	40.7%	33.4%	11.2%	2.8%
18	Stung Tatay	0.4%	3.9%	6.3%	441.3	9.3%	12.0%	22.6%	11.3%
19	Stung Metoek I	0.8%	3.7%	8.5%	254.5	33.4%	52.5%	0.2%	0.0%
20	Stung Metoek II	0.0%	0.9%	1.0%	92.3	30.4%	35.3%	0.1%	0.0%
21	Stung Metoek III	0.0%	4.3%	4.9%	0.0	6.4%	10.1%	1.5%	5.5%
22	Stung Kep II	0.1%	2.3%	2.5%	259.8	2.3%	5.4%	4.0%	16.4%
23	Upper St. Russey Chrum	0.0%	1.1%	2.0%	273.3	21.3%	10.9%	4.0%	0.3%
24	Stung Pursat I	1.8%	45.7%	13.5%	252.9	67.9%	45.3%	0.9%	2.0%
25	Stung Pursat II	3.8%	54.6%	9.2%	344.3	75.3%	59.5%	1.4%	1.2%
26	Stung Sen	4.4%	10.5%	9.1%	332.2	78.1%	64.8%	11.6%	1.2%
27	Stung Battambang II	0.4%	5.7%	11.9%	299.3	27.7%	37.9%	0.3%	0.8%
28	Stung Battambang I	4.4%	35.6%	21.4%	318.3	41.3%	17.9%	0.7%	0.8%
29	Bokor Plateau	15.1%	56.3%	23.0%	370.1	52.8%	54.4%	6.1%	4.9%
	29 Projects Mean	25.4%	25.4%	25.4%	312.9	25.4%	25.4%	25.4%	25.4%
	Cambodia Mean	15.6%	59.5%	31.9%	385.8	58.4%	54.7%	8.0%	n.a.

出典: Rural Development Database, Seila Program, 2003 より調査団作成

市場や情報へのアクセスは産業の熟度を測る上で重要な指標である。道路ネットワークや電気などの基礎インフラを既に享受している人々は、水力計画による開発インパクトをすぐに受け入れると考えられる。彼らは電化によるポジティブ・インパクトを受ける準備ができており、発電計画は地域経済を活性化するだろう。

一方で、遠隔地に暮らし、テレビがなく近代的な交通手段を持たない人々は開発計画によるカルチャーショックを受けると予想される。彼らの生活形態を調査し、また彼らがどのような生活を望んでいるかを聞く必要がある。文化と文明の認識について、政府や施主が注意深く対処すべきである。そうしなければ、住民との衝突が深刻化する。

土地を巡る摩擦はカンボジアの致命的な問題である。ポルポト政権下では、人々は強制移住によって土地を追われた。故郷を離れて共同農場で働くことを強要されていた。ベトナム政府の支援を受けたヘンサムリン政権がカンボジアの主導権を握ってからは、人々は戦火を避けて移動した。ヘンサムリン政権下で単位収量と家族数で土地を割り当てられた地域もあった。動乱の時代には大量の地雷が埋められ、このことも土地所有問題を更に複雑化している。また、最近では、高利貸しやマイクロファイナンスの借金の担保とした土地を追われる農民が出ていることも問題となっている。人口が増えるにつれて家族に相続・分配できる耕作地が少なくなり、心配の種になっている。森林に入って農地開拓を行う人々も現れた。カンボジアでは開発地域への投機がブームとなり土地価格が高騰している。土地問題は多様な問題を含み、解決が難しい。カンボジアでは裁判制度が確立できていないため、このような摩擦は更に汚職や詐欺など別の問題をも引き起こしている。

表 4.6.8 近代文明に関する指標

Project Number	Project Name	Household having TV	Household having Motorbike	Household having CAR	KM_RO AD (km)	Minuets to Road	Minuets to Markets	Land Complain
2	Prek Chhlong II	13.1%	22.4%	1.2%	9	48	87	1.0%
3	Prek Ter III	28.1%	25.4%	2.2%	5	30	68	1.1%
4	Prek Ter II	16.7%	14.4%	1.0%	13	76	134	1.1%
5	Sre Pok IV	2.9%	14.4%	0.8%	95	517	529	1.0%
6	Prek Por I	7.7%	31.5%	4.2%	9	46	83	1.4%
7	Lower Sre Pok II + Lower Se San II	2.6%	7.4%	0.5%	7	45	82	0.6%
10	Se Kong	2.8%	7.0%	0.6%	30	161	211	0.7%
11	Lower Se San III	6.3%	14.9%	0.6%	4	22	70	0.7%
12	Prek Liang I	0.9%	4.7%	0.0%	9	39	147	0.5%
13	Prek Liang IA	1.4%	9.1%	0.1%	8	33	121	0.6%
14	Prek Liang II	0.2%	0.7%	0.0%	7	23	156	0.2%
15	Lower Sre Pok III	6.2%	19.6%	1.1%	18	95	130	0.9%
16	Middle St. Russey Chrum	29.9%	13.8%	1.5%	8	33	51	0.8%
17	Stung Chhay Areng	7.8%	9.6%	1.1%	16	81	140	1.0%
18	Stung Tatay	6.7%	7.7%	1.6%	24	124	142	0.4%
19	Stung Metoek I	19.2%	32.5%	8.9%	2	15	53	2.0%
20	Stung Metoek II	12.4%	26.5%	4.1%	1	4	84	0.1%
21	Stung Metoek III	13.1%	18.5%	2.0%	1	7	142	0.1%
22	Stung Kep II	27.3%	12.0%	1.4%	6	24	60	0.7%
23	Upper St. Russey Chrum	5.5%	10.9%	1.1%	37	168	206	0.6%
24	Stung Pursat I	18.4%	8.0%	1.6%	7	36	64	1.7%
25	Stung Pursat II	20.4%	11.3%	1.9%	2	10	46	1.5%
26	Stung Sen	5.5%	10.6%	0.7%	22	72	134	0.7%
27	Stung Battambang II	19.2%	26.6%	8.1%	5	28	64	4.8%
28	Stung Battambang I	26.0%	21.5%	5.4%	2	13	38	2.3%
29	Bokor Plateau	19.4%	18.4%	2.0%	1	8	45	1.2%
	29 Projects Mean	12.3%	15.4%	2.1%	13	68	119	1.1%
	Cambodia Mean	31.7%	19.3%	2.4%	5	20	49	1.2%

出典: Rural Development Database, Seila Program, 2003 より調査団作成

(2) 計画地における社会経済の初期評価

以上に述べたような検討事項を踏まえ、社会経済状況は表 4.6.9 のように評価された。重要点は以下の通りである。

移転に絡む評価と電化のポテンシャルは世帯数と人口をもって尺度とした（図 4.6.2 非識字率、図 4.6.4 テレビ普及率、表 4.6.5 貯水池計画地域の住民、表 4.6.6 半径 40km 以内の住民を参照）。移転予定地の少数民族数については確かな数値がないが、資料を基に評価した（表 4.6.3、図 4.6.8 参照）。

有名な史跡や文化遺産は資料で調べることが可能だが、村に伝わる精霊宗教の祠などについては掲載されていない。現時点での評価は一般的な情報を元にしたものである。

農業、漁業、商業、工業のポテンシャルは一般的な情報と先に示した統計資料をもとに評価した。地理的要因も配慮に入れた（図 4.6.9、図 4.6.10、図 4.6.11、表 4.6.7、表 4.6.8 参照）。

表 4.6.9 社会経済インパクトの初期評価

		Number of households for re-settlement	Potential number of households for electrification	Minorities maintaining traditional style of life	Historical remains and cultural heritages	Potential of irrigated agriculture	Potential of fishery	Potential of commerce and industry
2	Prek Chhlong II	C	B	B	A	B	D	B
3	Prek Ter III	B	A	B	A	A	C	B
4	Prek Ter II	A	C	A	A	B	D	C
5	Sre Pok IV	A	E	C	A	C	D	C
6	Prek Por I	A	D	C	A	C	C	A
7	Lower Sre Pok II + Lower Se San II	E	B	E	B	C	E	C
10	Se Kong	D	C	E	B	D	E	C
11	Lower Se San III	E	B	E	C	C	C	C
12	Prek Liang I	A	E	D	A	C	D	D
13	Prek Liang IA	A	D	D	B	C	D	C
14	Prek Liang II	A	E	D	A	D	D	D
15	Lower Sre Pok III	D	B	D	A	B	C	A
16	Middle St. Russey Chrum	A	C	A	A	A	B	A
17	Stung Chhay Areng	C	D	B	A	B	B	B
18	Stung Tatay	A	E	B	A	A	B	A
19	Stung Metoek I	A	D	A	A	B	D	A
20	Stung Metoek II	B	E	A	A	A	C	A
21	Stung Metoek III	A	E	A	A	B	B	A
22	Stung Kep II	A	C	A	B	A	B	A
23	Upper St. Russey Chrum	A	E	A	A	D	D	A
24	Stung Pursat I	A	B	A	B	B	C	B
25	Stung Pursat II	A	A	A	B	A	C	A
26	Stung Sen	E	B	C	E	D	C	C
27	Stung Battambang II	A	C	B	D	A	C	B
28	Stung Battambang I	D	A	B	D	C	B	B
29	Bokor Plateau	A	A	A	A	B	C	A

注： A=優、B=良、C=中庸、D=不良、E=最低  
出典：調査団

## 4.7 GIS データベース

### 4.7.1 デジタル GIS 地図範囲の収集

プロジェクトの必要性に焦点をあてつつ、必要な地理空間のデジタル GIS データを既存の情報源から収集し、カンボジア国プノンペン市の鉱工業エネルギー省水力発電局にあるプロジェクト用サーバの GIS データベースにアーカイブ保管した。現在までに、収集したデータセットのリストを表 4.7.1 に示す。

表 4.7.1 プロジェクト GIS データベースにアーカイブ保管された GIS データのリスト

S.No.	Name of Coverage	Description	Source
1	cont_lin	Contour Line of Cambodia; 20 meter interval supplemented with 10 and 5 m.	MOPWT
2	lu_topo	Land Use/Land Cover of Cambodia	MOPWT
3	District_HQ.shp	Location of District Capital in Cambodia	MOPWT
4	Province2_HQ.shp	Location of Province Capital in Cambodia	MOPWT
5	khet50.shp	Province Boundary	MOPWT
6	srok50_poly.shp	District Boundary	MOPWT
7	REE.shp	Command Area of REE	JICA Study Team
8	Seila2003.shp	Location of Village Center and related socioeconomic data	SEILA, Cambodia
9	geology	Geological coverage	MOPWT
10	dn_lin & dn_pol	River network coverage	MOPWT
11	Landmine & UXO	Landmine & UXO data of various types	CMAA

出典：調査団 CMAA: Cambodian Mine Action and Victim Assistance Authority

必要に応じて、利用可能な情報源から多くのデータを追加することが可能である。

### 4.7.2 新しい地理空間データの作成

#### (1) 水文観測所・気象観測所の位置

X-Y 座標のテキストデータから、下記の地理空間データセットを作成した。これらのデータは全国の 1) 気象観測所位置図と 2) 水文観測所位置図を作成するために使用した。

気象観測所の位置

GIS データベース内の GIS 範囲の名称: metro\_st.shp

水文観測所の位置

GIS データベース内の GIS 範囲の名称: hydro\_st.shp

これらは、固有の ID と十進経緯度数付きの、観測所の位置を特定する点データである。

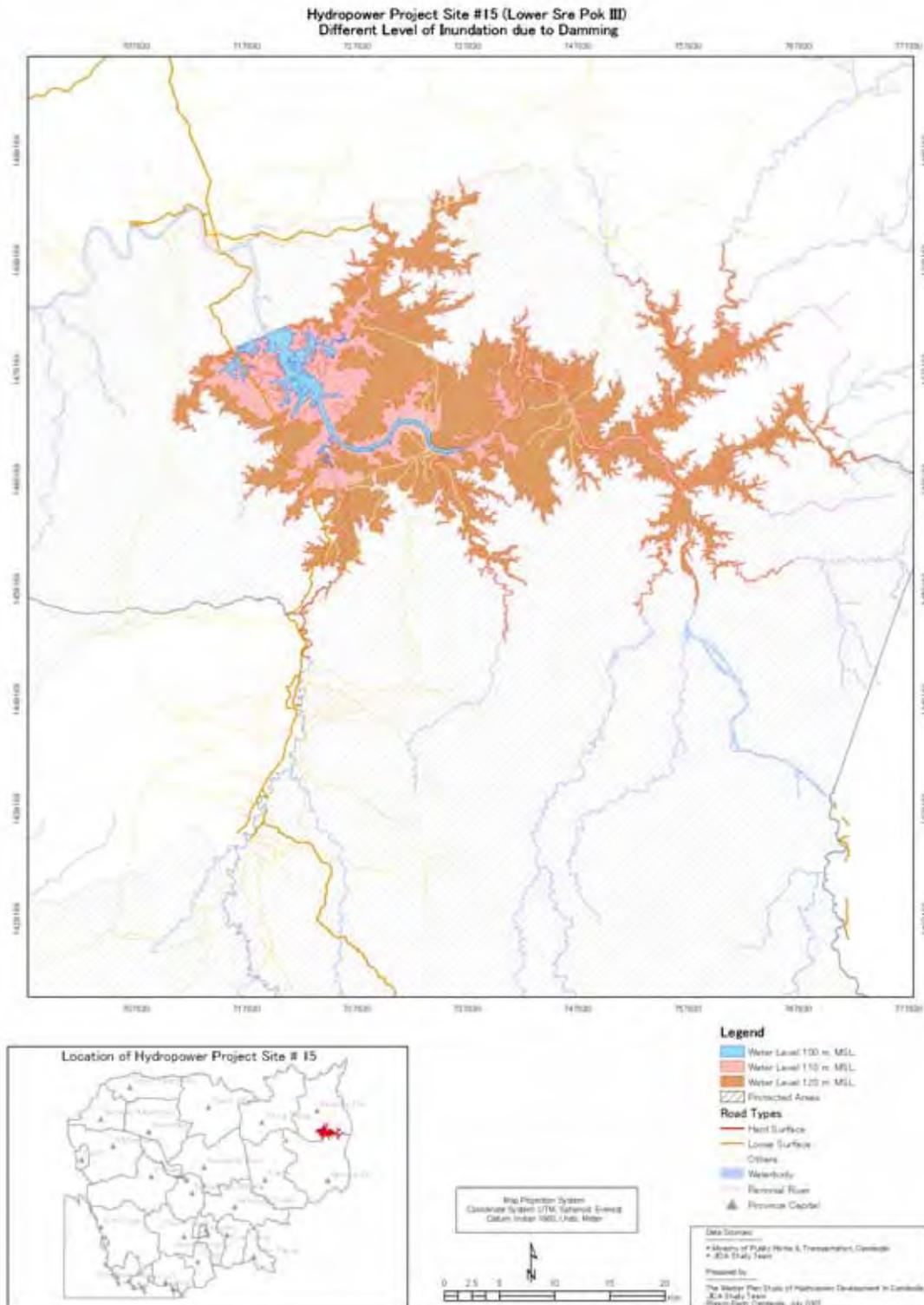
#### (2) ダム建設による水没計画地域の範囲

水力発電所候補地における、ダム建設による水没予定地域と貯水池の容量を推定するために、水没予定地域図を作成する必要がある。そのために、既存の等高線範囲（10mと 5m（ほんのわずか）の間曲線で補完された 20m間隔）とカンボジアの河川網範囲を使用して、水力計画地点を特定した後、想定される水没予定地域における種々の標高（海拔基準からのメートル単位での高度）の等高線を描き出した。作成された GIS 範囲には、1) 水没計画地域の外側境界線、2) 海拔基準からのメー

トル単位を基準とした様々な水没予定地域の高度が含まれる。水力発電所候補地と、水力計画により水没予定地域となる可能性がある区域の境界線を図 4.7.1 に示す。水没予定地域の異なる標高の例を図 4.7.2 に示す。

GIS データベース内に、水力計画による水没予定地域用に別個のフォルダが作成されている。フォルダの構造は、1)水力発電プロジェクト候補地ごとに 1 つのフォルダがあり、2) この各候補地フォルダ内に、水没計画地域レベル（メートル単位での高度）に貯水池の外側境界線を加えた個別のフォルダが作成されている。





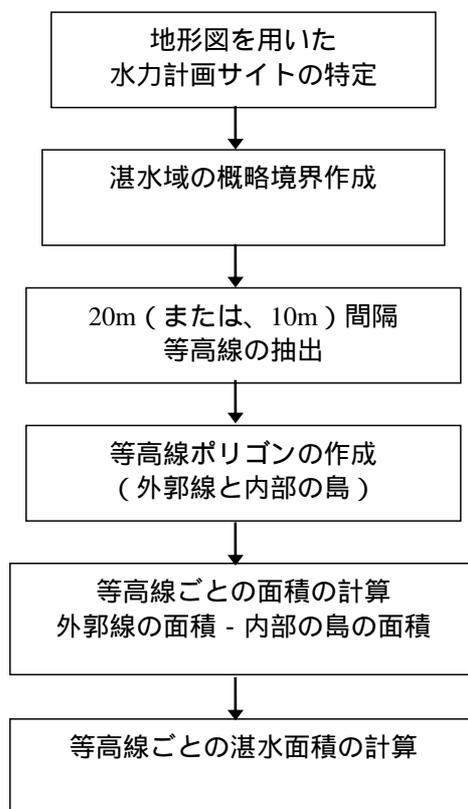
出典: 調査団

図 4.7.2 ダム建設による水没計画地域の例

### 4.7.3 ダム建設による水没計画地域の計算法

水力発電プロジェクト候補地について上流の貯水池地域を特定するために、GIS を使用しての平易かつ包括的手法が導き出された。流れ図（図 4.7.3）はこの計算の各段階を示している。

プロセスは 4.7.2 節にて触れた多角的水没計画地域図を作成することから始まる。このデータを使用して水没計画地域を計算した。結果を表 4.7.2 に要約する。



出典：調査団

図 4.7.3 水没計画地域計算の流れ

表 4.7.2 ダム建設による水没計画地域計算の要約

Project Number	Project Name	Minimum Elevation (m. MSL)	Maximum Elevation (m. MSL)	Total Inundation Area (ha)
2	Prek Chhlong II	50	60	5,811.99
3	Prek Ter III	40	60	17,879.01
4	Prek Ter II	70	80	10,154.57
5	Sre Pok IV	130	140	5,261.81
6	Prek Por I	540	560	1,151.26
7&8	Lower Sre Pok II + Lower Se San II	50	75	35,513.56
10	Se Kong	50	60	11,710.62
11	Lower Se San III	100	120	46,068.05
12	Prek Liang I	300	340	715.39
13	Prek Liang IA	160	220	275.81
14	Prek Liang II	480	520	1,415.82
15	Lower Sre Pok III	100	120	70,978.09
16	Middle St. Russey Chrum	360	400	2,258.87
17	Stung Chhay Areng	140	210	13,510.04
18	Stung Tatay	360	420	4,706.26
19	Stung Metoek I	300	400	460.23
20	Stung Metoek II	180	240	2,021.68
21	Stung Metoek III	100	140	1,120.13
22	Stung Kep II	40	200	754.59
23	Upper St. Russey Chrum	700	800	445.28
24	Stung Pursat I	180	200	10,154.26
25	Stung Pursat II	40	60	2,474.68
26	Stung Sen	30	50	93,940.10
27	Stung Battambang II	460	560	1,431.34
28	Stung Battambang I	40	80	13,229.91
29	Bokor Plateau	860	945	193.50

出典：調査団

#### 4.7.4 水力発電プロジェクト候補地に関する社会経済・自然環境データの抽出

多くのインフラ整備活動は社会経済的便益をもたらすだけでなく、社会や周囲の環境にある程度の悪影響ももたらすことは周知の事実である。従って、インフラ整備プロジェクトによってもたらされる可能性がある全ての悪影響と環境被害を評価し、最小限に抑える手段を見つけることが肝要である。

水力発電開発プロジェクトは必要性の高いエネルギーを提供するが、社会と周囲の環境への悪影響の心配がないわけではない。恩恵と関連悪影響を評価するために、以下に記載されている、社会経済環境や自然環境に関する多くの基本データが抽出された。これらのデータは、適当な緩和計画と戦略を立案するために有益である。

##### (1) 水力発電所候補地から 40 km 内の村落

図 4.7.4 は各水力発電所候補地から空中半径方向距離 40 km 内の村落中心部（任意村落中心部を使用した村落の点位置）の空間分布を示している。一部の発電所はダム直下流に位置しており（ダム式水力計画）、一部はダムから少し離れた下流に位置している（水路により、下流河川上の落差を水路で開発利用するため、ダム - 水路式計画）。各計画の発電所候補地点から半径 40 km の円内の総

村落数および各村落の総世帯数と総人口を社会経済分析用に抽出した。一部の村落は複数の水力発電プロジェクトの影響範囲（半径 40 km の円）内に存在する場合には、重複してそれぞれのプロジェクトに計上されていることに注意されなければならない。

## (2) 貯水池内に水没する村落

特定の水力発電プロジェクトを対象として水没する村落があるかどうかを確認するために、村落中心の位置データ（SEILA 村落データベースにより作成）と貯水池の外側境界線（貯水池を表す）との位置関係を調べた。各水力発電プロジェクトの貯水池に水没する村落数とそれによって影響を受ける世帯数を抽出した。その空間分布を図 4.7.5 に示す。この場合にも注意すべきことは、判断基準は村落中心であり、多くの世帯が貯水池の影響を全く受けない可能性もあることで、現地での検証が必要である。

## (3) 貯水池内の土地利用 / 土地被覆カテゴリとその区域

図 4.7.6 は貯水池候補地の現在の土地利用 / 土地被覆の分布を示している。土地利用 / 土地被覆カテゴリの分布を見ると、大部分の貯水池には農地がなく、ほとんどすべての貯水池がかなりの割合の森林地帯を水没させることが分かる。

農地水没分については農地以外の土地カテゴリ（森林を含む）で補完するほうが容易であるという見解があるかもしれない。しかし、農地は地元住民の社会経済的価値や文化的価値と関係しているので、農地以外で補完するのは難しいだろう。この意味で、候補にあがっている水力発電プロジェクトの大部分は、社会的影響がほとんどないか、軽減可能な範囲にあると考えられる。ただし、一部のプロジェクト番号 11 や 26 のような特に水没農地面積が大きいプロジェクトはその限りではない。

## (4) 貯水池に水没する保護区の比率

図 4.7.7 はハッチングを使用し、保護区として公告されている地域内の貯水池の空間的範囲を示している。通常、野生生物保護区 / 保護地域は山岳地帯にあり、大部分の分水界が存在する場所でもあるので水力発電用地の可能性がある。従って、水力発電プロジェクト候補地の大部分は、保護区内にかなりの割合の貯水池の区域を有していることは明らかである。環境保護主義者や保護区の保護に積極的に関わっている人々の観点からすると、この事実はマイナスの評価につながるかもしれない。しかし、見方を変えれば、保護区にかかる貯水池の面積の割合を考慮することも大切である。さらに、動物にとって貯水池は特に乾季には重要な水源となり得るので、必ずしもマイナス面のみでないことに留意が必要と考える。

水力発電プロジェクトから得られる主な便益は電力の供給であり、周辺の集落や村落、産業がそうした電力を使用できるようになる。その一方、主な社会的悪影響や環境上の悪影響は、貯水池によってもたらされる。貯水池は主に 2 つの課題を抱える。1) 上流の陸地を水没させること、2) 下流河川の流況を変えることである。

上記の社会経済および周囲の自然環境に対する悪影響を緩和するために、総合的な計画を提案することが考えられる。緩和案を以下に示すが、必ずしもこれらに限定されるものではない。

- **森林地帯への置換：** LL2 計画のように貯水池が保護区内に位置しない場合、問題の地区で見られる全植物相を可能な限り包含し、近隣地区を同等の森林地帯に変える。灌木地、草地、不

毛地などの土地利用 / 土地被覆カテゴリーは、こうした森林への置換地として選定することが出来る。さらに、新しく作られる森林や周辺地域における動物相の保全計画も必要だろう。

- **下流の流況**：現在の下流の流況を維持できる、あるいは最小限の影響ですむ貯水池運用方法を検討する。下流影響の大きなものは発電放流量の急変による流況の変化である。その対策は、逆調整池<sup>8</sup>の建設、早期放流警報システムの設置である。これらは、FS 段階でそのニーズを調査し、DD 段階で計画・設計することで対応可能である。
- **動物の移動**：動物、特に魚類の現在の移動（回遊）に与える影響を軽減する方策を検討
- **流域管理**：当該流域内に居住する人々の社会経済活動の持続に寄与し、同時に流域の土砂生産量を抑制するための流域の統合管理
- **貯水池の利用**：周辺の地域社会のために貯水池を利用する計画。これには 1) 価値の高い在来魚種と種間雑種魚の養殖、2) レクリエーション活動、3) 観光などが含まれる。

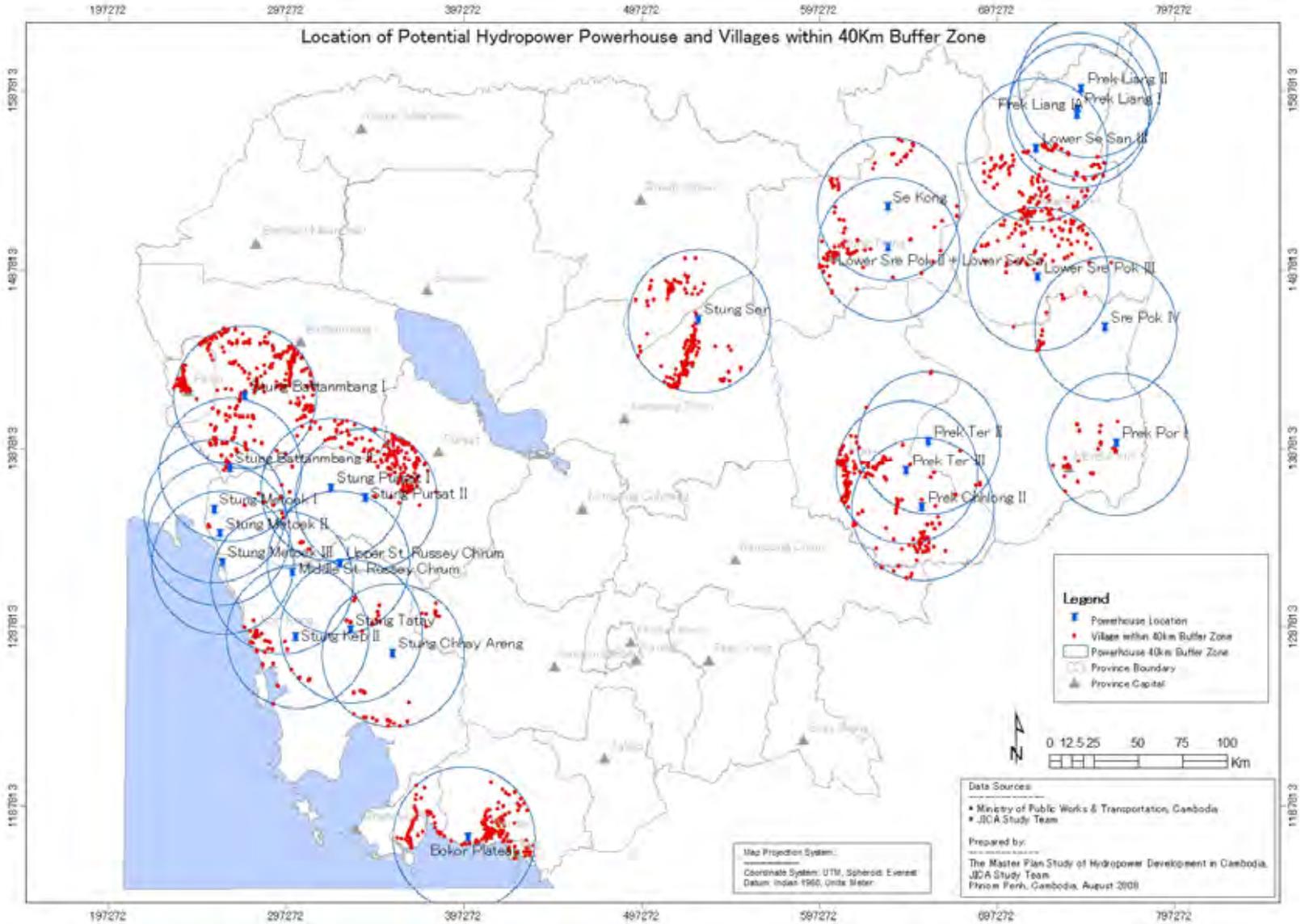
---

<sup>8</sup> 水力発電所の放流量は、運転開始時には急増し、運転中はほぼ一定だが、運転停止時にはゼロとなる。1日に数時間のピーク負荷時間帯しか運転しないようなピーク発電所の場合には、運転停止時間中は下流に対する放流がなくなる。このような場合に、発電所の下流側に逆調整池と呼ばれる小型貯水池を建設して、変動する発電所放流量をいったんこの逆調整池内に貯留し、24時間かけて平均化して下流に放流することにより、下流の安定した流況を維持しようとするもの。

表 4.7.3 水力発電の貯水池候補地に関する現在の土地利用 / 土地被覆カテゴリー概要

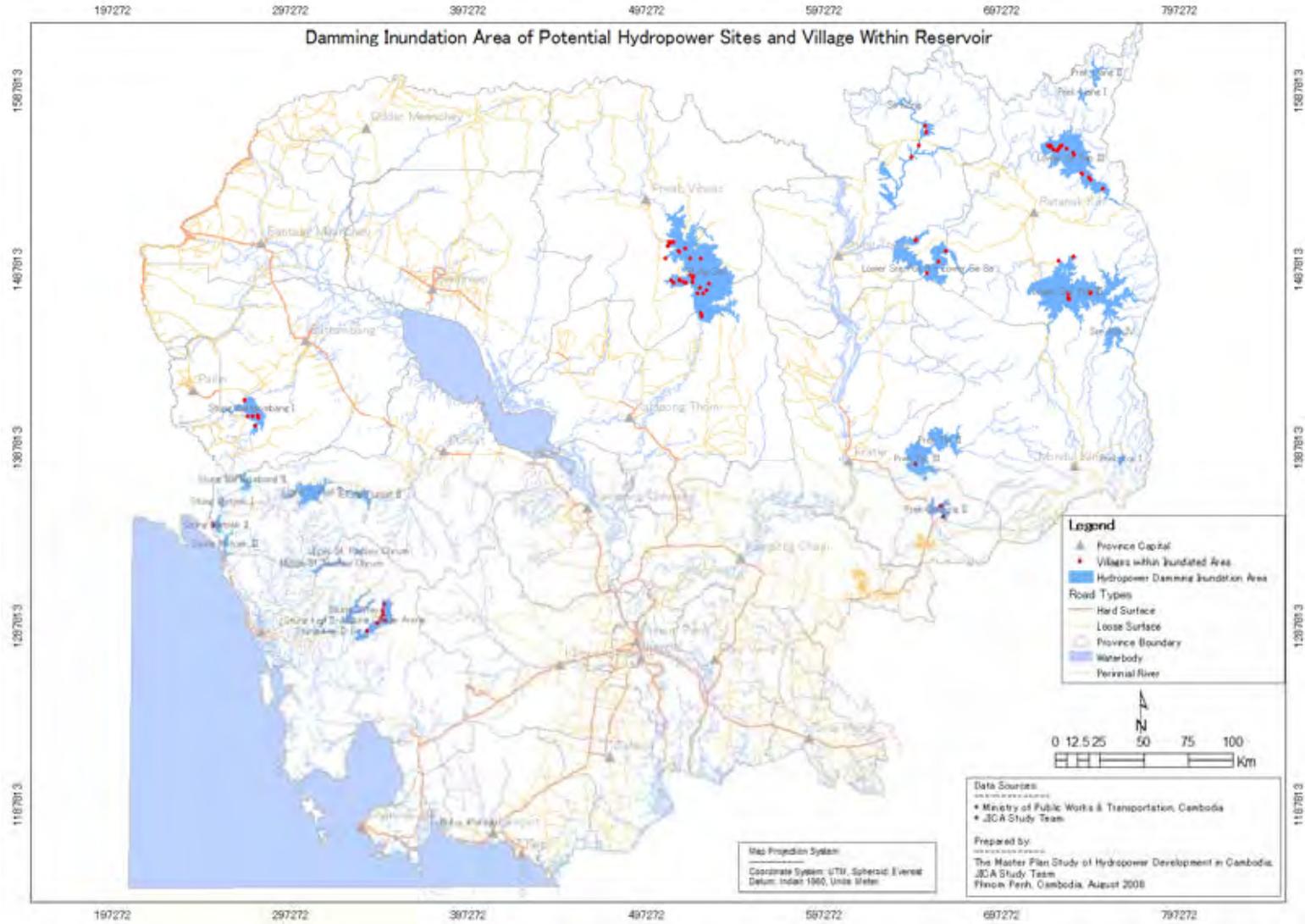
Project Number	Project Name	Total Area (ha)	Area (ha) Distribution in Different Land Use/Land Cover Categories			% of Area Under Agriculture	% of Area Under Forest
			Agriculture	Forest	Others		
2	Prek Chhlong II	5811.99	668.49	4829.83	313.67	12	83
3	Prek Ter III	17879.01	854.58	15796.46	1227.96	5	88
4	Prek Ter II	10154.57	49.30	8631.10	1474.17	0	85
5	Sre Pok IV	5261.81		4658.97	602.84	0	89
6	Prek Por I	1151.26	6.48	1129.58	15.21	1	98
7&8	Lower Sre Pok II + Lower Se San II	35513.56	1347.20	30794.18	3372.19	4	87
10	Se Kong	11710.62	536.39	6723.65	4450.58	5	57
11	Lower Se San III	46068.05	12935.69	12682.87	20449.49	28	28
12	Prek Liang I	715.39	0.00	685.04	30.35	0	96
14	Prek Liang II	1415.82	0.00	1017.40	398.42	0	72
15	Lower Sre Pok III	70978.09	1784.80	64169.45	5023.84	3	90
16	Middle St. Russey Chrum	2258.87	8.52	2116.95	133.39	0	94
17	Stung Chhay Areng	13510.04	1059.31	10620.46	1830.27	8	79
18	Stung Tatay	4706.26	121.65	3958.41	626.20	3	84
19	Stung Metoek I	460.23	0.00	295.80	164.43	0	64
20	Stung Metoek II	2021.68	723.65	1129.66	168.37	36	56
21	Stung Metoek III	1120.13	0.00	669.84	450.29	0	60
22	Stung Kep II	754.59	0.00	625.94	128.66	0	83
23	Upper St. Russey Chrum	445.28	0.00	445.28	0.00	0	100
24	Stung Pursat I	10154.26	0.00	10154.26	0.00	0	100
25	Stung Pursat II	2474.68	2.56	2407.75	64.38	0	97
26	Stung Sen	93940.10	7715.51	81972.05	4252.55	8	87
27	Stung Battambang II	1431.34	0.00	1351.61	79.72	0	94
28	Stung Battambang I	13229.91	1020.04	11144.46	1065.41	8	84
29	Bokor Plateau	193.50	0.00	110.79	82.72	0	57

Note: Being Located in Rural Areas, the Settlements (sparsely populated areas) are mapped under Agriculture due to Mapping Scale  
 出典：調査団



出典：調査団

図 4.7.4 水力発電プロジェクトの発電所候補地の位置と半径 40 km 以内の村落



出典：調査団

図 4.7.5 水力発電プロジェクトの貯水池候補地と係る村落

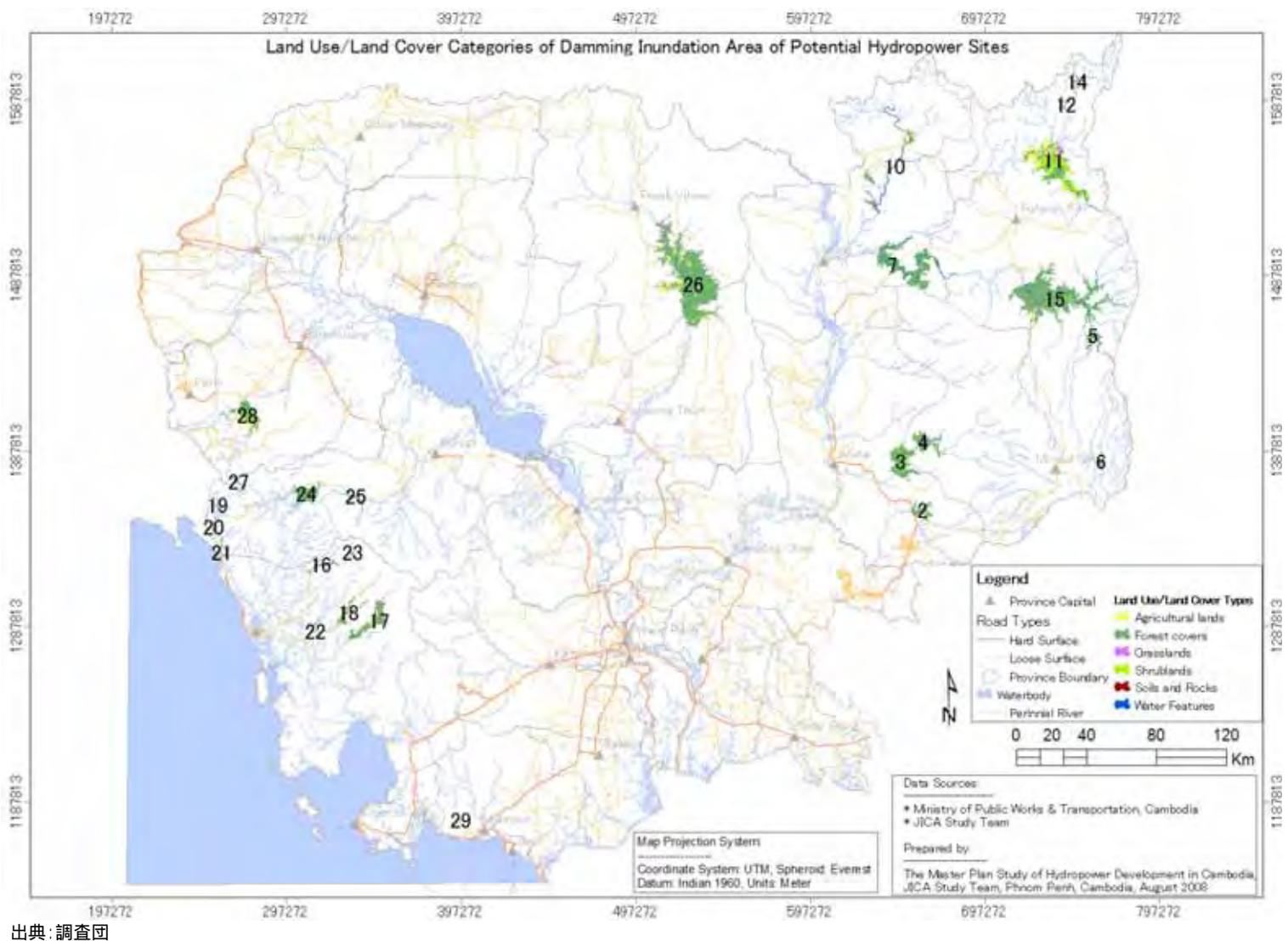
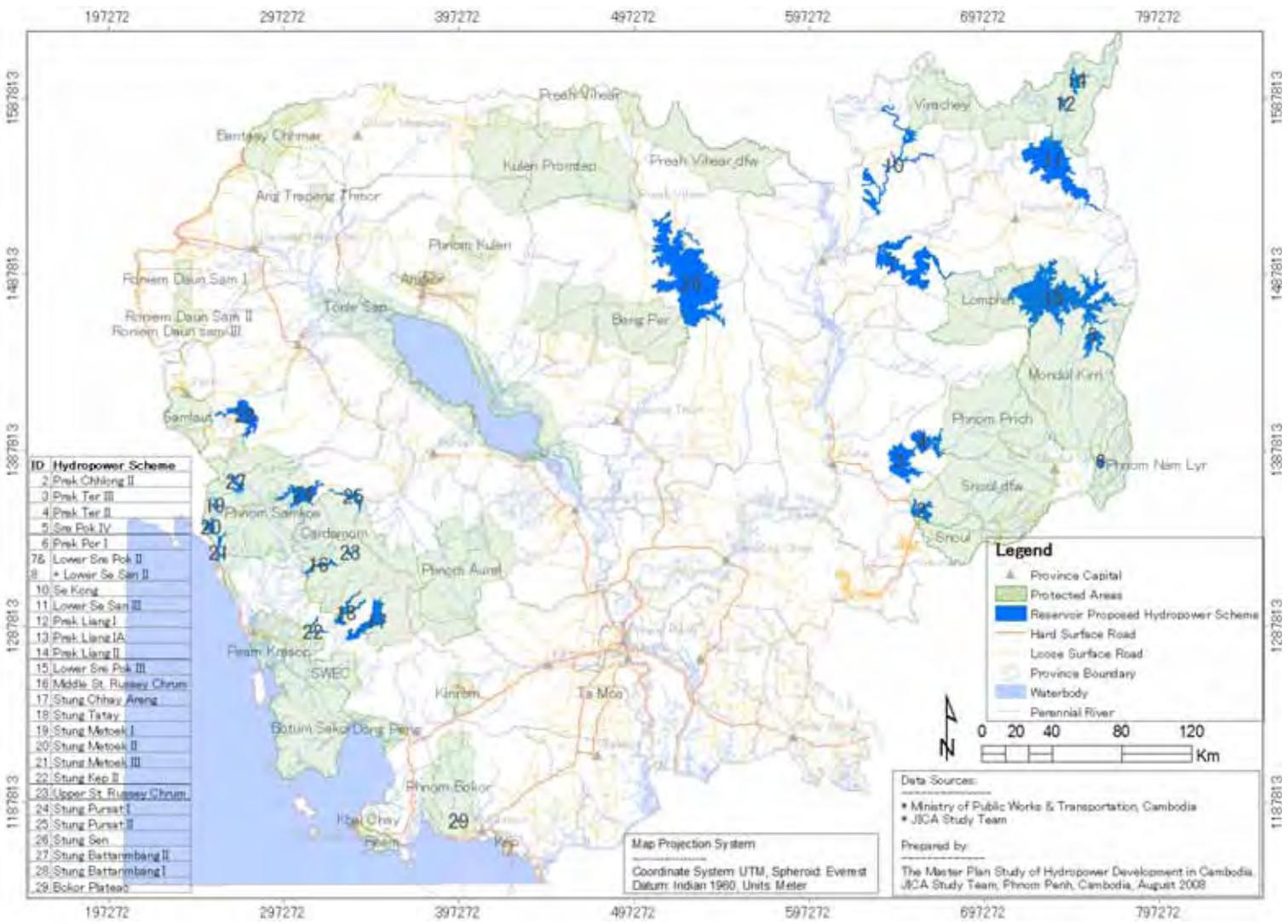


図 4.7.6 水力発電プロジェクトの貯水池候補地の現在の土地利用 / 土地被覆の分布



出典：調査団

図 4.7.7 保護区に着目した、水力発電プロジェクトの貯水池候補地の相対分布

## 4.8 自然環境

### 4.8.1 環境法と規則

#### (1) 環境法(1996)

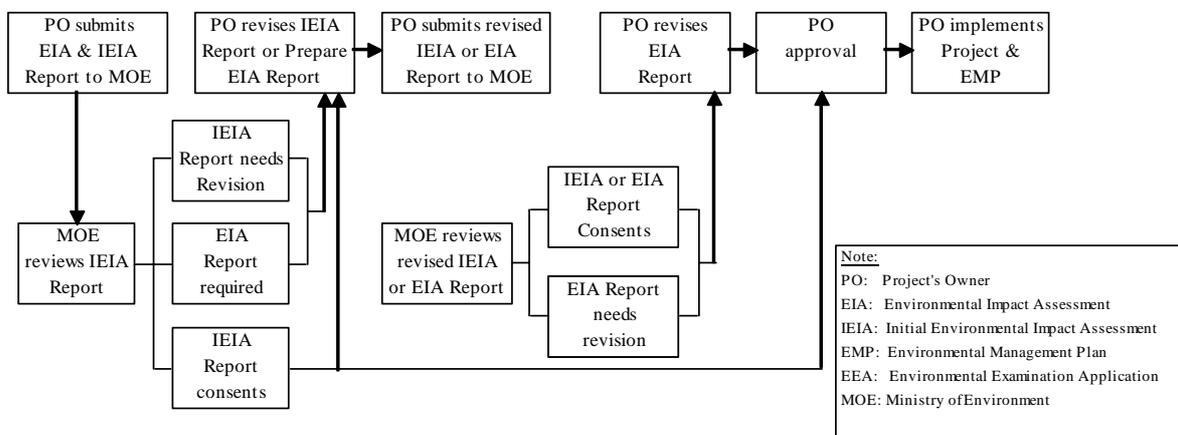
環境保護と天然資源管理のための最初の法律は環境省により 1993 年から 1995 年に準備され、1996 年 12 月 24 日に国会を通過した<sup>9</sup>。法律階層上、この法律は環境保護と天然資源管理を統治する最上位に位置する。

#### (2) 自然保護区の設定と配置に関する王室布告

王室布告"The Protected Natural Areas"が 1993 年 11 月 1 日に公布された。保護区の合計面積は 2,373,200ha であり、カンボジア全土の 18%を占める。

#### (3) EIA の手順

EIA の手順は、1999 年 8 月 11 日に制定された「環境影響評価のプロセス」という付則によって規定されている(URL [http://www.camnet.com.kh/moe/sub\\_EIA.htm](http://www.camnet.com.kh/moe/sub_EIA.htm))。その手順を図 4.8.1 に示す。プロジェクトの施主は、まず初期環境影響評価報告書(IEIA)を環境省に報告し、環境省はそれを検証する。環境省が施主に IEIA の修正や EIA の提出を求めた場合、施主はそれを再度提出しなければならない。これら環境省の要請が満たされた場合、改定版 IEIA 報告書または EIA 報告書を環境省が承認する。



出典：調査団

図 4.8.1 EIA プロセスのフローチャート

IEIA/EIA 報告書が環境省に提出された際には、環境省は専門家や関係省庁による検討チームを構成して内容を再検証する。

#### (4) EIA を必要とするプロジェクト

1999 年の EIA プロセスに関する政令によると、以下の 5 種類のプロジェクトは EIA を必要とする。

政府またはカンボジア開発委員会によって承認された、新規提案プロジェクト。

<sup>9</sup> URL: <http://www.camnet.com.kh/moe/EnvironmentLow.htm>

事業を管轄する省が認知・承認した新規提案プロジェクト。

地方または市政府に承認された、新規提案プロジェクト。

事業を取り仕切る省により承認された、既存プロジェクト。

地方または市政府に承認された、既存プロジェクト。

これらプロジェクトを表 4.8.1 に示す。水力発電プロジェクトは、A：「産業」の IX「他の産業」の No. 4 に位置づけられる。EIA を必要とするかどうかは、開発の規模がある規模以上であるかによって決まる。水力発電プロジェクトの場合、1MW 以上の計画は EIA が必要となる。

プレ F/S や F/S を本マスタープラン調査は含んでいないので、本マスタープラン調査では EIA 実施を必要としない。

表 4.8.1 IEIA あるいは EIA を必要とするプロジェクトのリスト

No.	Type and activities of the projects	Size / Capacity	No.	Type and activities of the projects	Size / Capacity	
A Industrial	1 Food processing and canning	> 500 Tonnes/year	10	Flooring tile manufacturing	90,000 piece /month	
I. Foods, Drinks, Tobacco	2 All fruit drink manufacturing	> 1,500 Litres / day	11	Calcium carbide plants	All sizes	
	3 Fruit product manufacturing	> 500 ones/year	12	Production of construction materials(Cement)	900 tonnes/month	
	4 Orange juice manufacturing	All sizes	13	Cow oil and motor oil manufacturing	All sizes	
	5 Wine manufacturing	All sizes	14	Petroleum study research	All sizes	
	6 Alcohol and beer brewery	All sizes	VII Metal industries	1 Mechanical industries	All sizes	
	7 Water supply	> 10,000 Users		2 Mechanical storage factory	All sizes	
	8 Tobacco product manufacturing	> 10,000 Boxes/day		3 Mechanical and shipyard enterprise	All sizes	
	9 Tobacco leaf processing	> 350 Tonnes/ year	VIII Metal Processing Industries	1 Manufacturing of harms, barbed wires, nets	> 300 Tonnes/month	
	10 Sugar refinery	> 3,000 Tonnes / year		2 Steel mill, iron, aluminum	All sizes	
	11 Rice mill and cereal grains	> 3,000 Tonnes / year		3 All kinds of smelting	All sizes	
	II. Leather tanning, Garment and Textile	12 Fish, soy beans, chilies, tomato sauces	> 500,000 Litres/ year	IX Other Industries	1 Waste processing, burning	All sizes
		1 Textile and dyeing factory	All sizes		2 Waste water treatment plants	All sizes
2 Garments, washing, printing, dyeing		All sizes	3 Power plants		> 5 MW	
3 Leather tanning, and glue		All sizes	4 Hydropower		> 1 MW	
4 Sponge- rubber factory	All sizes	5 Cotton manufacturing	> 15 Tonnes/month			
III. Wood production	1 Plywood	> 100,000m3/year(log)	B. Agriculture		6 Animal food processing	> 10,000 Tonnes/year
	2 Artificial wood	> 1,000 m3/year (log)		1 Concession forest	> 10,000 Hectares	
	3 Saw mill	> 50,000m3/year (log)		2 Logging	> 500 Hectares	
IV. Paper	1 Paper factory	All sizes		3 Land covered by forest	> 500 Hectares	
	2 Pulp and paper processing	All sizes		4 Agriculture and agro-industrial land	> 10,000 Hectares	
V. Plastic, Rubber and Chemicals	1 Plastic factory	All sizes		5 Flooded and coastal forests	All sizes	
	2 Tire factory	> 500 Tonnes /year		6 Irrigation systems	> 5,000 Hectares	
	3 Rubber factory	> 1,000 Tonnes /year		7 Drainage systems	> 5,000 Hectares	
	4 Battery industry	All sizes	8 Fishing ports	All sizes		
	5 Chemical production industries	All sizes	C. Tourism	1 Tourism areas	> 50 Hectares	
	6 Chemical fertilizer plants	> 10,000 Tonnes /year		2 Golf course	> 18 Holes	
	7 Pesticide industry	All sizes	D. Infrastructure	1 Urbanization development	All sizes	
	8 Paint manufacturing	All sizes		2 Industrial zones	All sizes	
	9 Fuel chemicals	All sizes		3 Construction of bridges-roads	> 30 Tonnes weight	
	10 Liquid, powder, and solid soap manufacturing	All sizes		4 Buildings	Height > 12 m or floor > 8,000 m2	
VI Mining production other than metal	1 Cement industry	All sizes		5 Restaurants	> 500 Seats	
	2 Oil refinery	All sizes		6 Hotels	> 60 Rooms	
	3 Gas factory	All sizes		7 Hotels adjacent to coastal area	> 40 Rooms	
	4 Construction of oil and gas pipelines	> 2 Kilometers		8 National road construction	> 100 Kilometers	
	5 Oil and gas separation and storage facilities	> 1,000,000 Litres		9 Railway construction	All sizes	
	6 Fuel stations	> 20,000 Litres		10 Port construction	All sizes	
	7 Mining	All sizes		11 Airport construction	All sizes	
	8 Glass and bottle factory	All sizes		12 Dredging	> 50,000 m3	
	9 Bricks, and roofing tile manufacturing	150,000 piece /month		13 Damping site	> 200,000 people	

出典: [http://www.camnet.com.kh/moe/sub\\_EIA.htm](http://www.camnet.com.kh/moe/sub_EIA.htm) by Ministry of Environment, Cambodia

(5) 国家環境アクションプラン(1998-2002)

環境省(MOE)は「国家環境アクションプラン(1998-2002)」を策定した。同アクションプランは、実施・見直し・改訂のプロセスを含む改良・更新型の計画であり、電力セクターに適用する以下の規則を含む： 環境および安全性に関する基準、 環境影響評価(EIA)に関する投資家または事業者に対するガイドライン、 EIA や初期 EIA における必要事項や手続き、 火力発電所や送電線建設事業の環境アセスメントガイドライン、 水質汚染に関する政令、 国家再定住計画。

4.8.2 保護区

環境省の 2004 年の報告書によると、カンボジアには 33 の保護区がある（環境省指定 23 区、農林水産省指定 10 区、4.8.1 節参照）。29 の水力開発候補計画のうち 25 は保護区内またはその境界に位置する。カンボジア全土の 18%を占める。保護区は環境省の管轄下にある。これに加えて、MAFF(農林水産省)の森林局が 1,346,225ha、国土面積の 7.5%を保護区として指定した。そのため、合計の保護区は国土面積の 25.5%に増加した。2003 年には保護区を合計で 3,194,471ha に減少させる修正があった。2003 年の修正後のカンボジア環境省の保護区を表 4.8.2 に示す。一部または全部の 29 の候補サイトの 25 水系の、浸水地域が保護区に影響を及ぼす。

表 4.8.2 カンボジアの保護区(環境省管轄)

Protected Area	Total Size (ha)	Some Unique Characteristics
Kirirom National Park	35,000	High elevation pine forest with large mammals including elephants.
Phnom Bokor National Park	140,000	High elevation sphagnum bogs, Podocarpus forest with large mammals including tigers, elephants, and sun bear.
Kep National Park	5,000	Secondary lowland evergreen forest.
Preah Sihanouk (Ream) National Park	15,000; now 21,000	Secondary lowland evergreen forest with some mangrove forest plus two islands.
Botum-Sakor National Park	171,250	Lowland evergreen forest heavily degraded by illegal logging, mangrove forest, and the only coastal Dacrydium/Podocarpus swamp forest in Cambodia.
Virachey National Park	332,500	High altitude forest in northeast Cambodia with a different set of biogeographic influences than in the southwest. An important habitat for several threatened species, including tigers, elephants and douc langur.
Koulen National Park	37,500	Located in the catchment area of Siem Reap stream. It is an important historic area.
Aural Wildlife Sanctuary	253,750	Highest mountain (1743 m) in Cambodia with a wide diversity of vegetation ranging from dry Dipterocarpus/Podocarpus forest to medium altitude evergreen forest.
Peam Krasop Wildlife Sanctuary	23,750	Most important mangrove forests in Cambodia and possibly the most extensive within the Gulf of Thailand.
Phnom Samkos Wildlife Sanctuary	333,750	High altitude area with a wide diversity of forest types. Supports a range of threatened birds in the area.
Ronien Daun Sam Wildlife Sanctuary	178,750; now 40,021	Lowland evergreen and semi-evergreen forest of unknown condition.
Kulen Promtep Wildlife Sanctuary	402,500	The largest area in the protected areas system intended to protect wildlife. The principal habitats are lowland evergreen / semi-evergreen forest, and the largest swamp in northern Cambodia. Very important for large waterbirds such as Giant Ibis and Sarus Cranes.

Protected Area	Total Size (ha)	Some Unique Characteristics
Boeng per Wildlife Sanctuary	242,500	A previous wildlife sanctuary, it reportedly has good populations of wild cattle and deer. The area has some important archaeological sites.
Lomphat Wildlife Sanctuary	250,000	The area comprises mostly evergreen forest on basaltic soils, grassy glades, open deciduous forest, mixed deciduous forest, pockets of evergreen/semi-evergreen forest, riverine habitats and small wetlands. Banteng and Asian wild dog are present and elephants migrate into the area at certain times of the year. Also a breeding ground for Sarus Crane.
Phnom Prich Wildlife Sanctuary	222,500	The habitats in this area are similar to those at Lomphat – mostly evergreen forest on basaltic soils. Grassy glades, and open deciduous forest. Mixed deciduous forest, riverine habitats and small wetlands.
Phnom Namlear Wildlife Sanctuary	47,500	Mainly evergreen forest which harbors the Green Peafowl, Germain’s Peacock Pheasant, and Great Hornbill.
Snuol Wildlife Sanctuary	135,000	Consists mostly of logged evergreen forest on a heavily dissected plateau.
Angkor Protected Landscape	10,800	This mostly forested area includes the Angkor temple complex, perhaps the single-most important archaeological/cultural site in southeast Asia.
Banteay Chhmar Protected archaeological / cultural landscape	81,200	The area includes an important temple site.
Preah Vihear Protected landscape	5,000	The area was included for its archaeological/cultural value, it includes an important temple.
Dong Peng Multiple-Use Area	27,700	Lowland coastal wetlands – mostly mangrove and melaleuca swamp forest.
Samlaut Multiple Use Area	60,000	An evergreen forest area within the watershed of the Sangke River. It has been denuded by mining operations causing severe erosion and increased sedimentation of the river, which flows into Tonle Sap Lake.
Tonle Sap Multiple Use Area	316,250	Long-standing ichthyological (fish) reserve. Great biological, hydrological and cultural / economic importance.
Total area	3,194,471	17.64%

出典： Ashwell, 1994 / State of Environment Report 2004, MOE and DANIDA

#### 4.8.3 保護区に位置する水力発電計画地点

図 4.7.7 に示すように、カンボジアにおける水力発電計画地点のほとんどが保護区内に位置しているか、境界を接している。表 4.8.2 に基いて、これら保護区の重要な特徴を以下に紹介する。

##### 北東州

- Virachey 国立公園は Se San 川の北岸に位置し、虎、象、douc langur を含む数種の絶滅危惧種の生息場所となっている。Prek Liang 川沿いの3つの計画（#12 - 14）はこの公園内に位置する。
- Sre Pok 川下流域の Lomphat 野生保護区： 野生象が1年のある時期にこの地域に移動すると報告されている。セイラス鶴（Sarus Crane）の繁殖場所である。#5 Sre Pok IV と#15 Lower Sre Pok III の2つの計画が、この保護区内に位置している。
- Mondul Kiri 州東方のナムリア山野生保護区： 常緑樹の森林が Green Peafowl、Germain’s Peacock Pheasant、Great Hornbill を育てている。#6 Prek Por I がこの保護区内に位置する。

- Snuol 野生保護区： 激しく浸食された大地上でほとんどが伐採された常緑樹の 2 次林から成る。#2 Prek Chhlong II がこの保護区内に位置する。

**南西州**

- カンボジアで最も重要なマングローブ林は、タイ湾に面する南西部海岸地帯の Peam Krasop 野生保護区に見られる。マングローブ林は、Sihanoukville の北西に位置する Preah Sihanouk (Ream)国立公園と Botum-Sakor 国立公園、さらに 138 号線道路沿いの Dong Peng 多用途区域でも見られる。いずれもタイ湾に面している。これらの保護区は海岸近くに位置しているため、Peam Krasop 野生保護国内に位置する#22 Stung Kep II 計画を例外として、他の水力事業候補サイトはこれらの保護区域内には位置していない。
- #29 Bokor Plateau 計画は、虎、象、熊 (sun bear) が生息する Bokor 山国立公園内に位置する。
- Aural 野生保護区はカンボジアで最高標高 (1,743 m) の山を擁し、多様な植生を保持している。西方には Cardamon 保護区が位置する。4 つの計画サイト (#16 Middle St. Russey Chrum, #17 Stung Chhay Areng, #18 Stung Tatay, #23 Upper Stung Russey Chrum) が、この保護区内に位置するかあるいは境界を接する。
- Samkos 山野生保護区は高山地域を含み、多様な森林タイプを保持し、絶滅危惧種の鳥類を育む。5 つの計画サイトがこの保護区内に位置する。この内、#19 - 21 の 3 つはタイ国境沿いの Stung Metoek 川の峡谷内に位置し、残りの 2 つは#24 Stung Pursat I と#27 Stung Battambang II である。

**4.8.4 保護区法**

2007 年 12 月 27 日、新しい保護区法が国会で議決され、2008 年 1 月 4 日にヘンサムリン大統領によって承認された。

この保護区法は 11 章 66 節から成る。

保護区法	
Chapter I	General Provisions
Chapter II	Responsible Institutions
Chapter III	Establishment and Modification of Protected Areas
Chapter IV	Zoning
Chapter V	National Strategic and Active Plan for Protected Area Management
Chapter VI	Involvement and Access Rights of Local Communities and Indigenous Ethnic Minority Communities
Chapter VII	Education, Dissemination, Rehabilitation, Improvement and Funding of Protected Areas
Chapter VIII	Permit and Prohibition and Environmental and Social Impacts Assessment
Chapter IX	Law Enforcement and Procedures to Resolve Offences
Chapter X	Natural Resource Offenses and Penalties
Chapter XI	Final Provisions

この保護区法において、水力開発計画を策定する上でもっとも重要な部分は、以下のボックス内に示したように、保護区内を更に保護レベルによって 4 つのゾーンに分けることに関する第 IV 章 ゾーニング（区分け）である。また、第 VIII 章 36 節によると、コア・ゾーン及び保護ゾーンに指定された区域では、いかなる伐採、整地も認めず、全ての公共インフラ建設を厳しく禁止としている。持続使用ゾーンとコミュニティー・ゾーンについては、観光省の要請によって政府が認めた場合のみ可能である。もし計画予定地がコア・ゾーンか保護ゾーンに指定された場合、どんな開発計画も許されない。

DEFINITION OF ZONING	
1.	Core zone: management area(s) of high conservation values containing threatened and critically endangered species, and fragile ecosystems. Access to the zone is prohibited except to the Nature Conservation and Protection Administration's officials and researchers who, with prior permission from the Ministry of Environment, conduct nature and scientific studies for the purpose of preservation and protection of biological resources and natural environment with the exception of national security and defense sectors.
2.	Conservation zone: management area(s) of high conservation values containing natural resources, ecosystems, watershed areas, and natural landscape located adjacent to the core zone. Access to the zone is allowed only with prior consent of the Nature Conservation and Protection Administration in the area with the exception of national security and defense sectors. Small-scale community uses of non-timber forest products (NTFPs) to support local ethnic minorities' livelihood may be allowed under strict control, provided that they do not present serious adverse impacts on biodiversity within the zone.
3.	Sustainable use zone: management area(s) of high economic values for national economic development and management, and conservation of the protected area(s) itself thus contributing to the local community, and indigenous ethnic minorities' livelihood improvement. After consulting with relevant ministries and institutions, local authorities, and local communities in accordance with relevant laws and procedures, the Royal Government of Cambodia may permit development and investment activities in this zone in accordance with the request from the Ministry of Environment.
4.	Community zone: management area(s) for socio-economic development of the local communities and indigenous ethnic minorities and may contain existing residential lands, paddy field and field garden or swidden (Chamkar).

保護区法には付則として保護区内を区分けするゾーニングマップが添付されることになっているが、まだ作成されていない。環境省は各保護区のゾーニングマップを土地管理・都市開発・建設省、自治体、コミュニティ組織や関連機関などと協力してゾーニングマップを構築することになっている。

国家開発プロジェクトを実施する鉱工業エネルギー省、公共事業交通省、農林水産省などは、環境省に対するプロジェクトの申請準備を始めている。開発計画が持続活用ゾーンとコミュニティー・ゾーン内に位置し、コミュニティの便益になる限り計画地は環境省に承認される。しかし、プロジェクトがコア地域あるいは保全地域内に位置する場合には、道路建設、水力開発、エコツーリズム、鉱物資源開発などの開発プロジェクトはいかなる場合も実施が認められない。環境保全と天然資源活用のトレードオフの関係がジレンマを生んでいる。ステークホルダーによる環境と開発に関する合意形成が必要である。

#### 4.8.5 野生動物

環境省および農林水産省は、国際自然保護・天然資源保全連盟（IUCN）、世界野生基金（WWF）、野生保全協会（WCS）、国際動植物協会（FFI）、国際鶴基金（ICF）、国際湿地協会（WI）、鳥類協会（BI）等の国際機関の支援を得て、保護区内外で生息場所と野生調査を実施してきた。表 4.8.3

に記録された種および絶滅危惧種の数を示す。

表 4.8.3 カンボジアにおける絶滅危惧種

Items	Number of Species
1) Mammal species terrestrial & aquatic (approximated)	110 species
Critically endangered, endangered and vulnerable species of mammals	28 – 39 species*
2) Bird species (recorded)	530 species
Endangered, endangered and vulnerable species of birds	21 – 44 species*
3) Reptiles and Amphibians	Not known
Critically endangered, endangered, vulnerable, near-threatened	15 species
3) Fish species	
(a) Freshwater	486 species
(b) Marine / brackish	357 species
Critically endangered, endangered and vulnerable species of fish	7 species
4) Known flora species for Cambodia	2308 species
Threatened species of flora	30 – 38 species*
5) Extinct species since 1990	4 species

出典： State of Environment Report, 2004 (Seng et al. 2003, DFW 2003, MAFF 2002, Ashwell 1998, [www.redlist.org](http://www.redlist.org) IUCN 2002, MOE 2002, Colin People, Pers.comm, 2003, FishBase, [www.fishbase.org](http://www.fishbase.org) 2003)

\* The number regarded as endangered is different by the various organizations.

カンボジアの北部および北東部は、アジアに生息する大型草食種の最後に残された「広域避難所」のひとつとされている。この観点で特に重要なことは、Kouprey (*Bos sauveli*), Banteng (*Bos javanicus*), Gaur (*Bos gaurus*), 野生の水牛(*Bubalus arnee*), Sambar 鹿 (*Cervus unicolor*), Eld's 鹿(*Cervus eldii*), Hog 鹿 (*Axis porcinus*)および Barking 鹿(*Muntjac*)である。虎(*Panthera tigris*)とレオポルド(*Panthera pardus*)の頭数はこれら種の頭数と関連している。

メコン河に生息している川イルカが国際的な関心を呼んでいる。この川イルカの生息頭数は 60-100 頭に減少したとの報告があり、その保全プログラムが寄付金を得て国際 NGO により実施されている。

鳥類協会は、2003 年の出版物で、44 種を世界的絶滅危惧種あるいはその予備群としてリストに掲載している。The giant ibis (*Pseudibis gigantean*), white-shouldered ibis (*P. davisoni*), および the masked finfoot (*Heliopais personata*)がカンボジアの北東部の Se Kong 川沿いで再発見されている。Sarus 鶴 (*Grus antigone*)が、カンボジア北東部の遠隔地で繁殖していることが、観察されている。水鳥の最も詳細な観察によれば、Takeo と Kampot 州で観察された Sarus 鶴が、カンボジアの北西部で Siemreap と Banteay Meanchey 州に隣接する Tonle Sap 湖氾濫原の湿地に移動している。

## 4.9 経済財務面から見たプロジェクトの妥当性

### 4.9.1 候補水力プロジェクトの経済分析

#### (1) 経済分析の主な前提条件

26ヶ所の候補サイト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、26サイト全てについて経済的内部収益率（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<sup>10</sup>とした。事業費の内、内貨費用については、標準換算係数である0.9を乗じることにより経済価格に換算した（最終的な経済分析で使用された種々の前提条件は、本レポートの7.1章を参照）。

#### (2) 候補水力プロジェクトの経済的コスト

候補水力プロジェクトの財務費用は、各プロジェクトあたり52.8百万ドル（#2 Prek Chhlong II）～680.5百万ドル（#7&8 Lower Sre Pok II + Lower Se San II）と見積られている。また、土地収用・補償費を除いたkWあたりの財務費用は、1,495ドル/kW（#7&8 Lower Sre Pok II + Lower Se San II）～22,909ドル/kW（#6 Prek Por I）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、46.3百万ドル（#2 Prek Chhlong II）～596.0百万ドル（#7&8 Lower Sre Pok II + Lower Se San II）となった。

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。

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（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

表 4.9.1 候補水力プロジェクトの財務的・経済的コスト

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
Prek Chhlong II	10.8	52,830	4,093	46,338
Prek Ter III	15.0	152,386	9,487	131,615
Prek Ter II	12.3	85,297	6,881	73,604
Sre Pok IV	68.1	191,476	2,811	167,501
Prek Por I	5.2	118,672	22,909	102,664
Lower Sre Pok II + Lower Se San II	428.6	680,533	1,495	596,022
Se Kong	148.2	305,148	2,007	267,796
Lower Se San III	160.6	466,868	1,975	413,032
Prek Liang I	52.7	121,297	2,301	106,344
Prek Liang IA	26.2	129,412	4,931	112,959
Prek Liang II	49.4	121,716	2,463	106,633
Lower Sre Pok III	226.3	419,758	1,755	368,600
Middle St. Russey Chrum	58.2	148,551	2,550	128,828
Stung Chhay Areng	116.4	659,668	5,557	568,075
Stung Tatay	37.5	283,325	7,524	243,768
Stung Metoek I	11.7	241,965	20,392	208,498
Stung Metoek II	29.6	143,756	4,460	125,218
Stung Metoek III	29.8	115,124	3,861	100,403
Stung Kep II (New Tatay)	47.9	167,119	3,486	144,662
Upper St. Russey Chrum	38.6	179,953	4,658	155,351
Stung Pursat I	17.4	65,220	3,746	56,715
Stung Pursat II	12.0	86,799	7,214	75,129
Stung Sen	60.2	253,058	2,585	223,006
Stung Battambang II	16.9	148,970	8,792	128,487
Stung Battambang I	28.5	173,200	5,560	149,881
Bokor Plateau	21.7	83,572	3,844	71,910

出典：調査団

<sup>10</sup> 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

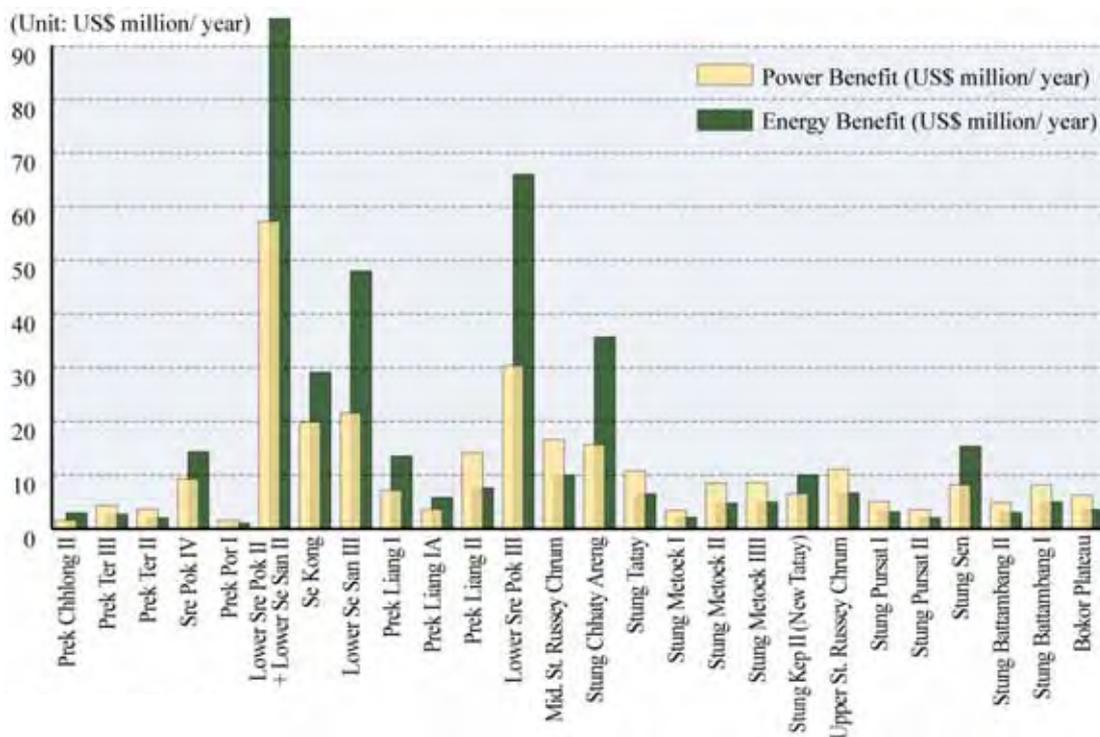
使用)。

(3) 候補プロジェクトの経済便益の算定

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候補の経済便益は、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。

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い、ガス・コンバインドサイクル発電所を代替電源として仮定した(経済評価の手法論、代替火力発電所の選定理由については第7章にて詳述)。

各候補水力発電プロジェクトの電力便益は、年間1.45～57.32百万ドルと算定された。一方、候補水力プロジェクトのエネルギー便益は、年間0.88～95.18百万ドルと算定された。図4.9.1および表4.9.2を参照。



出典：調査団

図 4.9.1 候補水力プロジェクトの電力便益およびエネルギー便益

(4) 経済分析の結果

図 4.9.2 は、候補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。

26ヶ所の候補プロジェクトのうち、24ヶ所の EIRR は 2.0% から 18.0% の間に分布している。残り 2ヶ所については、#6 Prek Por I は EIRR がマイナス、#19 Stung Metoek I は、割引率が 0% でも純現在価値がマイナスとなり EIRR 算定不能となった。

EIRR が最も高かったのは、#15 Lower Sre Pok III の 18.0% となっている。また、3ヶ所（#14 Prek Liang II, #7&8 Lower Sre Pok II + Lower Se San II, #16 Middle St. Russey Chrum）の EIRR が 14% から 18% の間に、3ヶ所（#10 Se Kong, #12 Prek Liang I, #11 Lower Se San III）が 12% から 14% の間に分布している（計算結果については、表 4.9.2 も参照のこと）。

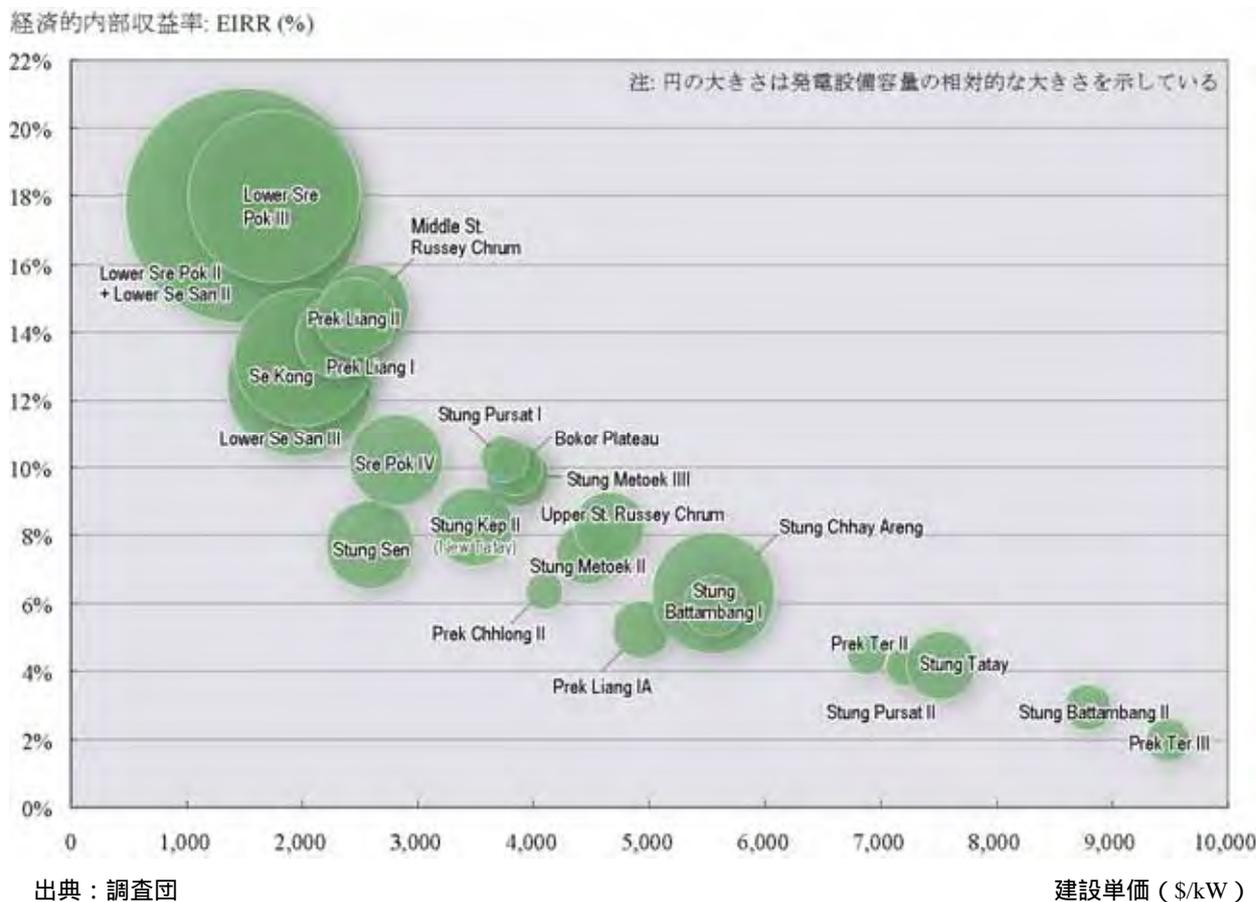


図 4.9.2 候補水力プロジェクトの EIRR, kW あたり建設単価, 設備容量の関係

表 4.9.2 候補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)	年間 電力便益 (1,000 ドル)	年間 エネルギー便益 (1,000 ドル)	経済的プロジェ クト・コスト (1,000 ドル)	EIRR ( 経済的 内部収益率 ) (%)
2	Prek Chhlong II	10.81	3.14	50.87	1,445.95	2,806.99	46,338	6.34%
3	Prek Ter III	15.02	10.51	96.36	4,245.94	2,549.31	131,615	1.96%
4	Prek Ter II	12.32	6.31	70.80	3,482.76	1,873.05	73,604	4.47%
5	Sre Pok IV	68.13	10.71	258.11	9,109.48	14,242.22	167,501	10.22%
6	Prek Por I	5.18	3.62	33.22	1,463.94	878.97	102,664	-
7 & 8	Lower Sre Pok II + Lower Se San II	428.65	79.94	1,724.98	57,317.09	95,183.54	596,022	17.71%
10	Se Kong	148.20	19.49	527.24	19,817.19	29,093.09	267,796	13.25%
11	Lower Se San III	160.64	69.36	869.30	21,480.35	47,967.70	413,032	12.45%
12	Prek Liang I	52.71	14.39	242.63	7,048.66	13,388.32	106,344	13.86%
13	Prek Liang IA	26.24	4.67	103.90	3,509.05	5,732.97	112,959	5.22%
14	Prek Liang II	49.41	24.94	282.51	13,971.67	7,474.40	106,633	14.43%
15	Lower Sre Pok III	226.34	91.60	1,197.14	30,265.85	66,057.70	368,600	17.99%
16	Middle Stung Russey Chrum	58.22	40.75	373.59	16,462.20	9,884.09	128,828	14.75%
17	Stung Chhay Areng	116.39	54.15	646.62	15,563.10	35,680.28	568,075	6.31%
18	Stung Tatay	37.47	26.23	240.48	10,596.62	6,362.33	243,768	4.17%
19	Stung Metoek I	11.70	8.19	75.10	3,309.33	1,986.96	208,498	-
20	Stung Metoek II	29.61	16.40	174.96	8,372.77	4,629.02	125,218	7.46%
21	Stung Metoek III	29.81	18.72	184.13	8,430.44	4,871.53	100,403	9.72%
22	Stung Kep II (New Tatay)	47.94	7.33	179.85	6,410.69	9,924.29	144,662	8.24%
23	Upper Stung Russey Chrum	38.63	27.04	247.92	10,924.44	6,559.16	155,351	8.24%
24	Stung Pursat I	17.41	12.19	111.72	4,923.11	2,955.89	56,715	10.25%
25	Stung Pursat II	12.03	6.76	71.42	3,401.33	1,889.57	75,129	4.14%
26	Stung Sen	60.18	16.35	276.54	8,046.54	15,259.23	223,006	7.71%
27	Stung Battambang II	16.94	11.86	108.74	4,791.51	2,876.88	128,487	2.94%
28	Stung Battambang I	28.55	19.98	183.20	8,072.95	4,847.09	149,881	5.92%
29	Bokor Plateau	21.74	12.30	129.41	6,147.84	3,423.88	71,910	9.95%

出典：調査団

## 4.9.2 候補水力プロジェクトの財務分析

### (1) 財務分析の主な前提条件

運営主体にとっての候補水力プロジェクトの財務的な妥当性を検証するために、26ヶ所の候補サイト全ての財務的内部収益率（FIRR）を算定した。

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（最終的な財務分析で使用された種々の前提条件は、本レポートの 7.2 章を参照）。

### (2) 候補水力プロジェクトの財務的成本

26ヶ所の候補水力プロジェクトの財務費用は、52.8 百万ドル（#2 Prek Chhlong II）～680.5 百万ドル（#7&8 Lower Sre Pok II + Lower Se San II）と見積られている。このとき、土地収用・補償費を除いた事業費を発電容量で除した各プロジェクトの建設単価は、1,495 ドル/kW（#7&8 Lower Sre Pok II + Lower Se San II）～22,909 ドル/kW（#6 Prek Por I）の間に分布している（表 4.9.1 参照）。建設に係る初期投資の支出スケジュール、運営・維持管理費については、財務分析と同じ前提を使用した。

### (3) 候補水力プロジェクトの財務便益

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は 1.0%と仮定した。

今回の財務分析では、候補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 7.25 セント/kWh と設定した（既存/コミット済み 4 発電所の売電価格を設備容量で加重平均した値<sup>11</sup>）。

### (4) 財務分析の結果

図 4.9.3 は、候補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。

26ヶ所の候補プロジェクトのうち、24ヶ所の FIRR は 1.1%から 14.7%の間に分布している。残り 2ヶ所については、#6 Prek Por I および #19 Stung Metoek I 共に、割引率が 0%でも純現在価値（収入の現在価値-費用の現在価値）がマイナスとなり FIRR 算定不能となった。

FIRR が最も高かったのは、#15 Lower Sre Pok III の 14.7%で、#7&8 Lower Sre Pok II + Lower Se San II (13.2%)、#16 Middle St. Russey Chrum (13.2%)、#14 Prek Liang II (12.2%)がこれに続いている。ま

<sup>11</sup> Kirirom I (12 MW): 7.00セント/kWh、Kirirom III (18 MW): 8.10セント/kWh、Kamchay (193 MW): 8.08セント/kWh、Stung Atay (120 MW): 5.81セント/kWh 出典: MIME, EAC, EDCからのヒアリング（注: 稼働中のKirirom Iを除く他の3発電所の売電価格は、暫定値であり変更の可能性がある）

た、6プロジェクト（#10 Se Kong, #11 Lower Se San III, #12 Prek Liang I, #24 Stung Pursat I, #29 Bokor Plateau, #21 Stung Metoek III）のFIRRが8%から12%の間に、2プロジェクト（#23 Upper St. Russey Chrum, #5 Sre Pok IV）のFIRRが6%から8%の間に分布している。



図 4.9.3 候補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 4.9.3 候補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	売電量	年間売電収入	総事業費	kWあたり 建設単価	発電単価	財務的内部収益 率 (FIRR)
		(GWh)	(GWh)	(1,000 ドル)	(1,000 ドル)	(ドル/kW)	(セント/kWh)	(%)
2	Prek Chhlong II	50.87	50.21	3,640.2	52,830.0	4,885.55	14.14	4.00%
3	Prek Ter III	96.36	95.11	6,895.2	152,385.9	10,148.63	21.30	1.11%
4	Prek Ter II	70.80	69.88	5,066.1	85,297.0	6,925.43	16.30	2.96%
5	Sre Pok IV	258.11	254.76	18,470.0	191,475.7	2,810.65	10.23	6.66%
6	Prek Por I	33.22	32.79	2,377.4	118,672.2	22,922.55	48.50	-
7 & 8	Lower Sre Pok II + Lower Se San II	1,724.98	1,702.60	123,438.8	680,533.1	1,587.64	5.43	13.24%
10	Se Kong	527.24	520.41	37,729.4	305,148.2	2,058.99	8.00	8.99%
11	Lower Se San III	869.30	858.03	62,206.9	466,867.5	2,906.29	7.29	9.94%
12	Prek Liang I	242.63	239.48	17,362.6	121,297.2	2,301.07	6.92	10.50%
13	Prek Liang IA	103.90	102.55	7,434.8	129,411.8	4,931.41	17.12	2.45%
14	Prek Liang II	282.51	278.84	20,216.2	121,715.6	2,463.40	5.96	12.15%
15	Lower Sre Pok III	1,197.14	1,181.61	85,667.0	419,758.4	1,854.53	5.81	14.66%
16	Middle Stung Russey Chrum	373.59	368.74	26,733.8	148,551.1	2,551.67	5.43	13.21%
17	Stung Chhay Areng	646.62	638.23	46,272.0	659,668.1	5,667.82	13.75	4.29%
18	Stung Tatay	240.48	237.36	17,208.4	283,325.2	7,560.57	15.89	3.19%
19	Stung Metoek I	75.10	74.13	5,374.2	241,964.8	20,675.14	43.46	-
20	Stung Metoek II	174.96	172.69	12,520.3	143,756.4	4,855.06	13.46	5.94%
21	Stung Metoek III	184.13	181.74	13,176.2	115,123.8	3,861.46	8.59	8.30%
22	Stung Kep II (New Tatay)	179.85	177.52	12,870.3	167,118.7	3,485.83	12.64	4.91%
23	Upper Stung Russey Chrum	247.92	244.70	17,740.8	179,953.4	4,657.98	9.84	7.07%
24	Stung Pursat I	111.72	110.27	7,994.9	65,219.5	3,746.06	7.99	9.01%
25	Stung Pursat II	71.42	70.49	5,110.8	86,799.2	7,216.11	16.52	2.82%
26	Stung Sen	276.54	272.95	19,788.9	253,058.1	4,205.31	12.27	5.24%
27	Stung Battambang II	108.74	107.33	7,781.2	148,970.1	8,791.51	18.54	2.03%
28	Stung Battambang I	183.20	180.83	13,110.1	173,199.8	6,066.69	12.75	4.90%
29	Bokor Plateau	129.41	127.73	9,260.7	83,571.6	3,843.91	8.72	8.19%

出典: 調査団 注: グレーの網掛けは財務的に妥当なプロジェクト

## 第5章 優先10計画の選定

### 5.1 プロジェクト選択の方法

#### 5.1.1 階層分析法（AHP）の活用

環境影響のある計画についての意思決定は、社会的政治的状況や自然環境と経済的インパクト間に起きるトレードオフ関係に象徴されるように、概して複雑で煩雑である。費用便益分析がリスク評価とあわせて行われることが多い。しかし、費用、便益、環境影響、安全性やリスクなどの複数の評価基準を含む場合の計画選定は、全てを費用化することが容易ではなく、比較検討やトレードオフ状況を統合して計算することは難しい。

階層分析法（AHP）は、1960年代に Thomas Saaty 教授によって開発された複数の評価基準を含んだ意思決定を扱う戦略的手法である。AHP が様々なスタイルに発展して行くにつれて、道路建設や水力などの開発計画にも活用されるようになった。例えば、アメリカでは環境保護庁、エネルギー省、陸軍エンジニア研究開発センターなどが GIS データを併用しながら AHP を活用している。また、フィンランドでは水資源開発、インドでは LPG 回収プラント<sup>1</sup>の環境インパクト評価(EIA)に利用され、他の国々でも<sup>2</sup>環境アセスメントに活用されている。AHP はベトナムの水力開発の優先順位付けに関する技術協力案件でも効果が認められている<sup>3</sup>。また、日本の地方自治体では、計画の戦略的環境アセスメントの実施に AHP をどのように活用するか研究が進んでいる。

本調査において AHP を利用する目的は以下の通りである。

- 環境課題、技術課題、費用便益課題などの複数評価基準を扱う
- 評価基準を階層構造化することにより、評価項目とその内容を明確にする
- 優先順位付けのプロセスについて透明性と説明責任を確保する
- 水力開発において検討が必要な複雑な課題についてカウンターパートの認識を深める
- 水力開発マスタープランに対する政策決定機関としてのカウンターパートの参加意識を促す
- ステークホルダー間の合意形成を促す

#### 5.1.2 選定の手順

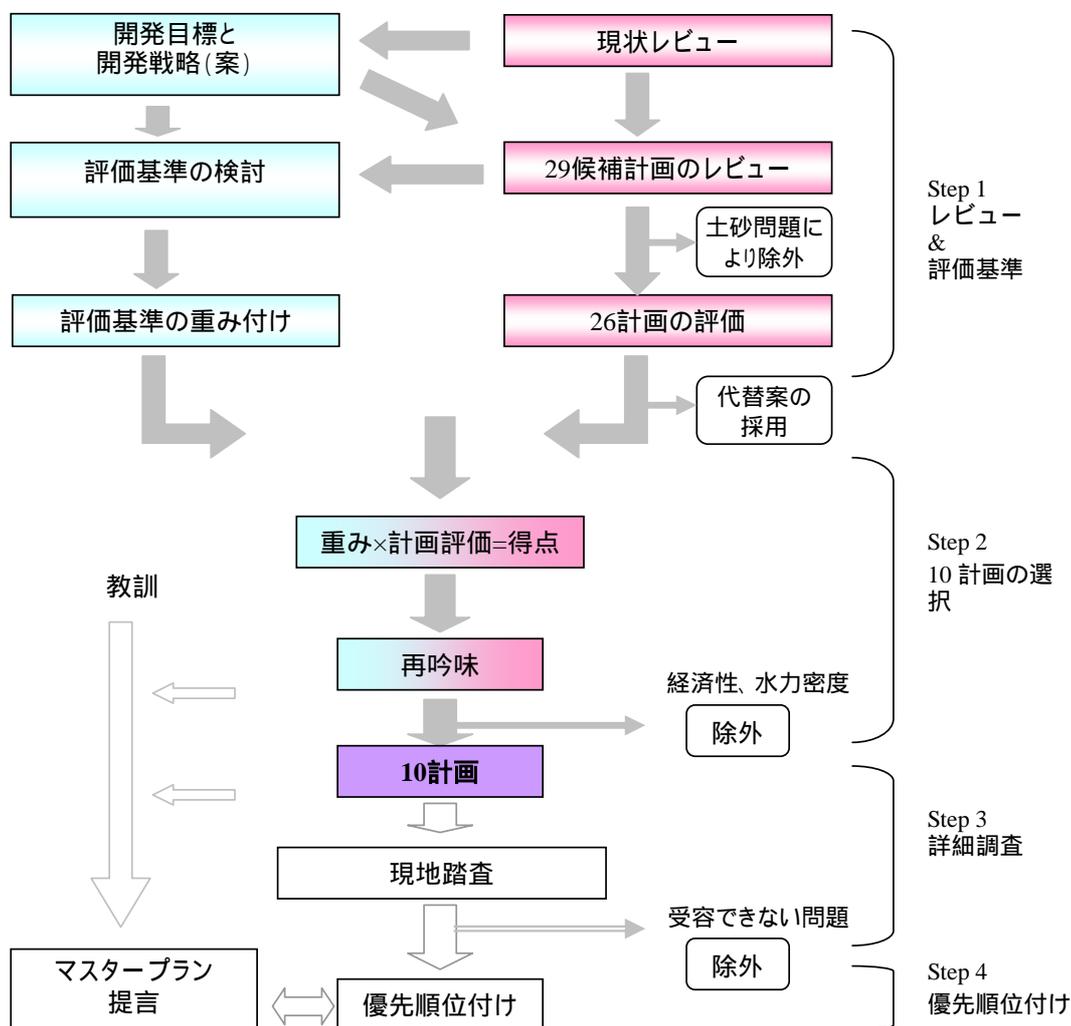
10の優先計画を選ぶ手順を図5.1.1に示す。

<sup>1</sup> MULTI-CRITERIA DECISION ANALYSIS: A Framework for Structuring Remedial Decisions at Contaminated Sites, “Comparative Risk Assessment and Environmental Decision Making” Kluwer, 2004, p.15-54

<sup>2</sup> Decision Support Systems for Large Dam Planning and Operating in Africa, Matthew P. McCartney, International Water Management Institute (IWMI), 2007, p19-21

<sup>3</sup> Clean Development Mechanism Simplified Project Design Document for Small-scale Project Activities, version 02 (SSC-CDM-PDD), UN CDM-Executive Board, 2007, p7

第1ステップでは、図の右側に示す現状レビューを行った。同時に、左側に示すように開発目標と戦略について JICA 調査団と MIME、EAC、EDC、環境省で構成されるカウンターパートで議論を交わした。そして、開発戦略に則った評価基準を設定した。



出典: 調査団

図 5.1.1 優先順位付けのフロー概念図

候補計画を階層で構成された複数基準の指標によって評価した。評価基準の重み付けは、AHP<sup>4</sup>手法の「一対比較」によって実施した。重み付け算定の方法には3種類あり、本検討では2007年7月に実施された調査団とカウンターパートのワークショップにおいて簡易な算術平均法を用いた<sup>5</sup>。各評価基準の重みは以下のように表される。

<sup>4</sup> Saaty, 1980

<sup>5</sup> 他の算出方法として“幾何平均法”と“固有ベクトル法”がある。幾何平均法と固有ベクトル法の方が一対比較の精密な重み計算が可能だと言われているが、ワークショップの時間的制約から、調査団は算術平均法のソフトウェアを利用した。

$$\frac{w_1}{\Sigma w} \quad , \quad \frac{w_2}{\Sigma w} \quad , \quad \dots \quad , \quad \frac{w_m}{\Sigma w}$$

$w_j$  =  $j$  番目の評価項目の重み

$m$  = 評価項目の個数

$\Sigma w$  =  $w_1$  から  $w_m$  までの重みの合計

個別計画の各評価項目の採点は JICA 調査団の各専門家が実施した。検討の過程でいくつかの計画は受容できない技術問題や環境問題があることが判明し、除外した。各計画の総合得点は以下の式によって計算した。

$$P W = \begin{bmatrix} p_{11} & p_{12} & \dots & p_{1m} \\ \vdots & & & \vdots \\ p_{n1} & & \dots & p_{nm} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} w_1 \\ \vdots \\ w_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} p_{11} w_1 + \dots + p_{1m} w_m \\ \vdots \\ p_{n1} w_1 + \dots + p_{nm} w_m \end{bmatrix}$$

$P_{ij}$ = $i$  番目の計画の  $j$  番目の評価項目の得点  
 $n$ =計画の個数

各計画の諸元および得点結果は、専門的考慮を加えながら再吟味され、最終的に 29 計画の内から 10 計画を第 2 ステップの最後に選定した。

より詳細な優先順位付けの調査は次回現地調査の第 3 ステップで行われる。調査を通しての教訓はマスタープラン提言の中に入れられ、ステークホルダーとの会議を通じて仕上げる。

## 5.2 評価基準

### 5.2.1 評価基準の設定

評価基準の項目を表 5.2.1 に示す。評価基準は 3 レベルの階層で構成される。レベル 1 は最も高いカテゴリーで、レベル 2 はレベル 1 の各評価項目グループの要素である。レベル 2 はさらにレベル 3 の評価要素で構成される。

レベル 1 は 5 つの要素から成り立。すなわち 1)社会経済環境インパクト、2)自然環境インパクト、3)事業（技術面）、4)経済財務状況、5)事業実現のスピードである。

表 5.2.1 優先順位付けのための比較基準の評価要素

評価基準 1		評価基準 2		評価基準 3			
1	社会経済環境 インパクト	1.1	生活	1.1.1	移転世帯数		
				1.1.2	周辺集落の電化ポテンシャル		
				1.1.3	治水効果		
		1.2	文化	1.2.1	少数民族の生活		
				1.2.2	遺跡・文化財		
		1.3	経済	1.3.1	収用農地面積		
				1.3.2	減水区間の世帯数		
				1.3.3	かんがい農業ポテンシャル		
				1.3.4	漁業（養魚振興）ポテンシャル		
				1.3.5	商工業ポテンシャル		
2	自然環境イン パクト	2.1	広域自然環境	2.1.1	環境保護区		
				2.1.2	土砂流送遮断（河床低下、河岸浸食、デルタ後退）		
				2.1.3	CO <sub>2</sub> 排出削減（火力発電代替による排出削減と、森林喪失による増加）		
		2.2	ダム周辺物的 環境（水・土 地）	2.2.1	工事期間中の汚染		
				2.2.2	アクセス道路		
				2.2.3	水質悪化の可能性		
		2.3	生態的環境 （生物多様 性・動植物・ 森林）	2.3.1	湛水面積（森林水没）		
				2.3.2	希少動植物		
		3	事業内容	3.1	自然条件	3.1.1	流況
3.1.2	地形（貯水池ポケットと落差）						
3.1.3	地質						
3.1.4	堆砂						
3.2	発電規模						
3.3	発電原価						
4	事業の経済財 務効果			4.1	市場と需要	4.1.1	国内ピーク需要への貢献
		4.1.2	電力の輸出余力				
		4.2	電力政策・ 国益	4.2.1	国内電気料金引き下げへの貢献		
				4.2.2	外貨・税収への貢献		
		4.3	内部収益率	4.3.1	経済的内部収益率		
				4.3.2	財務的内部収益率		
		5	事業実施速度	5.1	物理的 遅延要因	5.1.1	平坦地では新規大型橋の有無、山地では所要アクセ ス道路の延長
						5.1.2	湛水面積
5.1.3	建設工期						
5.1.4	地雷汚染度						
5.2	社会的 遅延要因			5.2.1	移転世帯の合意		
				5.2.2	事業費規模と予算措置		
				5.2.3	プロジェクトの準備状況		

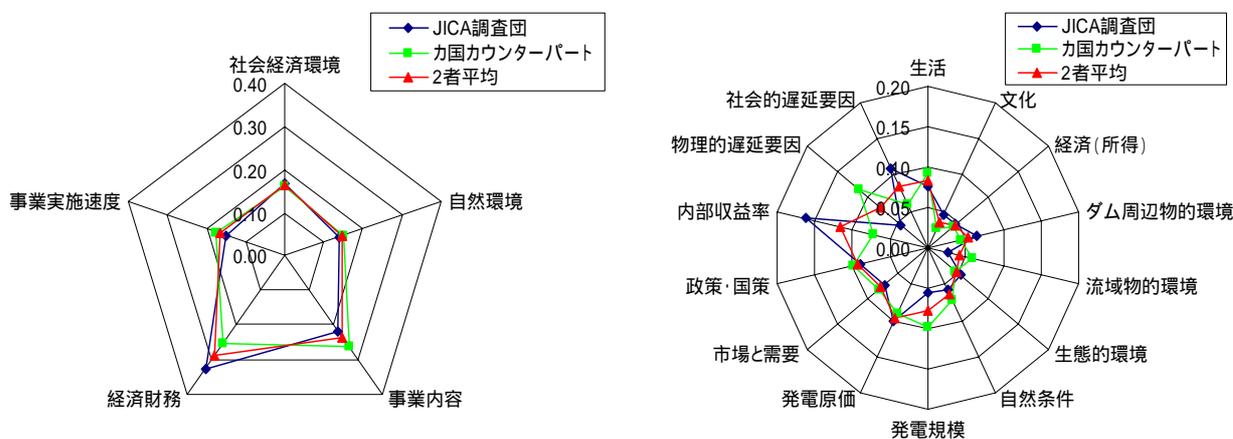
出典：調査団

### 5.2.2 一対比較を使った各評価指標の重み付け

一対比較は総当たりで A と B のどちらが重要かを、評価者にたずねる方法である。同じレベルの評

評価基準が A から E まで 5 つあった場合には 10 回<sup>6</sup>の総当たり比較を行う。つまり、A:B, A:C, A:D, A:E, B:C, B:D, B:E, C:D, C:E, D:E である。

JICA 調査団とカンボジア国カウンターパートはそれぞれに一对比較を行った。図 5.2.1 には、評価基準レベル 1 とレベル 2 の一对比較結果を示す。



出典: 調査団

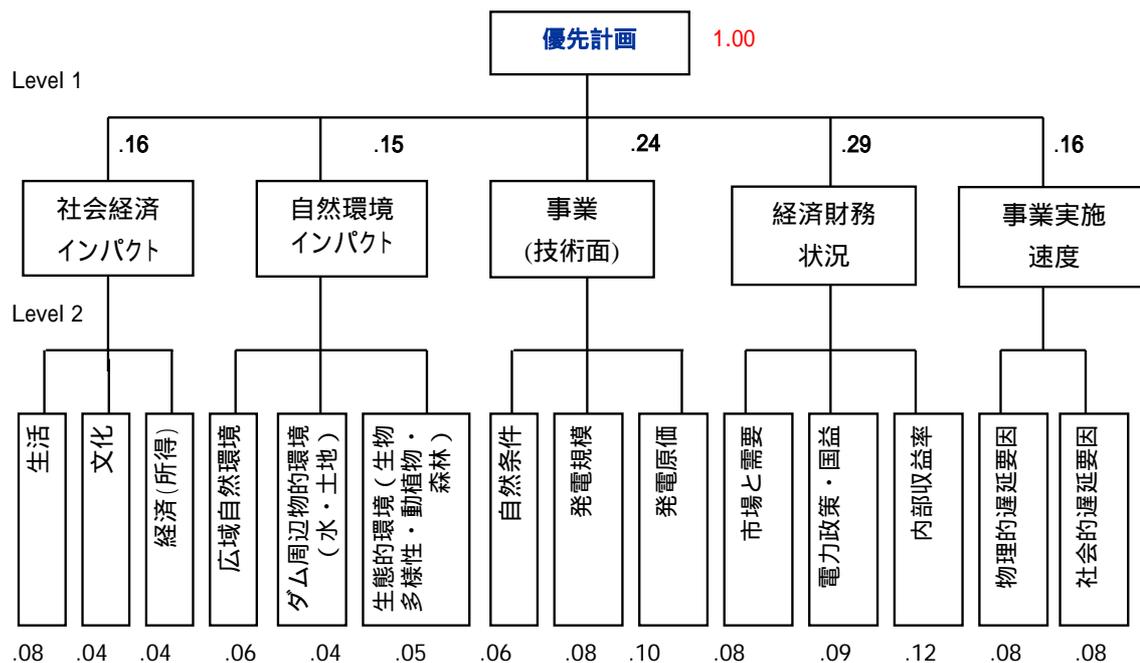
図 5.2.1 評価基準レベル 1(左)と評価基準レベル 2(右)

代表的な論点は以下の通りである。

- 社会経済の課題は自然環境よりも重要である。カンボジアでは移住先の土地や収入源、生活水準の課題は自然環境よりも重要である。
- 自然環境の方が社会経済環境よりも重要である。なぜなら世界は温暖化などの異常気象で瀕死の状態にあるからだ。
- 生活水準と経済発展を自然環境よりも優先させるべきだ。
- 技術的な妥当性が一番重要で、それから社会環境を考えればよい。
- たとえ計画が自然に優しいものであっても、技術的に不可能であれば実施できない。
- 仮に計画による自然環境へのネガティブインパクトが何もなかったとしても、利益が上がらない事業であれば実施できない。事業が財務的に持続可能でなければ、電気料金が受け入れ不能な程高いものになってしまうだろう。
- スピードや計画の熟度が重要である。カンボジアは電力不足であり、それが経済発展の阻害要因になっているからである。

一对比較を使った議論によって論点が明らかになり、日本側とカンボジア側の合意形成が円滑に行われた。両者の重みの平均が採用され、図 5.2.2 のように重みが決まった。

<sup>6</sup>  ${}_m C_r = n! / \{ r! (n - r)! \} = {}_5 C_2 = 5 \times 4 \times 3 \times 2 \times 1 / \{ (2 \times 1) \times (3 \times 2 \times 1) \} = 20/2 = 10$



出典：調査団

図 5.2.2 重み付けの結果

### 5.2.3 評価基準の尺度

レベル3の各評価項目は、表 5.2.2 に示す尺度に基づいて評価した。29 計画の予備評価を通じて、以下に述べるように尺度が改善された（以下の評価項目番号は表 5.2.1 参照）。

- (1) 2.1.1 項 保護区への影響：当初、保護区の4つのゾーンを評価尺度としていたが、25 候補水力計画に係る保護区については、ゾーン分けはいずれも未実施であることが判明した。そこで、調査団が GIS による新規に計測した、保護区内に入る湛水面積(含む貯水池内の島部面積)を指標として計量することに変更した。
- (2) 2.1.3 項 CO<sub>2</sub> 削減効果：当初は、推定された純削減効果(t-CO<sub>2</sub>)を指標とした。ところが、この評価尺度では、貯水池の水没森林による吸収源の喪失という環境影響は考慮されているが、排出削減量が吸収源の喪失量をはるかに上回る水力計画の場合には、吸収源の喪失量の絶対値がいくら大きかったとしても、「純削減量が大きいことはよいことだ」との評価基準となる。換言すれば、吸収源の喪失がいくら発生しても純削減量が大きければ評価されることとなり、排出削減効率が考慮されないことになる。特にカンボジアの水力発電は、森林という吸収源を消滅させて CO<sub>2</sub> 削減となるため、削減量の絶対値ではなく、単位水没面積当りの CO<sub>2</sub> 削減量(t-CO<sub>2</sub>/km<sup>2</sup>)あるいは削減効率で評価することに変更した。
- (3) 3.1.2 項 地形：当初、総貯水容量と定格落差の積を指標とした。しかし、これでは貯水池が巨大な無効容量を持つ場合でも、それがみな有利な地形条件として評価されてしまう。そこで、総貯水容量を有効貯水容量に変更した。
- (4) 4.1.1 項 常時使用水量：第1次スクリーニングでは、Sre Pok 川流域の Lumphat 測水所の無次元化した流量持続曲線を用いて常時使用水量(Q<sub>f</sub>)を推定し、1次電力量(E<sub>f</sub>)を算定した。但し、Lumphat

の流量持続曲線を用いると、有効貯水容量 - 年流入量比(CIR)がほぼゼロのメコン河本流 2 計画 (Sambor: 1.0%、Stung Treng: 1.0%)、Sre Pok IV (0.54%) および Se Kong (0.13%) の 1 次電力量が過小評価されるため、上記 4 計画については、各最寄りの測水所 (順に、Kratie, Stung Treng, Lumphat, Ban Khmon) の乾季流量 (90% 流量) を常時使用水量とし、1 次電力量を算定した。

- (5) 4.2.2 項 外貨・税収への貢献：当初は、総発電量を近似指標とした。しかし、それでは、発電原価が輸出できないように高いものでも、発電量が多ければ高得点となる。そこで、発電原価が7セント未満の計画に限って、総発電量で評価することとした。
- (6) 4.3.1 項と 4.3.2 項の IRR：当初は、EIRR も FIRR 両方とも 8% 以下をゼロ点とし、それ以上を一定尺度で評価することを想定した。実際に IRR を試算した結果、EIRR については 10% 以上に加点、FIRR については 7% 以上に加点することに変更した。
- (7) 5.2.2 項 事業費規模：当初、事業費が 1,000 百万ドル以上の計画をゼロ点と想定していたが、試算の結果、大規模なメコン本流計画は検討対象から除外されたため、事業費が 1,000 百万ドル以上となるような計画は皆無となった。そこで、500 百万ドル以上の計画をゼロ点評価に変更した。

表 5.2.2 プロジェクトの総合評価： 評価項目毎の尺度

評価基準1	評価基準2		評価基準3		1正負	2性量	尺度 (0, 25, 50, 75, 100 の5段階)				
							0	25	50	75	100
1 社会経済環境 Socio-Economic Environmental Impact	1.1	生活	1.1.1	移転世帯数	-	量	> 1,000 hh	500 ~ 1,000	200 ~ 500	50 ~ 200	0 ~ 50
			1.1.2	近隣への給電可能性(半径 40km 内の世帯数)	+	量	0 ~ 2,000 hh	2,000 ~ 5,000	5,000 ~ 10,000	10,000 ~ 20,000	> 20,000
			1.1.3	洪水防止効果	+	量	< 5%	5 ~ 10%	10 ~ 20%	20 ~ 30%	> 30%
	1.2	文化	1.2.1	少数民族の生活	-	性	非常にある	ある	少しある	ほとんど無	全く無い
			1.2.2	遺跡・文化財	-	性	非常にある	ある	少しある	ほとんど無	全く無い
	1.3	経済	1.3.1	収用農地面積(収入減)	-	量	> 2,000 ha	1,000 ~ 2,000	100 ~ 1,000	0 ~ 100	0
			1.3.2	減水区間の世帯数	-	量	-	-	-	-	-
			1.3.3	農業(灌漑)ポテンシャル	+	性	マイナス影 響あり	変化なし	少しある	ある	非常にある
			1.3.4	漁業(養魚振興)ポテンシャル	+	性	マイナス影 響あり	変化なし	少しある	ある	非常にある
			1.3.5	商工業(舟運・流通、観光、 電気利用工場誘致)	+	性	マイナス影 響あり	変化なし	少しある	ある	非常にある
2 自然環境 Natural Environmental Impacts	2.1	広域自然環 境	2.1.1	環境保護区(保護区内湛水 面積で計量)	-	量	> 5,000 ha	1,000 ~ 5,000	100 ~ 1,000	1 ~ 100	0
			2.1.2	土砂遮断(河床低下、河岸 デルタ浸食)	-	性	甚大(本流 大ダム)	影響大(本流 ダム)	影響中程度 (支流大ダ ム)	影響少(支 流ダム)	ない(メコン 流域外)
			2.1.3	CO <sub>2</sub> 削減(森林喪失による 増加と水力発電による削 減、貯水池面積当りの削減 効率で評価)	+	量	ネット削減 量がマイナ ス(排出 増)	0 ~ 500 t-CO <sub>2</sub> /km <sup>2</sup>	500 ~ 2,000 t-CO <sub>2</sub> /km <sup>2</sup>	2,000 ~ 10,000 t-CO <sub>2</sub> /km <sup>2</sup>	> 10,000 t-CO <sub>2</sub> /km <sup>2</sup>
	2.2	流域物的環 境(水・土 地)	2.2.1	工事期間中の汚染(ダム体 積で計量)	-	量	> 30 mcm	10 ~ 30 mcm	5 ~ 10 mcm	1 ~ 5 mcm	< 1 mcm
			2.2.2	アクセス道路(斜面、景観へ の影響、道路延長で計量)	-	量	> 40 km	30 ~ 40 km	20 ~ 30 km	10 ~ 20 km	~ 10 km
			2.2.3	水質悪化の可能性(有効貯 水容量/年流入量比で予 測)	-	量	> 50%	30 ~ 50%	20 ~ 30%	5 ~ 20%	< 5%
	2.3	生態的環境	2.3.1	湛水面積(森林水没)	-	量	> 50 km <sup>2</sup>	25 ~ 49 km <sup>2</sup>	10 ~ 24 km <sup>2</sup>	5 ~ 9 km <sup>2</sup>	< 5 km <sup>2</sup>

評価基準1	評価基準2	評価基準3		1 正負	2 性量	尺度 (0, 25, 50, 75, 100 の5段階)						
						0	25	50	75	100		
		2.3.2	稀少動植物(生物多様性・動植物)	-	性	非常にある	ある	少しある	ほとんど無	無い		
3	事業内容(技術面) Technical Feasibility 費用換算が容易でない技術面の優劣を判定	3.1	自然条件	3.1.1	流況(流域面積 100 km <sup>2</sup> 当りの乾季流量)	-	量	< 0.10 m <sup>3</sup> /s	0.10 ~ 0.20 m <sup>3</sup> /s	0.20 ~ 0.30 m <sup>3</sup> /s	0.30 ~ 0.50 m <sup>3</sup> /s	> 0.50 m <sup>3</sup> /s
				3.1.2	地形(有効貯水容量×定格落差として計量)	+	量	< 5,000 mcm・m	5,000 ~ 10,000	10,000 ~ 20,000	20,000 ~ 50,000	> 50,000 mcm・m
				3.1.3	地質(ダム基礎、貯水池水密性、地滑り)	-	性	重要課題が想定される	軟弱地盤、材料等で困難を想定	特別な困難は想定されない	想定課題なし	良好
				3.1.4	堆砂	-	性	重要課題が想定される	やや困難が想定される	特別な困難は想定されない	想定課題なし	良好
	3.2	発電規模(GWh)	+	量	< 50 GWh	50 ~ 100 GWh	100 ~ 500 GWh	500 ~ 1,000 GWh	> 1,000 GWh			
	3.3	発電原価(¢ /kWh)	+	量	> 10 ¢ /kWh	8 ~ 10 ¢ /kWh	7 ~ 8 ¢ /kWh	6 ~ 7 ¢ /kWh	< 6 ¢ /kWh			
	4	事業の経済財務効果 Economic and Financial Aspects	4.1	市場と需要	4.1.1	国内ピーク需要への貢献(firm power in GWh)	+	量	< 20 GWh	20 ~ 50 GWh	50 ~ 250 GWh	250 ~ 500 GWh
4.1.2					電力の輸出余力(電力量で計量)	+	量	< 50 GWh	50 ~ 100 GWh	100 ~ 500 GWh	500 ~ 1,000 GWh	> 1,000 GWh
4.2			政策・国益	4.2.1	国内電気料金引き下げへの貢献(発電原価で近似)	+	量	> 10 ¢ /kWh	8 ~ 10 ¢ /kWh	7 ~ 8 ¢ /kWh	6 ~ 7 ¢ /kWh	< 6 ¢ /kWh
				4.2.2	外貨・税収への貢献(発電原価が 7 ¢ 未満の場合のみ輸出可能と想定し、総発電量で計量)	+	量	< 50 GWh	50 ~ 100 GWh	100 ~ 500 GWh	500 ~ 1,000 GWh	> 1,000 GWh
4.3			内部収益率	4.3.1	経済的内部収益率	+	量	< 10%	10% ~ 12%	12% ~ 14%	14% ~ 16%	> 16%
				4.3.2	財務的内部収益率	+	量	< 7%	7% ~ 9%	9% ~ 11%	11% ~ 13%	> 13%

評価基準1	評価基準2	評価基準3	1 正負	2 性量	尺度 (0, 25, 50, 75, 100 の5段階)				
					0	25	50	75	100
5 事業実施速度 Speed of Implementation	5.1 物理的要因	5.1.1 所要アクセス道路の延長	-	量	> 40 km	30 ~ 40 km	20 ~ 30 km	10 ~ 20 km	< 10 km
		5.1.2 計画貯水池の表面積	-	量	> 500 km <sup>2</sup>	250 ~ 500 km <sup>2</sup>	100 ~ 250 km <sup>2</sup>	50 ~ 100 km <sup>2</sup>	< 50 km <sup>2</sup>
		5.1.3 建設工期(ダム体積で近似評価)	-	量	> 30 mcm	10 ~ 30 mcm	5 ~ 10 mcm	1 ~ 5 mcm	< 1 mcm
		5.1.4 地雷/不発弾除去の必要性	-	性	非常にある	ある	少しある	ほとんど無	全く無い
	5.2 社会的要因	5.2.1 移転世帯の合意	+	性	全く無い	ほとんど無	少しある	ある	非常にある
		5.2.2 事業費規模と予算措置(金額が大きいと予算措置困難)	-	量	> 500 m\$	300 ~ 500 m\$	200 ~ 300 m\$	100 ~ 200 m\$	< 100 m\$
		5.2.3 プロジェクトの準備状況(F/S、B/D、D/D等)	+	性	既存レポートなし、計画概要不明	既存概要レポートあり	既存検討レポートあり	プレFS実施中	FS実施中
		5.2.4 MRC合意(他国合意が必要な場合は遅れる)	+	性	メコン本流のダム転流計画	メコン本流のダム計画	メコンの支流のダム転流計画	メコンの支流のダム計画	メコン流域外

- 1) 大きい方が好ましい場合は+、小さい方が好ましい場合は-だが、いずれも得点は正の値としての加算方式となる。  
 2) 定性的な判断は性、定量的判断は量と記入。定量的判断も採点の際には尺度設定しての評価となる。

出典:調査団

### 5.3 項目毎のプロジェクト評価

#### 5.3.1 社会経済環境

##### (1) 生活:治水効果

水力発電事業に係る治水効果としては、以下事項が期待できる。

- 貯水池により、急峻な地域で発生しやすい鉄砲水を調節する効果
- 上流にピーク水力発電所がある場合、貯水池により、河川流量の日変動を逆調整する効果

対象水力計画の治水効果の評価では、河川勾配と有効貯水容量に対する年間流入量の割合の二つを評価項目とする。表 5.3.1 に、各水力計画の河川勾配と、年間流入量に対する有効貯水容量の割合を示す。

表 5.3.1 河川勾配と有効貯水容量に対する年間流入量の割合

No.	プロジェクト名	地域	河川勾配 (in 1 to)	有効貯水容量 - 年流入量 比 (CIR) (%)
1	Sambor	(Mekong)	3,500	-
2	Prek Chhlong II	East	350	5.8%
3	Prek Ter III		700	44.3%
4	Prek Ter II		550	16.0%
5	Sre Pok IV	Northeast	2,400	0.5%
6	Prek Por I	East	1,400	85.5%
7	Lower Sre Pok II	Northeast	3,000	10.1%
8	Lower Se San II		3,000	8.1%
7&8	Lower Sre Pok II + Lower Se San II		3,000	5.0%
9	Stung Treng	(Mekong)	3,000	-
10	Se Kong	Northeast	4,500	0.1%
11	Lower Se San III		2,400	9.7%
12	Prek Liang I		2,400	10.4%
13	Prek Liang IA		2,400	10.4%
14	Prek Liang II		2,400	28.0%
15	Lower Sre Pok III		2,400	8.2%
16	Middle St. Russey Chrum		Southwest	100
17	Stung Chhay Areng	150		75.8%
18	Stung Tatay	150		59.2%
19	Stung Metoek I	170		50.0%
20	Stung Metoek II	170		38.2%
21	Stung Metoek III	190		11.7%
22	Stung Kep II	120		5.1%
23	Upper St. Russey Chrum	50		47.2%
24	Stung Pursat I	950		84.7%
25	Stung Pursat II	575		57.9%
26	Stung Sen	North	3,500	59.5%
27	Stung Battambang II	Southwest	100	76.4%
28	Stung Battambang I		450	46.1%
29	Bokor Plateau	South	250	44.9%

出典：調査団

一般的に、緩勾配の河川は、鉄砲水が起こりにくいいため治水効果は低いと考えられる。従って、対象水力計画の第1次絞り込みにおいては、河川勾配が 1/1,000 以下の緩勾配河川上計画は、特別な治

水効果はないものと想定し、治水効果は特に評価しないものとした。従って、メコン本流および北東部に位置する全プロジェクト、No.6、およびNo.26は、治水効果の評価点をゼロとした。

もう一つの評価項目である年間流入量に対する有効貯水容量の割合については、以下の評価尺度を対象水力計画の第1次絞り込みに適用した。

グループ	有効貯水容量 - 年流入量比 ( CIR )	評点
A	30% CIR	100
B	20% CIR < 30%	75
C	10% CIR < 20%	50
D	5% CIR < 10%	25
E	CIR < 5%	0

年間流入量に対して大きな貯水容量を有するプロジェクトは、治水効果が高い。つまり、年間流入量に対してより大きな貯水容量を有するプロジェクトは、治水効果の観点で高評価となる。河川勾配が1/1,000より大きいプロジェクトに対し、上記の基準で評価を行った。

第1次絞り込みにおける治水効果に係る検討結果を表5.3.2にまとめる。

表 5.3.2 治水効果に係るプロジェクト評価

No.	プロジェクト名	河川勾配 (in 1 to)	有効貯水容量 - 年流入量 比(CIR) (%)	評点
1	Sambor	3,500	---->	0
2	Prek Chhlong II	350	5.8	25
3	Prek Ter III	700	44.3	100
4	Prek Ter II	550	16.0	50
5	Sre Pok IV	2,400	---->	0
6	Prek Por I	1,400	---->	0
7	Lower Sre Pok II	3,000	---->	0
8	Lower Se San II	3,000	---->	0
7&8	Lower Sre Pok II + Lower Se San II	3,000	---->	0
9	Stung Treng	3,000	---->	0
10	Se Kong	4,500	---->	0
11	Lower Se San III	2,400	---->	0
12	Prek Liang I	2,400	---->	0
13	Prek Liang IA	2,400	---->	0
14	Prek Liang II	2,400	---->	0
15	Lower Sre Pok III	2,400	---->	0
16	Middle St. Russey Chrum	100	57.3	100
17	Stung Chhay Areng	150	75.8	100
18	Stung Tatay	150	59.2	100
19	Stung Metoek I	170	50.0	100
20	Stung Metoek II	170	75.4	100
21	Stung Metoek III	190	43.7	50
22	Stung Kep II	120	1.3	25
23	Upper St. Russey Chrum	50	47.2	100
24	Stung Pursat I	950	84.7	100
25	Stung Pursat II	575	57.9	100
26	Stung Sen	3,500	---->	0
27	Stung Battambang II	100	76.4	100
28	Stung Battambang I	450	46.1	100
29	Bokor Plateau	250	44.9	100

出典：調査団

上表の治水効果に係る評価結果によれば、南西部のプロジェクトは北東部のプロジェクトより高評価となっている。これは、急勾配河川でのダム式水力発電事業は治水効果が高いという特徴を示しており、妥当な結果となっている<sup>7</sup>。

### 5.3.2 事業内容（技術面）

#### (1) 自然条件：流況（流域面積 100 km<sup>2</sup> 当りの乾季流量）

カンボジアの河川は、顕著な乾季、および地質・土壌の特性から、概して流況は悪い。特に南西部の流域では、乾季には河川流量が顕著に低下し、発電用水はほとんど得られなくなる。従って、カンボジアにおける水力発電計画では、乾季に河川流量を確保することが極めて重要な検討課題となる。

ところが、カンボジアでは次のような制約がある。

水力計画地点に測水所がなく、従って流量など水文資料がほとんどない。

水力地点でなくても、全国的に既存の測水所が少なく、さらに定期的に流量測定が実施され水位-流量曲線（H-Q 曲線）が確立されている測水所はほとんどない。

測定が比較的簡単な雨量計も、水力計画の流域内にはほとんどなく、流域平均雨量でさえも、遠方の観測所の記録から内挿しないと推定できない状況である。

この雨量が、南西の沿岸部や北東部のベトナム国境地帯の山地では年間 3,000 mm を超えるのに対して、トンレサップ流域などの内陸部では半分以下に低下する。年雨量が半減すると年流出率<sup>8</sup>自体もほぼ半減し、その結果年流出高<sup>9</sup>あるいは比流量<sup>10</sup>は約 4 分の 1 に激減する傾向がある。

このような条件化で、流況を検討するために、調査団はまず、対象水力計画に係る河川流量のデータの収集・整理を行った。表 5.3.3 に、第 1 次絞り込みで参照した水文（水位）観測所を示す。

<sup>7</sup> 北東地域の#5 から#15 の水力計画などはメコン支流であり、上流にピーク発電所がある場合には逆調整効果を見込むことができるが、下流に対する治水効果はほとんど期待できない。なぜなら、メコン河のような大きな大陸河川は、ひと雨季かけて洪水がピークに達し、カンボジア領内では毎年両岸に冠水をひき起こすものであり、支流の少々の貯水池で調整しても、治水効果は見込めない。それに対し、メコン流域外の小流域の急勾配河川では、比較的平坦なカンボジアにあっても鉄砲水が発生する。この鉄砲水に対しては、相対的に小さな貯水池でも治水効果を期待できる。

<sup>8</sup> ある流域に降った年降水量に対する年流出量の割合。

<sup>9</sup> 河川のある地点を流下する年流出量（Q：通常百万トン単位で表す）を、その地点の流域面積（A：通常 km<sup>2</sup> 単位で表す）で割り、雨量のように mm で表示する量。年間に流出した雨量を流域面積を底盤とする巨大水槽に溜めた場合の平均水深と考えてもよい。例えば、 $Q/A = (100 \text{ mcm} \times 10^6 \text{ m}^3) / (100 \text{ km}^2 \times 10^6 \text{ m}^2) = 1 \text{ m} = 1,000 \text{ mm}$ 。次の比流量とともに、異なる流域間の比較に用いるが、流出高は雨量のようにその絶対値をイメージして比較できる利点を持つ。

<sup>10</sup> 例えば年平均流量を、流域面積 100 km<sup>2</sup> 当りの比流量として表し、異なる流域間の比較に用いる。比流量の単位は通常  $\text{m}^3/\text{s}/100 \text{ km}^2$  とする。

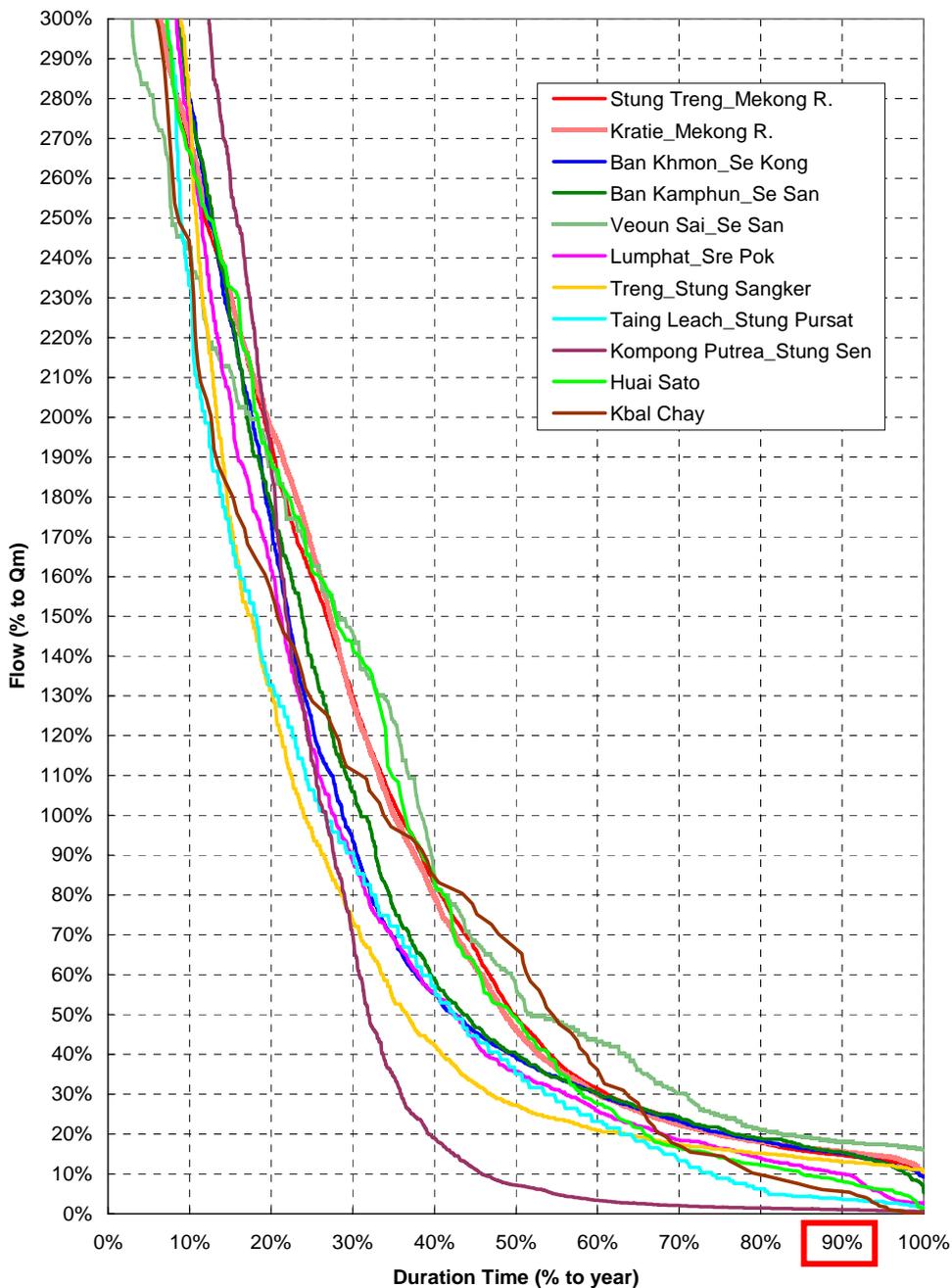
表 5.3.3 第 1 次絞込みで参照した水文観測所

観測所 No.	観測所名*	流域	使用データ		比流量 (m <sup>3</sup> /sec/100km <sup>2</sup> )		
			間隔	期間 (年)	平均流量 (q <sub>a</sub> )	乾季流量 (q <sub>d</sub> )	q <sub>d</sub> /q <sub>a</sub>
14501	Stung Treng	Mekong river	Daily	20	2.04	0.30	15%
14901	Kratie	Mekong river	Daily	20	2.08	0.32	16%
430101	Ban Khmon	Se Kong	Daily	9	4.70	0.71	15%
440101	Ban Kamphun	Se San	Daily	7	3.33	0.51	15%
440102	Veoun Sai	Se San	Daily	1	4.15	0.75	18%
450101	Lumphat	Sre Pok	Daily	6	2.59	0.21	8%
550101	Treng	St. Sangker	Daily	8	3.41	0.44	13%
580102	Taing Leach	St. Pursat	Daily	4	1.28	0.05	4%
610102	Kompong Putrea	St. Sen	Daily	5	1.71	0.02	1%
-	Huai Sato (Thai)	Huai Sato (Thai)	Monthly	26	5.29	0.43	8%
-	Kbal Chay	Prek Tuek sub river (Sihanoukville)	Daily	1.5	8.20	0.44	5%

出典：調査団

\*) 各観測所データは、MRC, MOWRAM, Preliminary Study on the Stung Mnam Hydroelectric Power Project (EPDC, 2001), The Study on Regional Development of the Phnom Penh-Sihanoukville Growth Corridor in the Kingdom of Cambodia (JICA, 2003)のデータを参照。

既存の水文観測所の内、観測所位置、データの整備状況および信頼性を鑑みて、上記の観測所を採用した。表 5.3.3 における比流量は次図の流況曲線を基に算定し、乾季流量は年間 90%の期間 (365 日 × 90% = 328.5 日) で確保できる流量とした。



出典：調査団

図 5.3.1 流況曲線

図 5.3.1 は、特に Stung Sen (Kompong Putrea)では乾季における流量確保が他に比べて極めて困難であることを示している。一方メコン本流では、平均流量に対する流量比 ( $Q_{90}$  to  $Q_m$ ) が年間 90%の期間に対して 10%以上となっており、乾季であっても相当量の流量を確保できることが示されている。上述の流況特性に係る検討を参照した上で、乾季比流量を第 1 次絞り込みにおける評価項目とした。表 5.3.4 に、各プロジェクトの乾季比流量とその評価結果を示す。

表 5.3.4 乾季比流量と流況特性に係るプロジェクト評価

No.	プロジェクト名	地域	適用した観測所	乾季比流量 $q_d$ ( $m^3/sec/100km^2$ )	評点
1	Sambor	(Mekong)	Kratie	0.32	75
2	Prek Chhlong II	East	Kratie	0.32	75
3	Prek Ter III		Kratie	0.32	75
4	Prek Ter II		Kratie	0.32	75
5	Sre Pok IV		Northeast	Lumphat	0.21
6	Prek Por I	East	Lumphat	0.21	50
7	Lower Sre Pok II	Northeast	Lumphat	0.21	50
8	Lower Se San II		Ban Kamphun	0.51	100
7&8	Lower Sre Pok II + Lower Se San II		Ban Kamphun	0.51	100
9	Stung Treng	(Mekong)	Stung Treng	0.30	50
10	Se Kong	Northeast	Ban Khmon	0.71	100
11	Lower Se San III		Ban Kamphun	0.51	100
12	Prek Liang I		Voeun Sai	0.75	100
13	Prek Liang IA		Voeun Sai	0.75	100
14	Prek Liang II		Voeun Sai	0.75	100
15	Lower Sre Pok III		Lumphat	0.21	50
16	Middle St. Russey Chrum		Southwest	Huai Sato	0.43
17	Stung Chhay Areng	Huai Sato		0.43	75
18	Stung Tatay	Huai Sato		0.43	75
19	Stung Metoek I	Huai Sato		0.43	75
20	Stung Metoek II	Huai Sato		0.43	75
21	Stung Metoek III	Huai Sato		0.43	75
22	Stung Kep II	Huai Sato		0.43	75
23	Upper St. Russey Chrum	Huai Sato		0.43	75
24	Stung Pursat I	Taing Leach		0.05	0
25	Stung Pursat II	Taing Leach		0.05	0
26	Stung Sen	North		Kompong Putrea	0.02
27	Stung Battambang II	Southwest	Treng	0.44	75
28	Stung Battambang I		Treng	0.44	75
29	Bokor Plateau	South	Kbal Chhay	0.44	75

出典：調査団

各プロジェクトの乾季比流量は、以下の基準に従い評価を行った。

評価 グループ	乾季比流量 $q_d$ ( $m^3/sec/100km^2$ )	評点
A	$0.5 \leq q_d$	100
B	$0.3 \leq q_d < 0.5$	75
C	$0.2 \leq q_d < 0.3$	50
D	$0.1 \leq q_d < 0.2$	25
E	$q_d < 0.1$	0

表 5.3.4 に示すとおり、北東部の水力計画地点は南西部に比べて比較的高めの評価となっている。両地域間でのこの相違の原因は流域面積の差（北東地域では一般に大きい）である。カンボジアの気象/水文および地形的な特性を鑑みると、当評価結果はほぼ妥当と考えられる。尚、プロジェクト No.29（Bokor Plateau）の計画には Kbal Chhay 観測所のデータを参照した。図 5.3.1 の Kbal Chhay の流況曲線を見ると、Kbal Chhay の乾季比流量データは過大評価リスクを内包する。

## (2) 地質面の予備評価

水力地点の第1次絞り込みのための各サイトの地質に関する評価は、以下の資料に基づく机上の検討結果に基づいて実施した。

- ・地形図（縮尺10万分の1、必要に応じて5万分の1）
- ・地質図（縮尺20万分の1）
- ・衛星画像
- ・既存の水力地点調査報告書

評価項目は、以下に述べるとおり、技術的に対応が難しく、対策工事費が増加することが危惧される断層、石灰岩、地すべり、未固結堆積物の4項目とした。

### - 断層

断層は岩盤の劣化を伴うため、構造物の基礎に分布する場合、構造物の安定に関わる問題を引き起こす。また、一般に透水性が高いために、貯水池に分布する場合は漏水の原因となり得る。さらに、活断層の場合は、構造物の安定や貯水池斜面の安定など、致命的な問題を引き起こす危険がある。

### - 石灰岩

石灰岩は強度の問題は少ないものの、溶食空洞を伴うために、漏水の原因となる場合が多い。この場合、空洞の分布や規模が不規則であるために、適切な遮水対策を取ることが技術的および費用的に難しくなることが懸念される。

### - 地すべり

地すべり地帯に構造物が建設された場合、構造物の安定性に悪影響がある。また、貯水池に大規模な地すべりが分布する場合、湛水のために地すべりが滑動し、オーバートッピングが起き、ダムや下流域が被災する危険がある。

### - 未固結堆積物

ダム基礎に厚い未固結堆積物が分布する場合、ダムの安定や遮水性を確保するためにこれを掘削除去しなければならない。そのため、大規模な対策を行うことが必要となり、工事費が増加する危険がある。

各項目の評価方法は利用可能な資料を考慮して次のとおりとした。

### - 断層

地形図と衛星画像でリニアメント（線状模様）の判読を行い、判読されたりニアメントの明瞭さと位置を記録した。地質図と既存報告書において、候補地近傍に記載されている断層を抽出し、その断層が実在断層か推定断層かを区分するとともに、その位置を記録した。

明瞭なりニアメントや実在断層が確認された場合は、地形図と衛星画像を利用して沢や尾根の折れ曲がりや連続する急崖などの活断層地形を判読して、活断層の可能性を判断した。

- 石灰岩  
地質図と既存報告書の記述を基に、近傍に分布する石灰岩の位置、年代、岩相などを明らかにした。
- 地すべり  
地形図と衛星画像で地すべり様地形を判読し、判読された地すべり様地形の明瞭さと位置を記録した。
- 未固結堆積物  
地質図と既往報告書において、計画された構造物や貯水池周辺に未固結堆積物が分布するかを確認する。分布位置を記録するとともに、その厚さを推定する。

各項目の評価基準は以下のとおり、致命的な問題があるケースを含む4段階とした。

- 断層
  - a) 既存資料において、断層が確認されない。
  - b) 推定断層、または不明瞭なりニアメントが候補地近傍で確認された。
  - c) 活断層ではない実在断層、または明瞭なりニアメントが候補地近傍で確認された。
  - d) 活断層の可能性の高い断層もしくは明瞭なりニアメントが構造物の近傍に存在し、致命的な問題となる可能性が大きい。
- 石灰岩
  - a) 既存資料によると、石灰岩は分布しない。
  - b) 既存資料において明示されていないものの、石灰岩が分布する可能性はある。
  - c) 小規模な石灰岩が候補地近傍で確認された。
  - d) 大規模な石灰岩が候補地近傍で確認された。
- 地すべり
  - a) 既存資料によると、地すべりは分布しない。
  - b) 既存資料において明示されていないものの、地すべりが分布する可能性はある。
  - c) 小規模な地すべりが候補地近傍で確認された。
  - d) 大規模な地すべりが候補地近傍で確認された。
- 未固結堆積物
  - a) 既存資料によると、厚い未固結堆積物は分布しない。
  - b) 既存資料において明示されていないものの、厚い未固結堆積物が分布する可能性はある。
  - c) 厚い未固結堆積物が候補地近傍の一部で確認された。
  - d) 厚い未固結堆積物が候補地近傍の一部もしくは広範に分布し、重大な問題となる可能性がある。

地質状況の評価を行うために、各項目の評価結果について、次のような配点を行い、合計点で地質状況全般に関わる判断を行った。

各評価に対する配点

評価 a) : 0点

評価 b) : 25点

評価 c) : 50 点

評価 d) : 100 点

合計点による地質判断基準

総合判断 A : 合計 0 点

総合判断 B : 合計 25 点

総合判断 C : 合計 50 点

総合判断 D : 合計 75 点

総合判断 E : 合計 100 点

配点の結果は下表のとおりであり、総合判断結果はプロジェクトシートにも示されている。

表 5.3.5 地質条件に係るプロジェクト評価

No.	事業名	1) 断層	2) 石灰岩	3) 地すべり	4) 堆積物	合計点	総合評価
1	Sambor	0	0	0	50	50	C
2	Prek Chhlong II	0	0	0	50	50	C
3	Prek Ter III	0	0	0	50	50	C
4	Prek Ter II	50	0	0	0	50	C
5	Sre Pok IV	0	0	0	0	0	A
6	Prek Por I	0	0	0	25	25	A
7	Lower Sre Pok II	0	25	0	0	25	C
8	Lower Se San II	0	25	0	0	25	C
7&8	Lower Sre Pok II + Lower Se San II	0	25	0	50	75	D
9	Stung Treng	0	0	0	50	50	C
10	Se Kong	0	0	0	50	50	C
11	Lower Se San III	0	0	0	50	50	C
12	Prek Liang I	25	0	0	0	25	B
13	Prek Liang IA	0	0	0	0	0	A
14	Prek Liang II	50	0	0	0	50	C
15	Lower Sre Pok III	0	0	0	50	50	C
16	Middle St. Russey Chrum	0	0	0	50	50	C
17	Stung Chhay Areng	0	0	0	50	50	C
18	Stung Tatay	0	0	0	0	0	A
19	Stung Metoek I	0	0	0	0	0	A
20	Stung Metoek II	0	0	0	0	0	A
21	Stung Metoek III	0	0	0	0	0	A
22	Stung Kep II	0	0	0	0	0	A
23	Upper St. Russey Chrum	25	0	0	0	25	B
24	Stung Pursat I	25	0	0	0	25	B
25	Stung Pursat II	0	0	0	0	0	A
26	Stung Sen	0	0	0	50	50	C
27	Stung Battambang II	25	25	0	0	50	C
28	Stung Battambang I	25	25	0	50	100	E
29	Bokor Plateau	0	0	0	50	50	C

出典：調査団

## 5.4 優先10計画の選定

4章で述べたように、29の候補水力計画について、水文量のレビューから初めて、発電計画、送電計画、積算の見直しを実施した。各計画の経済・財務評価は6章で報告する。この検討結果に基づいて、図5.4.1に示す手順に従い環境社会に配慮した評価基準に基づいて、29ヶ所の候補計画から10ヶ所の優先計画を選定した。

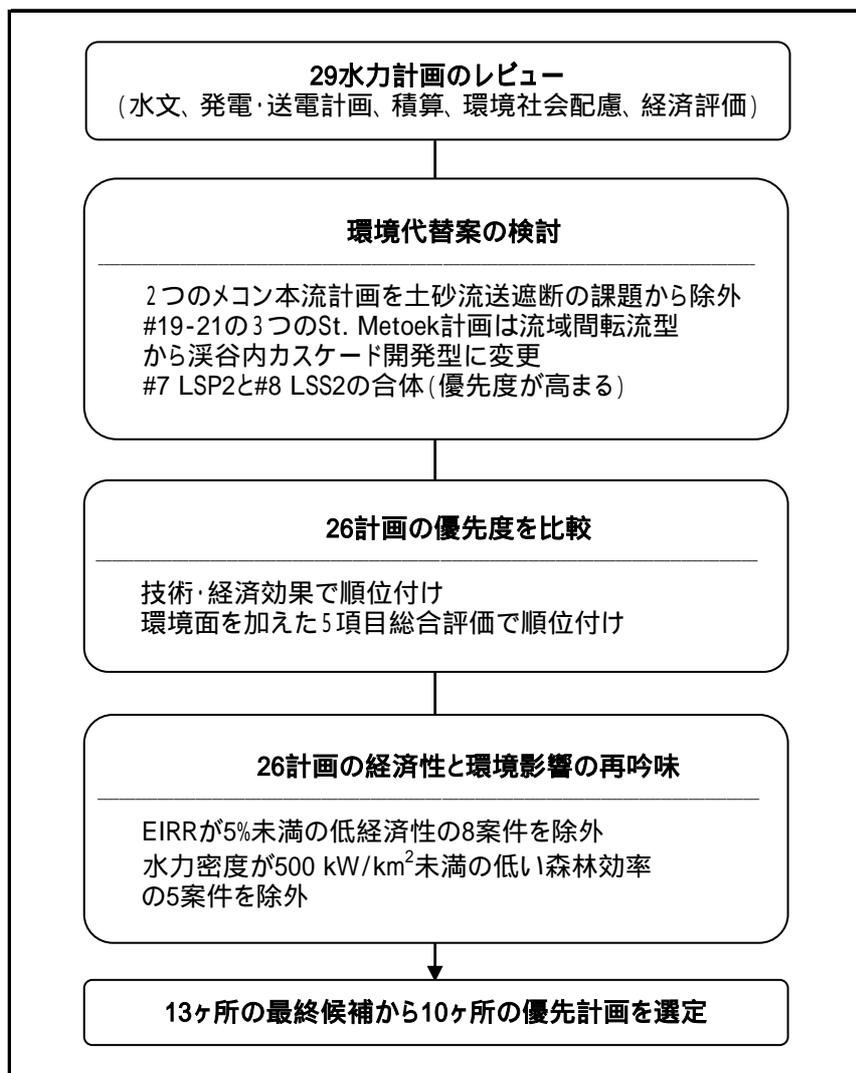


図 5.4.1 優先10計画の選定フロー

以下に、優先10計画の選定経緯と結果概要を記述する。

### 5.4.1 環境代替案の検討

- (1) メコン本流の2ダム計画（#1 Sambor と#9 Stung Treng）は、メコン河における流送土砂をダムが長年にわたり40%程度遮断することが想定される。しかし、その技術的軽減策のフィージビリティを現時点では確認できていないので、以降の検討対象から除外する。また、両計画の発電規模がカンボジアの電力需要と比べて大きいことから、今後20年間の水力マスタープランに採択する必要性は低い。

- (2) #7 LSP2 と#8 LSS2 計画については、Sre Pok 川と Se San 川の合流点の下流側にひとつのダムを建設して統合させる案（#7&8 LL2 計画）の FS 調査が、現在 EVN によって実施中である。調査団の予備検討によると、LSS2 < LSP2 < LL2 の順で、統合案 LL2 が最も総合優先度が高い。そこで、以降の検討では LL2 を対象とする。

以上の結果、これ以降の検討対象計画は 26 ケ所（= 29 - 2 - 1）となる。

#### 5.4.2 26 計画の優先順位付け

##### (1) カンボジア国の環境保全と天然資源開発のバランス

26 計画の内、#3 Prek Ter III 計画を除く 25 の計画は、多かれ少なかれカンボジアの環境保護区に係る（図 4.7.7 参照）。環境省次官によれば、カ国の環境保護区は 4 つのゾーン<sup>11</sup>に分類されることになっている。しかし、現在まで大部分の保護区は、地理的境界が決められているだけで、この 25 の水力計画案に係る保護区はいずれも未だゾーン分けされていない。

保護区に係る開発計画は無条件に開発禁止という、最強の環境規制も理論的にはあり得る。しかし、そのような究極の環境規制をカンボジアの環境保護区に適用すると、水力資源の開発は事実上全面禁止となる。調査団は、そのような環境一辺倒の規制はカ国の国益に沿わないと考える。カ国の環境法がその目的としているように、環境保全・保護を推進しつつ、国産天然資源の持続的開発を慎重に進めることが国益につながると考える。

本調査では、1) 保護区境界は指定されているが、4 つのゾーン分けが未設定で、保護区内での開発事業が全面的に禁止されている訳ではないこと、2) 有望な事業はカ国政府（RGC）の承認を得て実施する道も残されていることから、保護区に係る計画をそれだけの理由で直ちにアンタッチャブルとして棄却することはしない。まず、26 計画を同じ基準で見直してから、環境保全と水力開発のバランスという課題を慎重に検討することにする。10 ケ所の優先計画の選定段階で、「水力密度」の観点から環境保全と水力開発の第 1 次バランスを検討する。次いで、第 2 次調査の 10 計画の優先順位付けの段階で、環境影響が軽減策により受容可能か、それとも回避（ゼロオプション）が必要か、検討することとする。

##### (2) 26 計画の総合評価

26 計画を同じ土俵でレビューし、評価した結果を表 5.4.1 に示す。同表の 1 行目は技術・経済面の評価結果を、その下は、環境社会面と実施速度を加えた 5 項目総合評価を示す。

まず、技術・経済評価点だけで仮順位をつけ、その後、環境社会および実施速度を加えた 5 項目総合評価と比較してみると、次のような特徴を指摘できる。

#7&8のLL2計画は、技術点ではトップだったが、環境影響を追加考慮した結果、総合2位  
#11のLSS3計画は、技術・経済7位から一気に圏外の19位まで転落する。これは広大な貯水池面積と水没農地面積などがマイナス評価された結果である。なお、本計画は、後述の水力密度の観点からも優先度は低い。同様に、#10のSe Kong計画も、技術・経済8位から圏外の総合15位まで順位が低下する。  
#16のMSRC計画は環境点が高く、3位から1位に上昇。同様に、#22のKP2計画と#29の

<sup>11</sup> 1) Strict conservation zone (core area), 2) Conservation zone, 3) Sustainable use zone, 4) Community zone.

BP計画は6段階上昇。

本調査で導入した5項目の総合評価基準により、環境影響が相当程度に順位付けに反映されていることが理解できよう。

26計画の内、以下の8つの計画はEIRRが5%以下と特に低い。5項目総合評価による順位はいずれも10位より低い。MPレベルの予備評価ではあるが、これらの計画は以降の検討対象から除外する。

#3 Prek Ter III

#4 Prek Ter II

#6 Prek Por I

#18 Stung Tatay

#19 Stung Metoek I

#25 Stung Pursat II

#27 Stung Battambang II

#28 Stung Battambang I

#22 Stung Kep II計画の上流側に位置する#18 Stung Tatay計画は、河川水をStung Chhay Areng川に転流する。したがって、#18 Stung Tatay計画が実施されると、下流に位置する#22 Stung Kep II計画は流入量が減少するため、経済的にフィージブルでなくなる。他方、#18 Stung Tatay計画が実施されないと、転流先の河川に位置する#17 Stung Chhay Areng計画は、Stung Chhay Areng川自身の流量しか利用できないことになり、経済性が低下する。これら3つの計画の中では、#22 Stung Kep II計画のEIRRだけが19.5%であるが、他は8%以下である。したがって、#22 Stung Kep II計画を優先計画として採択すべきであり、#18 Stung Tatayの転流計画は、その低い経済性（EIRR 4.8%）から推奨できない。#17 Stung Chhay Areng計画は、その経済性がEIRRで8.0%に留まり、さらに保護区内での水没面積が5,149 haに上ること、移転世帯数が277軒、農地水没面積が1,064haに上ることから、優先計画としては推奨しがたい。



### 5.4.3 カンボジアの水力計画と水力密度

26計画の総合評価の結果を俯瞰したところ、次の課題が判明した。

保護区内での貯水池面積（含む貯水池内に孤立する島の面積）が 5,000 ha を超える、すなわち自然環境に影響を及ぼす可能性のある計画が5つある。特に#15 LSP3 の場合には、保護区内での貯水池面積が 64,699 ha (= 646.99 km<sup>2</sup>) に上る。さらに、#2 Prek Ter III 計画と#26 Stung Sen 計画は、発電規模に比べて貯水池面積が大きいことから、水没予定地域内の森林が持っている CO<sub>2</sub> 吸収能力<sup>12</sup>のロス分を考慮すると、CO<sub>2</sub> 削減量がネットでマイナス、すなわち排出削減分より吸収能力の喪失分のほうが大きくなると推定された。カンボジアの、特に北東部の平坦な丘陵地帯での貯水池計画については保護区に対する影響、特に水没面積が大きく、水力開発と何らかのバランスを図ることが必要と考えられる。

カンボジアの水力計画は、森林や草地の水没という外部費用（土地資源のロス）を伴う。水没土地面積当りの「水力密度 (kW/km<sup>2</sup>)」が一定水準を上回る案件は環境影響が小さい可能性を示唆するので、本調査の第1段階でのさらなる選定検討作業の対象として、優先度を与えて扱うこととする<sup>13</sup>。しかし、現地踏査を実施する前の、既存報告書や情報のレビューという机上検討による第1段階の作業において、実際の環境影響の度合いを確認し、評価することはできない。なお、その低い水力密度のために第1段階後半の検討対象に取り上げなかった計画でも、本マスタープラン調査後に現地調査や環境影響評価（EIA）を通じて、それら計画の環境影響が適切な軽減策により受容可能であると判断された場合には、将来的に取り上げられることもある。

ある特定水準よりも高い水力密度を有する水力開発ポテンシャルを表 5.4.2 に示す。

表 5.4.2 特定水準よりも高い水力密度を有する水力ポテンシャル

Description	Unit	Min. acceptable level of power density (kW/km <sup>2</sup> )			
		500	1,000	2,000	4,000
Development potential	GWh/yr	5,629	3,007	1,923	1,147
	%	69%	37%	23%	14%
Restricted potential	GWh/yr	2,584	5,206	6,290	7,066
	%	31%	63%	77%	86%
Total	GWh/yr	8,213	8,213	8,213	8,213
	%	100	100	100	100

Note: A total of 26 projects, including low EIRR projects.

出典: 調査団

1,000 kW/km<sup>2</sup> を超える水力密度を有する水力ポテンシャルは約 3,000 GWh に上り、26 計画の技術ポテンシャル（含む非経済的ポテンシャル）の 37% に相当する（1/3 強が計画対象）。

500 kW/km<sup>2</sup> を超える水力密度を有する水力ポテンシャルは約 5,600 GWh に上り、技術ポテンシャルの 69% に相当する（2/3 強が計画対象）。

<sup>12</sup> カンボジアの原生林の CO<sub>2</sub> 吸収量は 5.19 t-CO<sub>2</sub>/ha/yr（IPCC の資料に基づき調査団が推定）。

<sup>13</sup> CDM 理事会は、貯水池の電力密度が 4 MW/km<sup>2</sup> 以上のものは環境影響が軽微との観点から、貯水池からの GHG 発生量を簡易値 90g-CO<sub>2</sub>/kWh で評価することを認め、さらに 10MW/km<sup>2</sup> 以上のものについては GHG 発生量を無視することを認めている。

水力開発と環境のバランスを図るという観点からは、第2段階での検討のために水力密度を500 kW/km<sup>2</sup>を超えるものを対象とするか、それとも1,000 kW/km<sup>2</sup>を超えるものを対象とするかが焦点となろう。本調査団は、26計画の技術ポテンシャルの中には経済的でないポテンシャルも含まれていることを勘案し、500 kW/km<sup>2</sup>を超える水力密度を有する水力開発ポテンシャルを、第1段階におけるさらなる検討対象とすることとした。これは、経済性の高い水力資源が限られているカンボジアにおいて環境と調和を図りつつ水力開発を推進するために、できるだけ多くのポテンシャル=候補計画から、第2段階の検討対象である10の優先計画を選定することを意図したものである。

この結果、以下の5計画は第1段階におけるさらなる選定検討対象に含まれなかった。

#2 Prek Chhlong II

#11 Lower Se San III

#15 Lower Sre Pok III

#24 Stung Pursat I<sup>14</sup>

#26 Stung Sen

#11 LSS3 計画は 161 MW の発電のために 409 km<sup>2</sup> の土地を水没させ、その水力密度は 390 kW/km<sup>2</sup> である。水没農地は約 13,000ha に上る。環境影響についての現地調査ならびに影響を受ける住民 (PAP) への聞き取り調査を実施していない段階で、本計画を 10ヶ所の優先計画すなわち本水力マスタープランの検討対象に含めることは推奨できない (因みに 5項目総合評価では 19位)。

#15 LSP3 計画は 235 MW の発電のために 697 km<sup>2</sup> を水没させ、その水力密度は 340 kW/km<sup>2</sup> である。本計画は、技術・経済評価では 2位、5項目総合評価では 3位であり、発電規模も大きい (設備容量 235 MW、年発生電力量 988 GWh)。その一方で、貯水池の大部分が保護区内に位置するため、保護区内の湛水面積も 647 km<sup>2</sup> と大きい。水没農地面積が 1,785 ha、移転対象世帯数が 726 に上る。保護区内に野生象の季節的移動経路があるとの報告があるので、貯水池がその移動を阻害する可能性がある。したがって、EIA により環境影響を容認可能なことが示されていない現段階では、調査団は本計画を第1段階のさらなる検討対象から外すことを推奨する。

その結果、上述の計画に代わって以下の2計画が優先10計画内に浮上した。

#21 Stung Metoek III ( MTK3, 23.3 MW, 103 GWh )

#23 Upper St. Russey Chrum ( USRC, 37.6 MW, 231 GWh )

#### バイオマスエネルギー生産の密度

9.4.2 節(5)項に示すように、0.5 MW/km<sup>2</sup> という水力密度は、貯水池予定地域内でサ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密度 0.43MW/km<sup>2</sup> に近い。換言すれば、その土地と水資源と太陽光資源を利用して、同程度の国産バイオマスエネルギーを生産できる可能性が

<sup>14</sup> 予備 EIRR は 13.3% と高い。発電後の放流水を下流の Pursat 市西方の水田のかんがいに利用することも考えられる。本計画を発電単目的ではなく、水力と治水・かんがいの多目的に開発する場合には、この水力密度基準は適用対象外となる。EIA が必要である。

ある。水力密度が  $0.43\text{MW}/\text{km}^2$  よりもはるかに低い水力計画の開発には、エネルギー安保および国民経済の観点から、環境影響評価(EIA)が必要なばかりでなく、環境影響が許容できるものならばバイオマスエネルギー生産という代替案の検討も必要となるかもしれない。

#### 5.4.4 優先10計画(案)

選定した10の優先計画を表5.4.3に示す。

表 5.4.3 優先 10 計画の概要

No.	項目	ID No.	7 & 8	12	13	14	16	20	21	22	23	29	Summary		
		Project Name	Lower Sre Pok II + Lower Se San II *	Prek Liang I	Prek Liang IA	Prek Liang II	Middle St. Russey Chrum *	Stung Metoek II	Stung Metoek III	Stung Kep II	Upper St. Russey Chrum *	Bokor Plateao	Min	Max	Total/Mean
		Abbrev.	LL2	PL1	PL1A	PL2	MSRC	MTK2	MTK3	KP2	USRC	BP			
	<b>主要環境影響指標</b>														
1	水力密度	MW/km <sup>2</sup>	1.21	7.07	注参照	3.39	2.50	1.54	2.12	14.91	8.44	6.97	1.21	14.91	48.15
2	貯水池の単位面積あたりのCO <sub>2</sub> 排出削減量	t-CO <sub>2</sub> /km <sup>2</sup>	1,925	19,954	0	13,499	11,064	6,703	6,738	44,939	33,960	31,341	0	44,939	170,124
3	CO <sub>2</sub> 排出削減量	1000 t-CO <sub>2</sub>	941	143	80	191	250	125	74	342	151	97	74	941	2,395
4	貯水池面積	km <sup>2</sup>	355.1	7.2	0.0	14.2	22.6	18.7	11.0	7.6	4.5	3.1	0	355	444
5	環境保護区内に入る湛水面積	km <sup>2</sup>	5.0	7.2	0.0	14.2	22.6	18.7	11.0	4.3	4.5	3.1	0.0	22.6	90.4
6	移転対象世帯	hh	1,479	0	0	0	0	168	0	0	0	0	0	1,479	1,647
7	水没農地面積	ha	3,081	0	0	0	9	991	0	0	0	0	0	3,081	4,081
	<b>発電諸元と経済性</b>														
8	発電設備容量	MW	430.5	50.6	22.5	48.0	56.4	28.8	23.3	113.6	37.6	21.6	21.6	430.5	832.9
9	発生電力量	GWh	1,724	220	106	260	345	174	103	458	231	133	103	1,724	3,754
10	発電原価	c/kWh	4.70	7.40	5.00	6.20	5.70	8.20	12.50	10.30	10.50	8.10	4.70	12.50	7.86
11	EIRR	%	17.6	19.3	19.2	20.3	16.9	13.7	12.2	9.5	8.9	11.0	8.9	20.3	14.9
12	FIRR	%	15.0	9.8	14.2	11.7	12.7	8.7	5.1	6.7	6.5	8.9	5.1	15.0	9.9

注： PL1A 計画は、上流 PL1 計画の放水口に直結して発電用水を受け取るため貯水池がなく、水力密度の対象とならない。

出典：調査団

## 選定された優先10計画の課題

1. 1位の#16 MSRC計画、4位の#29 BP計画、9位のUSRC計画は、いずれも保護区内に位置する。また、3位、5位、6位の、#12-14のPrek Liang I、IA、IIの3つのカスケード計画は、アクセスが悪く、さらにVirachey国立公園内に位置する。これらの計画は、保護区の管理上、開発を許可できるかどうか第2次調査の焦点となる。
2. 2位の#7&8 LL2計画は貯水池が特に大きいので、水没地域の移転世帯、農地、森林、回遊魚の評価が重要となる。
3. 8位の#22 KP2計画は、貯水池式として見直したが、まだ調節容量の限られた計画となっている。ダム高を上げて、より大きな調節容量を持たせられないか、第2次調査で検討する。
4. 7位と10位の#21-22 MTK2-3カスケード計画は、残留地雷の除去が課題である。

除外した計画のなかには、外国業者が現在プレ FS・FS を実施中のものが6ヶ所ある。しかし、総合順位3位の#15 LSP3 以外は、いずれも砂もしくは低い経済性の問題であり、議論の余地はほとんどない。#15 LSP3 計画（設備容量 235MW、年発生電力量 988 GWh）のリスク課題を以下に再掲する。調査団は、総合順位3位ではあるが、本計画を優先計画の検討対象から除外することを推奨する。

貯水池面積が 697 km<sup>2</sup> と広く、その内の 647 km<sup>2</sup> は保護区内に位置する。

水力密度が 340 kW/km<sup>2</sup> と低く、これはブラジルのサトウキビ栽培によるバイオエタノール製造の密度 430 kW/km<sup>2</sup> を下回る。ブラジルのエタノール生産は 1.5 GWh/km<sup>2</sup> 相当に上るので<sup>15</sup>、697 km<sup>2</sup> の貯水池面積は 1,000 GWh 超のエネルギーポテンシャルを持つといえよう。これは、#15 LSP3 計画の年発生電力量 988 GWh に匹敵する水準である。

貯水池が、野生象が季節的に移動していると言われる保護区内に広がる。

移転対象世帯数が 726 に上る。

水没農地面積が 1,785 ha に上る。

<sup>15</sup> 9.4.2 節(5)項参照