第2章 環境調査

2.1 概要

環境地調査は、第1フェーズ調査(1998年～2000年)で実施された。ここに示す調査結果は、2000年2月に提出された最終報告書第2巻の要約報告書から、第3章の環境影響評価と第4章の初期住民移転計画を抜粋したものである。したがって、環境影響評価は大規模開発案(FSL.360m)と中規模開発案(FSL.320m)の比較評価が主となっている。

なお、第2フェーズ調査では、中規模開発案(FSL.320m)に的を絞り、対象となる4村落の住民移転候補地の現地調査を2002年7月に実施したので、その調査結果を章末に示した。

2.2 公聴会の開催

本調査の特徴の一つである公聴会の開催は、第1フェーズ調査と第2フェーズ調査を通じて開催された。

第1フェーズ調査(1998年7月～2000年3月)

No.	公聴会	開催日時	開催場所	議題	参加者数(人)
1.	第1回中央公聴会	1998年11月	首都ビエンチャン市	着手報告書	110
2.	第2回中央公聴会	1999年6月	県都パクサン	中間報告書	120
3.	第3回中央公聴会	1999年12月	首都ビエンチャン市	最終報告書(案)	120
4.	第1回現地公聴会	1999年3月	ﾄﾞﾝ村/ｿﾌﾞﾖｰｸ村	着手報告書	50, 30
5.	第2回現地公聴会	1999年 6月	ﾓﾝﾏｲ村	中間報告書	40
6.	第3回現地公聴会	1999年12月	ﾄﾞﾝ村/ｿﾌﾞﾖｰｸ村/ﾓﾝﾏｲ村	最終報告書(案)	200, 170, 70

第2フェーズ調査(2001年3月～2002年11月)

No.	公聴会	開催日時	開催場所	議題	参加者数(人)
1.	第1回中央公聴会	2001年6月	首都ビエンチャン市	着手報告書	110
2.	第2回中央公聴会	2002年3月	県都パクサン	中間報告書	100
3.	第3回中央公聴会	2002年9月	首都ビエンチャン市	最終報告書(案)	130
4.	第1回現地公聴会	2001年6月	ﾄﾞﾝ村/ｿﾌﾞﾖｰｸ村/ﾓﾝﾏｲ村	着手報告書	不詳
5.	第2回現地公聴会	2002年3月	ﾄﾞﾝ村/ｿﾌﾞﾖｰｸ村/ﾓﾝﾏｲ村	中間報告書	50, 40, 100
6.	第3回現地公聴会	2002年9月	ｿﾌﾞﾖｰｸ村	住民移転計画	40

2.3 環境影響評価

(1) ダム下流域への影響

大規模、中規模ダム開発案とも、ダム建設計画地点は同じである。従って、ダム下流域に対する環境影響は極めて類似しており、自然環境面から見た両者に大きな相違はない。

(2) 貯水池面積と森林

大規模ダム開発案(FSL.360m)の貯水池面積(14,820ha)は、中規模案(FSL.320m)の2倍であり、耕作地面積(950ha)では3倍となる。木材量で290,000m3と推定される10,000haの森林がFSL.360m案で水没するのに対し、FSL.320m案ではその半分のみである。

(3) 貯水池の水質

森林の水没による貯水池の水質悪化を軽減するには湛水地内に於ける事前伐採が効果的だが、ナムニアッププロジェクトの広大な貯水池面積(74km^2)を対象とした伐採には計り知れない長い時間を要するため効果的でなく、また膨大な経費が掛かり現実的でない。発電の放流による下流の水質悪化に対しては下流河川での何らかの酸素還元対策が必要であろう。

(4) 炭素固定量の損失

森林の水没に伴い、ラオス国は炭素隔離機能を喪失することとなり、ひいては地球温暖化の一因となる。それは同時に固定炭素の工業先進国への売却の可能性を失うことをも意味している。年間2～3 m^3/haとされる森林成長率に基づけば、水没によるFSL.360m案の損害額は年間18万から27万ﾄﾞﾙ、FSL.320m案では9万～13万ﾄﾞﾙと推定される。

(5) 水位変動区域内農業

運転期間中、貯水池水位は変動するので、変動区域は農作地か牧草地として利用可能である。稲作のためには、少なくとも5ヶ月間は水面上に露出していなければならない。FSL.320m案(2,000ha)は、FSL.360m案(1,000ha)の2倍近くの耕作地を提供できる。しかし、土壌条件や地形を考慮すれば、耕作に適するのはこの一部分と考えられる。

(6) 長･中期的水質変化

貯水池の滞留期間は FSL.360m 案で 13 ヶ月、FSL.320m 案ではわずか 3.6 ヶ月である。流域からのリン流入問題と合わせて、この滞留期間中には中長期的に見て貯水池水質悪化の問題は生じないとの結論に至った。湛水後、有機物の顕著な腐敗が溶存酸素量を消費するが、貯水池の酸素量は FSL.360m 案で 5～6 年後、FSL.320m 案で 2 年後には問題ないレベルにまで回復するものと思われる。

(7) 短期的水質変化

水深の関係で貯水池は恐らく層状化し、深層にある酸素不足の冷水が水深 15～20m 付近の酸素を多く含んだ水と入替わると思われる。層の入替わりはナムグム貯水池で見られるように、おそらく低気温季に起こると思われるが、その程度については検討する必要がある。発電用取水口が 1 年のほぼ全期間に亘って水面下 20m 以深に位置することになるため、水生動植物や人間に有害な水が下流へ放流されるであろう。こうした弊害を軽減するために、下流河川での空気混入設備や選択取水設備の可能性等についても更に検討が加えられるであろう。

(8) 下流河川流量の調整

発電放流水の日変動による下流住民への被害や河岸の浸食を避けるため、逆調整池設備が放水庭の下流に設けられる。下流の月平均流量は乾季では現在の 3 倍に増え、雨季では 50%に減じられる。

(9) 工事用道路と送電線の影響

ダム下流域での土地利用に関する影響は 10km の工事用道路と 110km の送電線建設範囲に限られている。土地補償は所有者に対して施され、影響は両代替案に相違はない。

(10) 環境管理計画

工事中の環境への影響を少なくするため、湛水時や運転段階での環境管理計画が立てられている。環境管理機関の組織化も提唱される。

2.4 住民移転計画

(1) 住民移転の可能性

1998年12月～1999年3月に初めて実施し、2002年3月に再調査した社会･経済調査によって、開発の実施は計画ダム地点の上･下流域を含む全域で約2,300世帯13,000人が大小さまざまな影響を被ることが判っている。貯水池上流域の14村で生活する664世帯4,020人と同下流域に在る4村239世帯1,609人がそれぞれ強制移転させられる。また、ダム下流域の15村1,409世帯、約7,285人もナムニアップ川の流況変化によって何らかの被害を受けることになる。

(2) 満水位360m代替案

満水位360mで全部の村落が水没するするわけではないが、彼らの耕作地がナムニアップ川沿いに位置し、水没する地域を生活の場としている関係から、全村落を移転の対象として捉えた。対策は最小限の移転、国際的な基準、公平な補償を念頭において実施される。

(3) 満水位320m代替案

上記の基本に沿って、本計画では中規模開発案を提案した。その第一の目的は満水位を標高320mに下げることによって水没村落を5村に減らすことにあった。現時点ではまだ貯水池の背水が何処まで達するか正確な数値は示せないが、安全側に見ても恐らく2mは上がらないと判断でき、満水位を標高318mに限定すれば貯水池上流域に開ける約300haの耕作地全てを保護できると考えた。水位を318mに下げると、水没世帯数及び人口をそれぞれ239世帯1,609人に低減できる。

注：本節の記載内容は「第2.1章 概要」にも記述した通り、第1フェーズ調査報告書からの転載である。ここではFSLを2m下げてEL.318mに下げるよう指摘しているが、「第4.2章(2)貯水池内の水没」に述べる通り、第2フェーズ調査で検討の結果、FSL.320mとして堆砂高を制限することが有利と判断されている。

(4) 詳細住民移転計画の作成

予備移転計画はプロジェクトの最終設計を待たずに作成した。計画案が確立されると国際的に認知されたガイドラインに従って詳細な環境･社会影響評価の実施や移転実施計画、社会開発計画など社会的なインパクト軽減対策案の作成が必要になる。住民移転実施計画の草案

作成に当たっては下記のような調査研究がなされる。

① 移転支援組織による社会･文化評価

② 情報公開計画の策定

③ 移転地受け入れスペースの査定

④ 背水・堆砂測定方式の策定

⑤ 考古学的検定と現地調査

⑥ 潜在技術の探求と詳細な生計促進計画の策定

(5) 住民移転候補地調査

本調査の目的は、住民移転地を決定することではなく、可能性のある地域の詳細調査を実施し、移転住民に情報を提供することにある。現地調査は 2 箇所の移転候補地とダム下流の土捨場を整地して出来る地区を対象に行った。これらの地区の行政管轄は、図 2.1 に示す通りボリカムサイ県ボリカン郡であり、図 2.2 に位置図を示し、下表には状況を記した。

1.	候補地名	Xiengxian-XiengLeu and Hatkham	Phabuak
2.	Location	a flat terrain along the Nam Lat river stretched from B.Thasi to B.XiengLeu, about 54km from the Bolikhanh district.	a flat terrain located between Talabat and Pousiat mountains along the Nam Sun and Nam Poy rivers around at B.Pakbuak, distance about 37km from the Bolikhanh district.
3.	Surrounding	The North : Nam Mang river The East : Thathom district, Xaisomboun The South : Viengthong district The West : Pou Had and Pou Phathao mountains	The North : Nam Sun river The East : Pou siet mountain The South :Pou Meuy mountain The west : Talabat mountain
4.	altitude	from EL188 to EL.210	-

第 2 フェーズ調査での住民移転候補地調査の目的は、第 1 フェーズ調査で出来なかった現地調査を通じて、移転の可能性を調査し、移転住民にも理解させることである。

現地再委託調査による調査報告書には、①土地利用･森林現況、②米作等の耕地としての適用性、③土壌、④灌漑、⑤放牧の可能性、⑥村落水源、⑦交通手段、⑧地方電化の可能性についての調査結果が述べられている。また、これらの地域に対する地方政府の意見、現地写真も含まれている。

現地調査隊は、現地調査の目的と対象地域を地方政府と地域住民に説明し、現地調査後、調査結果を提示して意見を徴集した。土壌調査は、目視検査と室内試験用サンプリング(栄養分、硬度、塩分濃度測定)を行った。土地利用現況は、既存の地形図と航空写真により行った。測量は GPS 機を用い、灌漑の検討は候補地近傍の小河川を現地踏査し、経験的に水利用の可能性を判断した。

現地再委託業務で、STS社が2002年7月～8月、住民移転候補地調査を実施した。ボリカムサイ県ボリカン郡に注目し、地形、土地利用現況、土壌、稲作及び他の作物の栽培可能性、水資源状況、アクセス道路及び電源の可能性を検討した。次の三地点を調査した。

(i) ターシー・シアンルー・シアンシアン地区：約2,367 ha、7村落の全人口2,158人、将来の高速道路1Dに面している。

(ii) パクブアク地区： 約3,924 ha、4村落全人口1,480人、2005年完成予定の取付道路沿いにある。

(iii) ハトカム村周辺：約385 ha、季節的に農地利用されているが住民はいない。ナムニアップ川西側(右岸)の逆調整池ダムに近接。但し、現在は取付道路が建設されていない。

図 2.2 には上記の位置を示しており、農業開発の高い可能性が分かる。ラオスールクセンブルグ土地利用計画が上記の二つ地域をカバーしている。ビエンチャン県ホム郡内の移転候補地は考慮していない。調査結果は、第 3 巻附属報告書に収録した。3 地点の比較結果を下表に示す。

項目		移転地		
		ターシー・シアンルー・シアンシアン	パクブアク地区	ハトカム地区
社会環境現況				
1.	農村数	7	4	0
2.	世帯数	478	341	0
3.	民族	30%ラオルム 70%ラオテウン	11%ラオルム 89%ラオテウン	ラオルム及び ラオソン
4.	学校数及び教師数	7、20	4、14	1、7
5.	保健所数	0	1	0
自然環境現況				
1.	総面積 (ha)	2,367	3,924	385
2.	利用面積 (ha)			
	・ 灌漑用地	133	30	0
	・ 天水田	449	75	5
	・ 交代耕作･その他	132	150	137
3.	一世帯当り作地面積(ha)	1.5	0.7	不明
4.	世帯収容力(1.5 ha/世帯)	1,102世帯	2,446世帯	165世帯
5.	斜面			
	・ <8%	74%	83%	100%
	・ >8% and < 16%	26%	17%	-
6.	灌漑可能用地			
	・ 作地また予定地	30 ha	0 ha	0 ha
	・ 計画地	6計画3,120ha	ナムソン川2,000ha	河川63 ha
7.	稲作			
	・ LSR 1 Class(ha)	435	1086	385
	・ LSR 2 Class(ha)	1,223	670	-
	・ LSR 3 & 4 Class(ha)	709	2,166	-
8.	アクセス			
	・ 国道	高速道路1D	-	車道
	・ 県道	01号線	01号線	-
	・ 一般道路	有	有限	無

項目			移転地		
			ターシー・シアンルー・シアンシアン	パクブアク地区	ハトカム地区
9.	電力施設				
	・ 22kVのアクセス		有	有	有
	・ 既存水力発電所		ナムマン4.8 MW	無	無
	・ 局地グリッド		無	無	有
現場調査の評価		点数			
1.	利用面積	10	8	10	4
2.	灌漑面積	25	25	20	15
3.	稲作適地	20	15	18	14
4.	利用電力	10	8	6	8
5.	利用財源	10	7	10	8
6.	利用水	5	5	5	3
7.	アクセス	10	9	7	9
8.	収容力(1.5 ha/世帯)	10	7	10	6
	評価点合計	100	84	86	67
	順位		**第2位**	**第1位**	**第3位**
	評価点数		灌漑及びアクセスが良好	収容力及び資源が良好	仮移転地として使用可

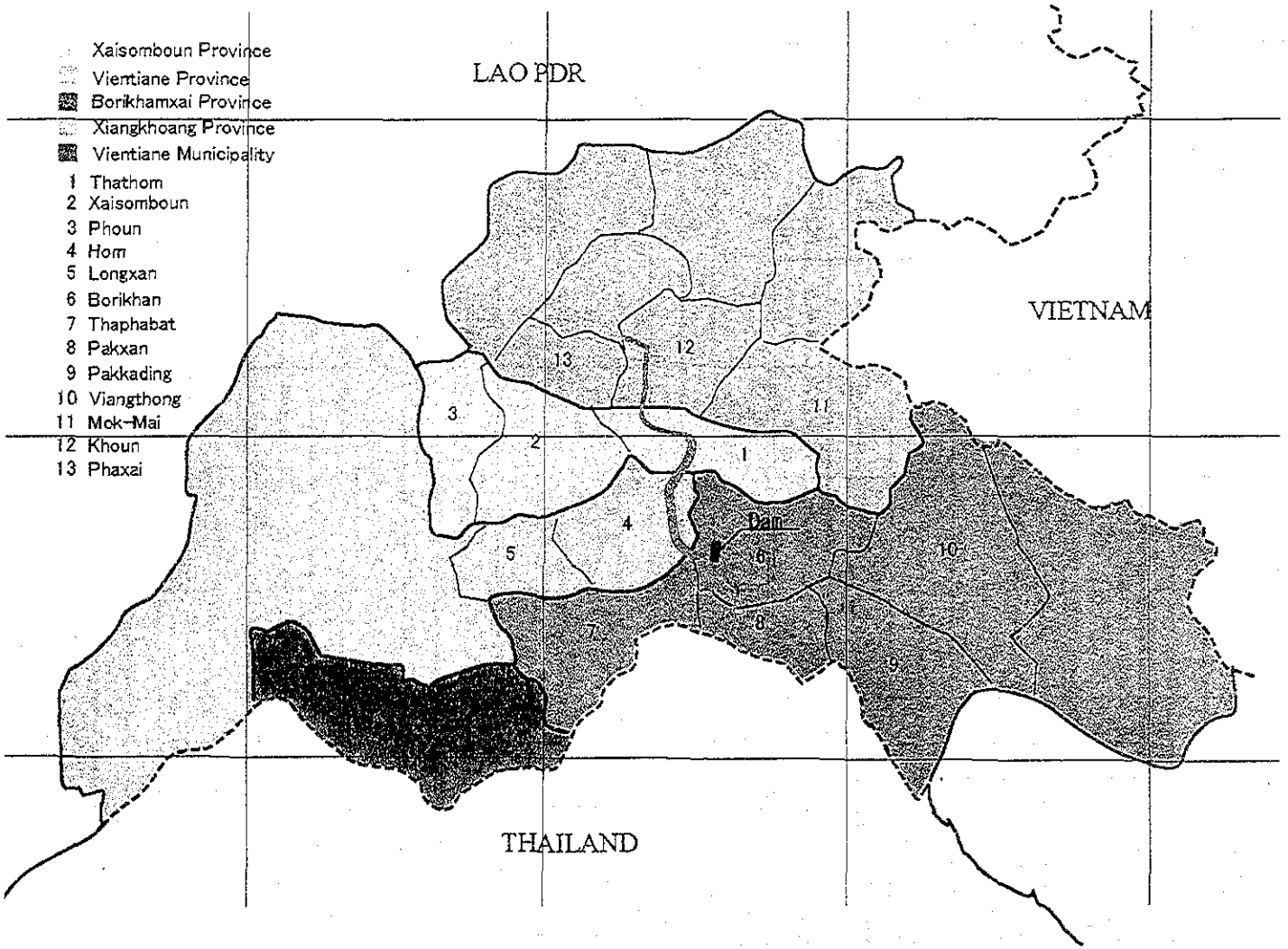


図 2.1　調査対象地域内行政区分図

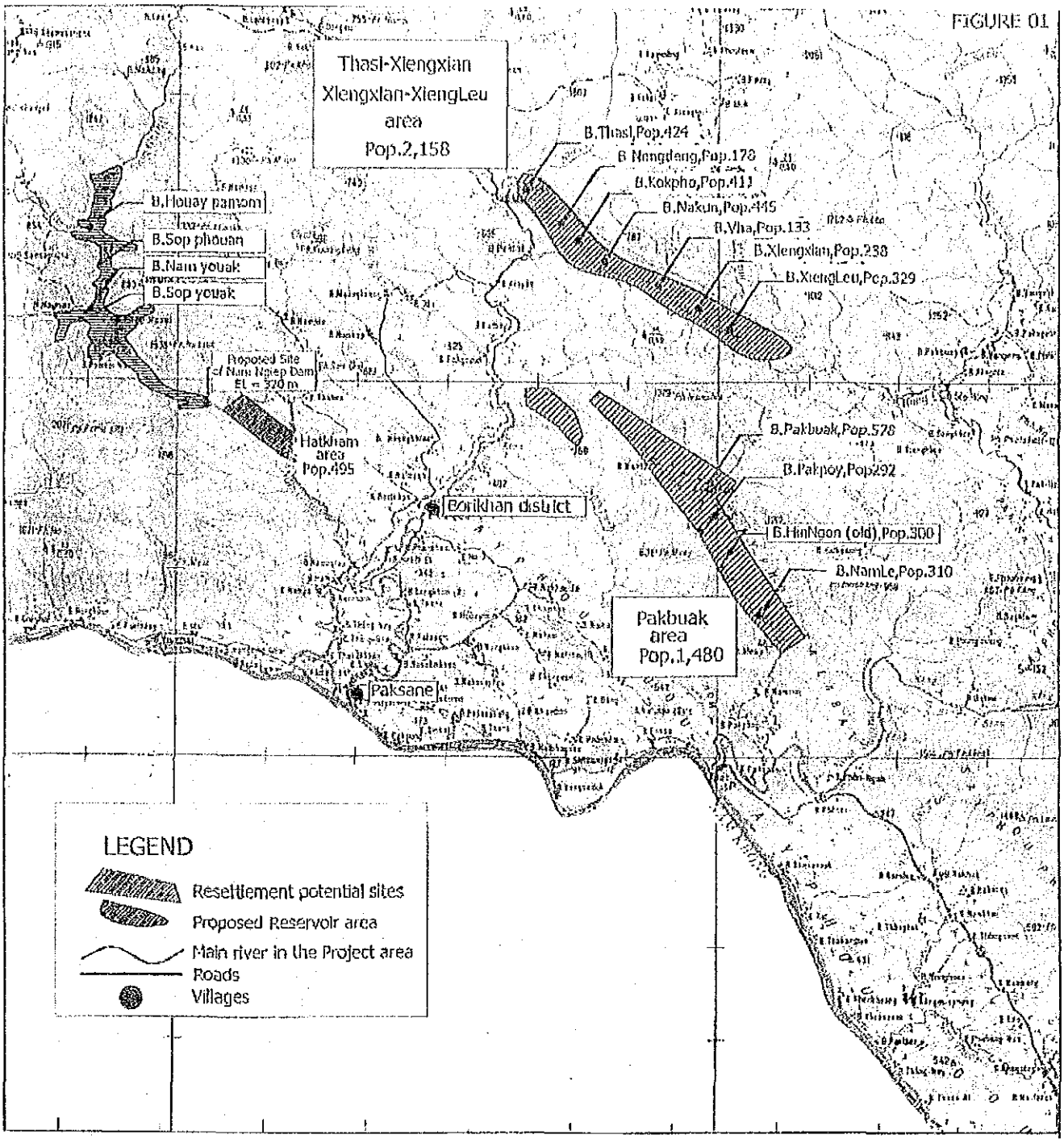


図 2.2　計画貯水池周辺の住民移転候補地(第 2 フェーズ調査)

第3章　電力市場調査･分析

3.1　ラオスの経済状況及び電力セクターの役割

ラオス国の GDP 成長率は、1997 年アジア通貨危機の影響で 1998 年に 4%に悪化したが、1999 年には 7.3%と大きく回復をみた。これは主要産業である農業セクターの同年の成長率が 8.2%に達したことと、工業生産と電力輸出が拡大したためである。2000 年の成長率は 5.9%、2001 年は 6.0%と見込まれている。外部環境が悪化しない限り、今後 2～3 年は 6～7%台の成長率を維持できよう。

輸出額は 88 年以降堅調に伸びており、貿易収支は赤字基調であるものの改善を見せている。主要輸出品目は林産品、電力及び衣料品である。貿易収支の赤字分は ODA と直接投資(特に水力開発投資)で賄われている。この傾向は今後水力への直接投資が増加することから当面維持されよう。

ラオス国の電力部門は、当国の開発において重要な地位を占めている。安価で安定した電力は国内の消費者及び生産者にとって不可欠の要素であるとともに、貴重な外貨獲得源でもある。貧困削減と社会開発のためには、経済成長は必要条件である。小さな内陸国であるラオスがこの政策目標を達成するための手段は限られている。比較優位を持てる産業は少なく、中でも電力部門は最重要セクターである。ラオス国の包蔵水力とリグナイト資源は豊富で、かつ電力需要の旺盛な周辺国に取り囲まれており、電力輸出基地としてのラオス国の優位は明らかである。

しかし、ラオス国の電力セクターの開発状況は極めて低い。推定包蔵水力 18,000MW に対し開発されたのはわずか 3.5%の 625MW に過ぎない。また国内の電化率もわずか 30%程度である。電力セクターの開発ポテンシャルは大きく、国内電力普及率の向上と外貨獲得を通じて社会･経済開発目標を達成する上で、電力セクターは今後でも中核的役割を果たすことが期待されている。

電力輸出は、ナムグム第 1 発電所が運開した 1972 年にスタートした。輸出額に占める電力のシェアは 1996 年の 19.6%(額にして 30 百万ドル)から 2000 年には 28.5%(同 112 百万ドル)へと伸び、電力は林産品と並んで最大の外貨獲得源となっている。電力輸出による外貨獲得は、ラオス政府の電力開発政策の重要な柱の 1 つとなっている。

3.2 メコン河流域の電力事情

大メコン圏流域諸国(Greater Mekong Sub-region, GMS)は、カンボジア、ラオス、ミャンマー、タイ、ベトナムの各国と中国雲南省で構成される。これらの GMS 諸国のうち、特にタイ国は電力不足を生じており、輸入に益々依存しつつある。ラオス国の主要な電力輸出先はまずタイ国であり、次に程度は低いがベトナム国である。他の GMS 諸国は、今後 10 年間はラオス国から電力を輸入する可能性は低い。しかし、カンボジア国はラオスの国境近くで小規模な電力取引が起こりうる。下表は、GMS 諸国における最新の電力需要想定結果をまとめたものである。

国　名	ピーク電力 (MW)			電力需要量 (GWh)		
	2000	2005	2010	2000	2005	2010
Thailand (EGAT PDP 2001)	14,918	21,222	28,912	96,781	134,794	184,213
Vietnam	4,487	7,802	11,653	26,000	46,459	70,437
Yunnan, China	3,371	4,715	6,362	21,857	30,569	41,241
Myanmar	1,125	1,628	2,124	6,905	9,627	12,094
Lao PDR	**172**	**321**	**464**	**649**	**1,527**	**1,963**
Cambodia	150	304	477	678	1,200	1,900

(出所)MIH

タイとラオス両国は、1993 年 6 月と 96 年 6 月に、2006 年までに 3,000MW の電力購入を行う協定を結んでいる。両国政府は互いに委員会を設置し、電力の供給、購入計画につき協議を継続している。

ラオスとベトナム両政府は 2010 年までに、1,500MW～2,000MW の電力をベトナム国がラオス国から輸入する協定を結んでいる。その後、電力購入の実現に向けての協議が進められている。ベトナム国の最新電力開発計画(2001～2020)によれば、ベトナム電力公社(EVN)はラオスからの電力輸入を 2007 年までに 300MW、2009 年までに追加 400MW、2010 年までに更に 300MW、合計 1,000MW を予定している。

3.3 ラオス電力セクター開発状況

ラオス政府はマクロ経済及び社会開発を推進するために、水力発電開発を最優先としている。電力部門の政策としては、異なる市場の必要性に対応するため、次の二つのレベルで発電事業を推進することにしている。

(i) 国内向け発電プロジェクト ： 出力 100MW 程度までは国内市場向けとして開発する。EDL が開発主体となり ODA 資金を利用して実施する。

(ii) 輸出向け発電プロジェクト ： 出力 100MW 以上の大規模プロジェクトは電力輸出用として開発する。ラオス政府と MOU を締結した IPP 事業者が開発主体となり、プロジェクト･ファイナンス方式で資金調達する。

これらの発電事業推進のために、上述したようにラオス政府はタイ国 EGAT に対し 2006 年までに 1,600MW、2008 年までに 1,700MW の電力を供給することに同意した。また、ベトナム政府に対しては 2010 年までに 1,500MW～2,000MW の電力を輸出することで調印している。すなわち、ラオス政府の計画は、既存の設備容量を 3,000MW 以上に拡張し、それらの多くを IPP で実施し、輸出向けとすることである。

これらのうち、Theun-Hinboun 水力と Houay Ho 水力が稼働している。現在、タイ－ラオス間の協定では、以下の 6 案件がコミットされている。

第 1 ステージ 運開予定日：2006 年 12 月	第 2 ステージ 運開予定日：2008 年 3 月
Nam Theun 2 水力	Hongsa リグナイト火力
Nam Ngum 2 水力	Xe Pian-Xe Namnoy 水力
Nam Ngum 3 水力	Xe-Kaman 1 水力

Nam Theun 2 水力を除いた 5 案件の進捗は期待通りに進んでいない。かかる状況下、ラオス政府は 5 案件の投資家に対し、各案件の進捗状況と問題点についてのアンケート調査を行っている。この結果によってはプロジェクトの優先順位が見直されよう。

国内向け及び輸出向け電力需要の伸びに対応するため、MIH/EDL は電力開発計画の見直しを行っている。最新の見直し結果に基づく輸出向け発電計画を下表に示す。

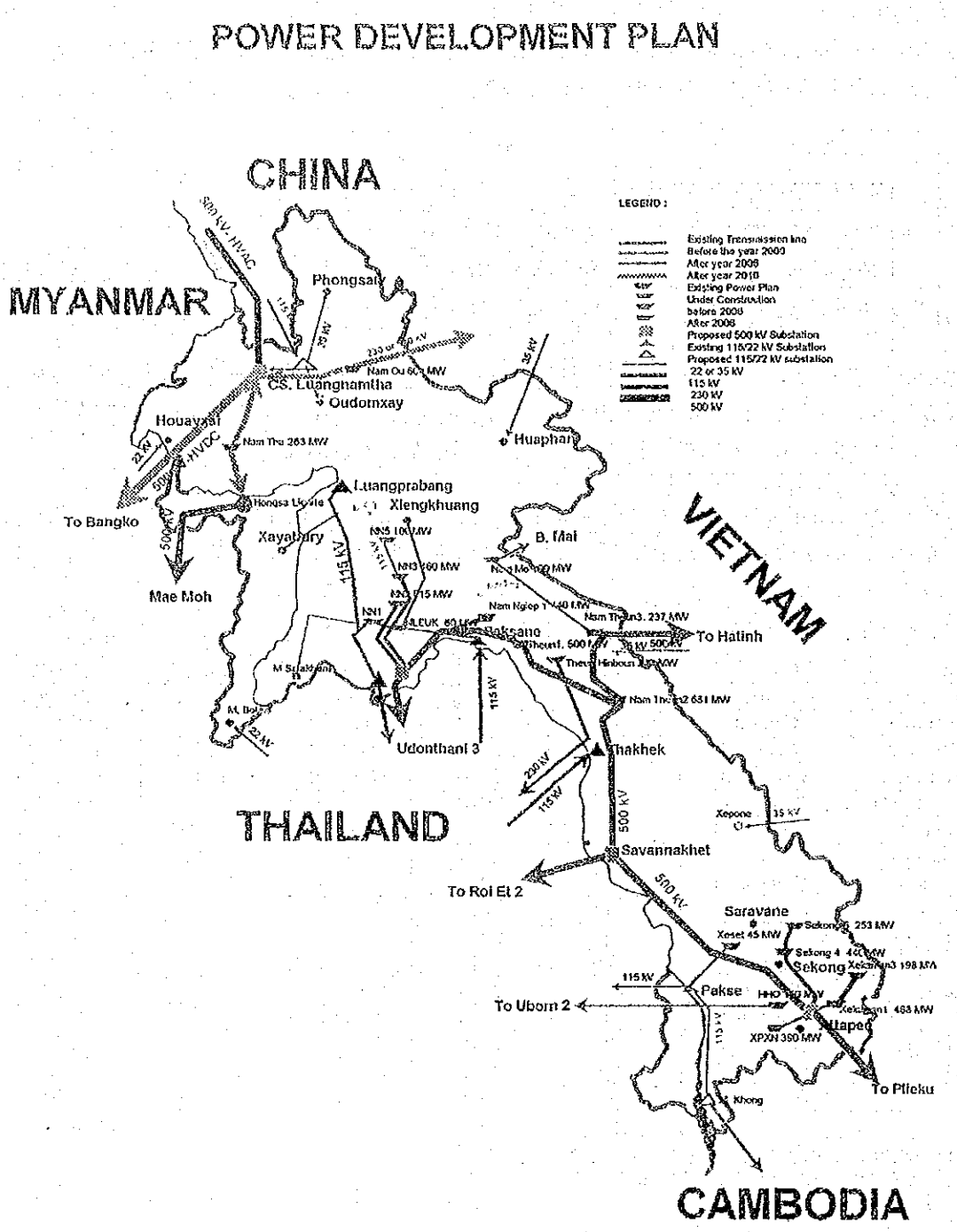
プラント名(立地サイト)		設備容量 (MW)	運開予定年	輸出先	国内向け供給力	国内向け電力供給量
Nam Mo	(Central 1)	105	2007	Vietnam	5 MW	29 GWh
Nam Ngum 2	(Central 1)	615	2008	Thailand	31 MW	105 GWh
Nam Ngum 3	(Central 1)	460	2008	Thailand	23 MW	93 GWh
Nam Theun 2	(Central 1)	1,088	2008	Thailand	75 MW	275 GWh
Hongsa Lignite	(Northern)	720	2010	Thailand	36 MW	213 GWh
Xe-Pian-Xe Namnoy	(South)	390	2010	Thailand	20 MW	100 GWh
Xe Kaman 1	(Southern)	468	2010	Thailand	23 MW	96 GWh
Nam Theun 1	(Central 1)	400	2014	Vietnam	20 MW	95 GWh
Nam Kong 1	(Southern)	240	2012	Vietnam	12 MW	40 GWh
Xe Kaman 3	(Soutehrn)	218	2012	Vietnam	11 MW	67 GWh
Nam Ngiep 1	(Central 1)	240	2011	Thailand	12 MW	71 GWh
Sekong 4	(Southern)	440	2014	Vietnam	22 MW	87 GWh
Sekong 5	(Southern)	253	2014	Vietnam	13 MW	59 GWh
Nam Theun 3	(Central 1)	236	2016	Vietnam	12 MW	39 GWh
Nam Ngiep 2	(Central 2)	495	2016	Thailand	25 MW	124 GWh
Nam Ou	(Northern)	500	2018	Thailand	25 MW	131 GWh
Nam Khan 2	(Northern)	145	2018	Thailand	7 MW	36 GWh
Total		7,013	-	-	372 MW	1,660 GWh

注：　1. 設備容量の 5%が国内向けに供給されるものと仮定
　　2. 提案された発電所の位置図は図 7.3.1 に示す。
(出所)　EDL System Planning Office

上表によればナムニアップ-I 水力発電計画は 2011 年に運開予定で、設備容量 240MW のうち、5%に相当する 12MW が国内向けに割り当てられることになっている。

ラオス国の輸出用電力の送電計画に関しては、MIH/EDL が様々な計画を検討している。それらの最新版をまとめると下図のようになる。

尚、本水力計画の電力は、パクサンを経由し計画中のナボン変電所に 230kV で結ばれることになる。ダムサイト･ナボン間の送電距離は約 110km である。



ラオス国の電力開発計画図(ラオス国の輸出用電力 500 kV 幹線網)

3.4 タイ国への電力輸出の可能性

2001年10月にEGATが作成した最新の長期電力開発計画(PDP 2001：表3.1参照)によれば、2001年9月末現在の既設容量21,939MWに現在建設中のプロジェクトを加えて、第11次経済開発5ヵ年計画の終了する2016年9月末には、合計33,077MWの新規設備増強を計画している。2016年における総発電設備容量は7,128MWの設備廃棄を考慮して、48,272MWと想定されている(表3.2参照)。

第9次5ヵ年計画(2002～2006)において開発すべきプロジェクトの総設備所要量は5,091MWである。内訳は、1,147MWをEGATが開発し、残る3,944MWは国内のIPPから調達する予定である。

第10次5ヵ年計画(2007～2011)においては11,976MWの新規開発が必要である。EGATが2,893MW開発し、ラオス国から3,283MWを調達し、残る5,800 MWは国内IPP又は近隣諸国(ラオス国を含む)からの電力購入を予定している。ラオス国からコミット済みの3,283MWの内訳は、2007年9月までに購入予定のNam Theun 2水力、Nam Ngum 3水力とNam Ngum 2水力の合計1,903MW、及び2008年3月までに購入予定のHongsa Lignite火力、Xe Kaman 1水力とXe Pian-Xe Namnoi水力の合計1,380MWである。ナムニアップ-I水力発電計画の運開予定である2010年末前後は、毎年2,000MW以上の新規電源確保が必要であり、本計画に対する市場ニーズは大きい。従って、価格競争力があれば本事業の実現性は極めて高い。

第11次5ヵ年計画(2012～2016)では13,160MWもの開発が見込まれている。EGATの開発は660MWの揚水水力1地点のみであり、残りの12,500MWは国内のIPP、SPP及び近隣諸国からの電力購入を予定している。

以上から、10年後のタイ国の電力市場は国内IPP及び近隣諸国からの電力調達に依存した供給構造となり、電力プール制に基づく自由競争市場が定着しているものと思われる。旺盛な電力市場を目指して多くの発電会社が市場に参入しよう。

本事業は想定される負荷曲線において、ピーク又は中間ピークを担うものと期待されている。本計画が競合電源に比べ価格競争力を保持できる設備利用率を求めるため、スクリーニング･カーブ分析を行った。この分析の結果、本計画の設備利用率は50%以上、運転時間にして一日12時間以上の稼働が望まれる。これ以下ではコンバインドサイクル発電がより安価な電力を供給でき有利となり、本計画は価格競争力を保持できない。

図3.1は運開予定年2011年の想定日負荷曲線である。図には本計画の位置付けを示している。260MW案の場合、最大電力30,587MWの僅か0.8%しか占めないマージナルな電源ではあるが、中間ピーク時間帯の重要な位置を占めるものと期待される。

表 3.1 EGAT 需要想定及び発電計画(出力ベース)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Electricity Demand																	
Maximum Demand; MW	14,918	16,184	17,388	18,587	19,913	21,222	22,552	23,951	25,450	27,232	28,912	30,587	32,405	34,352	36,366	38,519	40,699
Annual Increase	14,918	1,266	1,204	1,199	1,326	1,309	1,330	1,399	1,499	1,782	1,680	1,675	1,818	1,947	2,014	2,153	2,180
Annual Load Factor	74.1	73.0	72.8	72.8	72.5	72.5	72.8	72.8	72.9	72.7	72.7	72.8	72.8	72.8	72.9	72.9	73.0
Energy Sent; GWh	96,781	103,496	110,945	118,540	126,449	134,794	143,748	152,743	162,438	173,532	184,213	194,930	206,660	219,134	232,106	245,948	260,262
Annual Increase	6,367	6,715	7,449	7,595	7,909	8,345	8,954	8,995	9,695	11,094	10,681	10,717	11,730	12,474	12,972	13,842	14,314
GDP Growth Rate	3.67	4.42	4.80	4.90	4.68	4.56	4.62	4.86	4.74	4.73	4.63	4.55					
GDP elasticity of electricity demand	2.40	1.92	1.55	1.41	1.52	1.44	1.36	1.28	1.32	1.48	1.33	1.27					
Installed Generating Capacity (end of year); MW																	
EGAT																	
Hydro Power Plant	2,880	2,886	3,386	3,386	3,386	3,386	3,386	3,386	3,386	3,386	3,386	3,386	3,386	3,386	3,386	3,826	4,046
Plant added (net)	0	0	500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	440	220
Thermal Power Plant	7,238	6,255	5,855	6,155	5,845	5,845	5,225	5,225	5,225	5,075	5,075	5,075	5,000	5,000	4,450	3,600	3,300
Plant added (net)	0	-973	-400	300	-310	0	-620	0	0	-150	0	0	-75	0	-550	-850	-300
Combined Cycle Plant	5,075	5,075	5,075	5,075	5,075	5,075	5,075	5,632	5,632	6,325	7,207	7,207	7,207	6,852	6,852	6,162	5,855
Plant added (net)	0	0	0	0	0	0	0	557	0	693	882	0	0	-355	0	-690	-307
Gas Turbines	632	785	819	819	453	453	453	453	453	453	453	453	453	453	453	453	453
Plant added (net)	0	123	34	0	-366	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Generation EGAT	15,845	15,001	15,135	15,435	14,759	14,759	14,139	14,696	14,695	15,239	16,121	16,121	16,046	15,691	15,141	14,041	13,654
Total Plant added (net)	0	-844	134	300	-676	0	-620	557	0	543	882	0	-75	-355	-550	-1,100	-387
Purchased Power																	
EGCO, IPP, RGCO																	
Thermal (Oil, Coal)	150	1,620	1,620	1,620	1,620	2,354	3,754	5,101	5,101	5,101	5,101	5,101	5,101	5,027	5,026	5,026	5,026
Plant added (net)																	
Combined Cycle	3,306	3,306	6,544	6,544	6,544	6,544	6,544	6,544	6,544	6,544	6,544	6,544	5,928	5,620	5,312	5,312	5,312
Plant added (net)																	
New Capacity	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	700	3,000	5,800	8,600	11,800	15,300	18,300
Plant added (net)											700	2,300	2,800	2,800	3,200	3,500	3,000
Total EGCO, IPP, RGCO	3,456	4,926	8,164	8,164	8,164	8,898	10,298	11,645	11,645	11,645	12,345	14,645	16,829	19,247	22,138	25,638	28,618
Plant added (net)	3,456	1,470	3,238	0	0	734	1,400	1,347	0	0	700	2,300	2,184	2,418	2,891	3,500	3,000
SPP	1,433	1,678	1,777	1,967	1,967	1,967	1,967	2,057	2,057	2,057	2,057	2,057	2,057	2,057	2,057	2,057	2,057
Plant added (net)	90	245	99	190	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Import from Laos																	
Theun-Hinboun	214	214	214	214	214	214	214	214	214	214	214	214	214	214	214	214	214
Houay Ho	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126
Import 2007	0	0	0	0	0	0	0	1,903	1,903	1,903	1,903	1,903	1,903	1,903	1,903	1,903	1,903
Import 2008	0	0	0	0	0	0	0	0	1,380	1,380	1,380	1,380	1,380	1,380	1,380	1,380	1,380
Total import from Laos added in year	340	340	340	340	340	340	340	2,243	3,623	3,623	3,623	3,623	3,623	3,623	3,623	3,623	3,623
Other (TNB, Malaysia)																	
TNB	0	0	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Added in year (net)	0	0	300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Power Purchased	5,229	6,944	10,581	10,771	10,771	11,505	12,905	16,245	17,625	17,625	18,325	20,625	22,809	25,227	28,118	31,618	34,618
Added in year (net)																	
Total Generating Capacity (end of year)	21,074	21,945	25,716	26,206	25,510	26,264	27,044	30,941	32,321	32,864	34,446	36,746	38,855	40,918	43,259	45,659	48,272
Total Capacity added in year (net)	1,974	872	3,771	450	-676	734	780	3,897	1,380	543	1,582	2,300	2,109	2,063	2,341	2,400	2,613
Dependable Generating Capacity at System Peak in Year	20,398	21,117	21,354	25,102	24,436	24,780	26,000	27,994	31,171	30,975	33,296	35,596	37,705	39,767	39,647	44,509	47,122
Reserve Margin (% of Peak Demand); target minimum is 15%	36.73	30.48	32.23	35.05	22.97	18.28	15.29	16.88	22.48	15.31	15.16	16.38	16.36	15.76	13.61	15.55	15.79

Source : EGAT PDP 2001

(出所)EGAT PDP2001

表 3.2　タイ国電力開発計画(2001～2016)

	プロジェクト名	設備容量 (MW)	運開予定日
コミット済みプロジェクト	Lam Takong Pumped Storage	2x250	Oct 01 – Nov 01
	Ratchaburi Combined Cycle Block #1	725	Nov 01
	Ratchaburi Combined Cycle Block #2	725	Dec 01
	HVDC Link with Malaysia	300	Dec 01
	Ratchaburi Combined Cycle Block #3	725	Apr 02
	IPP (Bowin Power)	2x356.5	Apr 02
	Lan Krabu Gas Turbine	122	Jun 02
	IPP (Eastern Power)	350	Jul 02
	Krabi Thermal	300	Dec 03
	IPP (Gulf Power Generation)	2x367	Oct 04 – Apr 05
	IPP (Union Power Development)	2x700	Oct 05 – Jan 06
	IPP (BLCP Power)	2x673.25	Oct 06 – Feb 07
	合　計	**7,940.5 MW**	
	South Bangkok Renovation	2x693	Jan 07 – Apr 09
	North Bangkok Renovation	625	Jan 07
	Power Purchase from Laos	1,903	Sep 07
将来候補案件	Power Purchase from Laos	1,380	Mar 08
	Bang Pakong Renovation	2x441	Oct 09 – Apr 2010
	New Capacity (domestic/foreign)	700	Oct 2009
	New Capacity (domestic/foreign)	2,300	Oct 2010
	New Capacity (domestic/foreign)	2,800	Oct 2011
	New Capacity (domestic/foreign)	2,800	Oct 2013
	New Capacity (domestic/foreign)	3,200	Oct 2014
	New Capacity (domestic/foreign)	3,500	Oct 2014
	Kirithan Pumped Storage	3x220	Oct 2014 – Oct 2015
	New Capacity (domestic/foreign)	3,000	Jan 2016
	期首初設備容量(2001年8月現在)	21,939.8 MW	
	新規開発容量	33,076.5 MW	
	SPPからの購入量	383.8 MW	
	廃棄容量	7,128.6 MW	
	純増分容量	26,331.7 MW	
	期末設備容量(2016年末)	48,271.5 MW	

(出所)EGAT PDP 2002

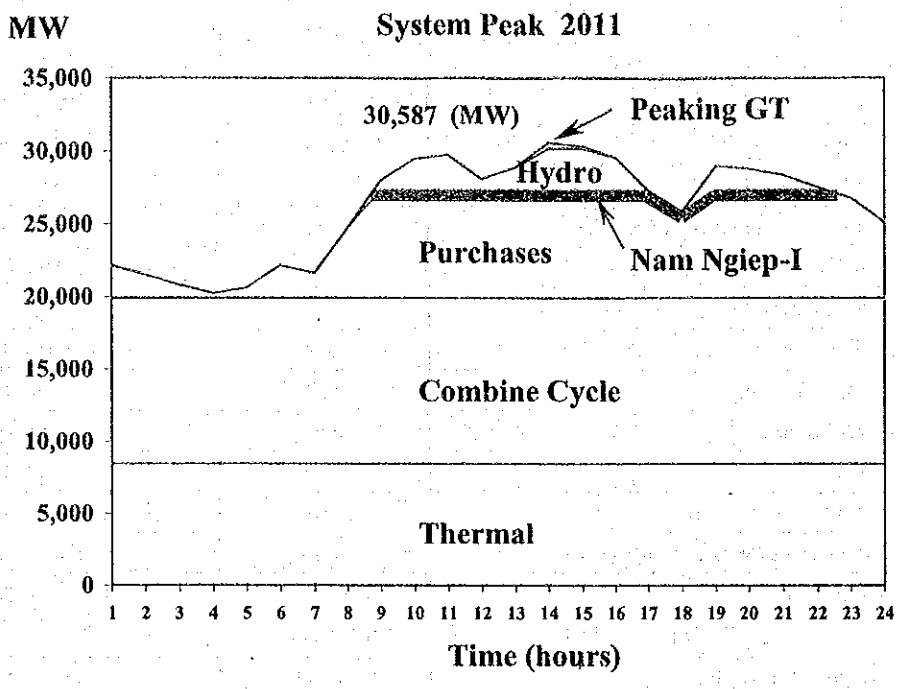


図 3.1　ナムニアップ-I 水力発電計画のタイ国電力系統上の位置

電力価格の将来動向について次のようなことが言えよう。NEPO が 2000 年 3 月に公表した Thailand Power Pool and Elcctricity Supply Industry Reform Study(Phase I)によれば、2000 年代始めは価格が低位に推移したが、2009 年から 2011 年頃には予備率の低下を反映して(表 3.1 によれば、この期間の予備率は 15%まで低下する見込み)、電力プール価格は高騰するだろうとみている。また、この頃には経済性の低い発電プラントも商業ベースに乗るだろうと推定している。

本計画は中間ピークロード対応プラントとして計画される。タイ国では、2010 年末頃に中間ピーク時間帯の電力価格は少なくとも 6～7¢/kWh 以上になっているものと想定される。第 6 章の経済財務分析では 6¢/kWh という控え目な価格を採用している。

ナムニアップ-I 水力が運開する予定の 2010 年末までには、タイでは電力プールシステムは確立している(図 3.2 参照)。ここでは、発電所は電力プール制への入札参加が基本となるが、プール制は強制ではないので、PPA Trader、配電会社、大口需要家との相対契約(一種の PPA 契約)を締結するオプションも残されている。

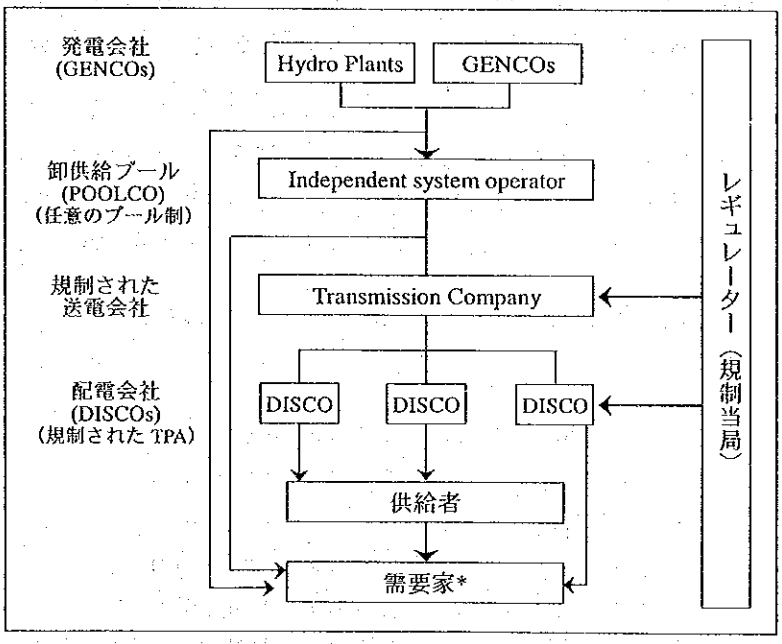
現在起草中のタイ電力マーケット運用ルールによれば、卸売り市場は電力スポットとスピニング･リザーブスポットの 2 つのスポットマーケット及び市場外取引である相対契約(一種の PPA)より構成される(図 3.3 参照)。

電力プールの導入が電力価格にどのようなインパクトを与えるか予測することは難しい。既往の例では長期 PPA による取引を行っている水力発電所の多くはプールには参加せず、バルク購入者と相対契約を結んで安定的売電収入を図っている。将来プール制が定着したとし

ても、現在存在している輸出用 IPP に適用されるものと同様な価格決定メカニズムが機能するものと思われる。それは長期的電力取引のため、電力購入者に入手可能な価格最小代替電源(least cost alternative)の価格に左右される。これは常用(プラマリー)水力発電よりの電力輸出協定のほとんどに適用されよう。

多くの発電会社が参加する成熟したプール市場では競争原理が働き、一般的には、市場価格は導入前より低下することが予想される。しかし、かかる状況下でも市場価格が上で推定したベンチマーク･プライスから大きく乖離することはあり得ないであろう。EGAT との現行 PPA 価格相場は、IPP 間の激しい競争の下で設定されたものであり、EGAT にアベイラブルな費用最小代替案を反映したものである。プール市場の開設により更なる価格低下圧力が働くとは考えにくい。従って、プール市場下でも推定した価格水準は維持されよう。

分析の結果、以下のような結論が得られる。運開予定年 2010 年末においては、2,300MW から 2,800MW の新規電源の手当が必要であり、本計画はその候補の 1 つである。260MW 程度は容易に市場に吸収される。他の市場参加者との競争の勝つためには、想定されたベンチマーク価格 6.0¢/kWh で、中間ロードプラント(利用率 50%以上)として稼働できるかどうかがポイントになる。民間 IPP として実現するためには、推定されたベンチマーク価格レベルで民間投資家にとって魅力ある収益性を上げられるかどうか、あるいは、そのような収益性を確保するために低利な資金調達を組成できるかどうかが決め手となる。



注:　* 大口需要家は発電会社又は電力プールから直接購入可能。規制当局は適格需要家の詳細要件について決定する。

(出所)　NEPO

図 3.2　タイ国電力プール制下の電力市場構造

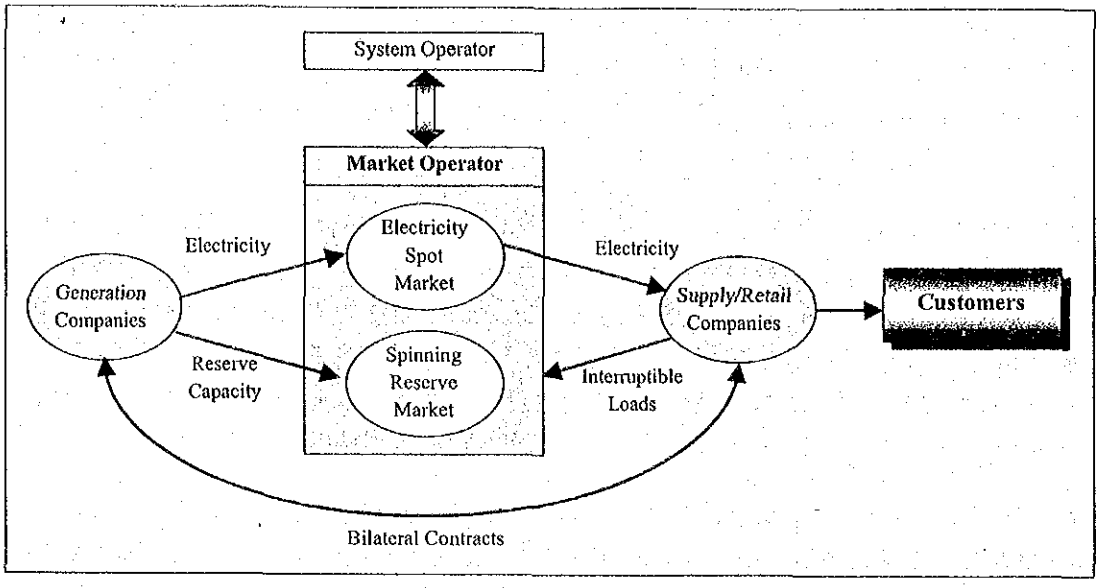


図 3.3　タイ国の将来卸売電力市場構造

3.5　ベトナム国への電力輸出の可能性

EVN の最新の長期発電計画(表 3.3 参照)によれば、2000 年までは IPP を含む国内電源計画で需要をカバーできる。海外からの電力購入は 2007 年から必要になる。2020 年までに新規に必要となる発電能力は 34,791MW に達する。計画では同年までに国内で 30,791MW 開発し、近隣諸国からの買電必要量は 4,000MW に達するものと想定される。

ラオスとベトナム両政府の 2 国間協定によれば、2010 年までにベトナム国はラオス国から 1,000MW の電力を購入することになっている。具体的な輸入計画は 2007 年までに 300MW、2009 年までに追加 400MW、2010 年までに更に 300MW となっている。

ラオス政府の最新電力開発計画によれば、ベトナムへの輸出用電力プロジェクトの候補案件として次の 7 つの IPP がリストアップされている。

1.	Nam Mo	105 MW	(COD 2007)
2.	Xe Kaman 3	218 MW	(COD 2012)
3.	Nam Kong 1	240 MW	(COD 2012)
4.	Sekong 4	440 MW	(COD 2014)
5.	Sekong 5	253 MW	(COD 2014)
6.	Nam Theun 1	400 MW	(COD 2014)
7.	Nam Theun 3	236 MW	(COD 2016)
	Total	1,892 MW	

取引価格については、以下のようにタイ国に比べて厳しい条件となっている。

(i) ADB の PSSS レポートによれば、ベトナムの平均電力生産原価は約 3¢/kWh である。現在のベトナム国の天然ガス価格は、タイ国原価よりも安い。更にこの報告書は、EVN の電力輸入の料金限度は、ベトナム国内の IPP からの購入単価である 4.2¢/kWh であろうとも述べている。ベトナムへの電力引渡地点としては、ラオス国 Sekong 県 Ban Sok とベトナム南部 Pleiku の経路と、ラオス国 Khammouane 県 Nam Phao とベトナム中央の Nghe tinh 県 Ha Tinh を結ぶ 2 経路である。

(ii) 2001 年 7 月の EDL の説明によれば、ラオスとベトナム両政府との最近の電力輸出交渉では、技術的な問題はないが、顕著な進展もみられないとのことである。ベトナム側は、ラオス政府に対してベトナム国の電力生産価格である 4¢/kWh の国境引渡単価を求めている。交渉は引き続き行われることになっている。

このようにラオスからベトナムへの電力輸出については価格面でタイより厳しいのが現状である。しかし、ベトナムでは旺盛な電力需要が見込まれる一方、財政的にみて国内電源開発は遅れがちとなっている。今後は海外からの買電依存度は益々高くなるものと思われる。かかる観点からラオスからベトナムへの電力輸出の優先度と可能性は高い。従って、タイへの輸出を想定しているナムニアップについてはタイを牽制する材料として、ベトナムへの売電をも将来の選択肢の 1 つとして残しておくべきであろう。

ベトナム国の IPP の歴史は浅く、1998 年に運開した前者の工業団地向けの IPP(Hiep Thuoc)が最初のものであった。次に Hai Phong 工業団地向けの野村の自家発(50MW ディーゼル)が続いている。さらに 120MW ガス発電プラントである Bien Hoa (Amata パワー所有)も稼働している。現在稼働中の IPP は 3 つである。

BOT 方式の IPP は、1997 年に契約締結した Wartsila 火力(300MW)を皮切りに数多くの商談が進んでいる。このうち注目されるのは Phu My 2.2 と 3 の火力 PPA が締結されたことである。これにより長年課題であったベトナム国での IPP が成功することが立証された。今後の IPP ビジネスの発展が期待される。

表 3.3　ベトナム国電力開発計画(ベース・ケース)

No.	発電所のタイプ ＼ 年	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020
	設備容量 (MW)													
1	Hydro power	3,234	3,830	4,066	4,138	4,138	4,508	4,901	5,371	5,871	6,141	6,461	10,206	12,794
2	Pump storage power												400	1,000
3	Imported power								300	300	700	1,000	2,000	4,000
4	Coal TP	640	1,240	1,340	1,440	1,890	1,890	1,890	2,190	2,490	2,640	2,940	3,340	4,840
5	Gas + Oil TP	2,252	2,701	2,521	2,953	3,823	4,777	5,137	5,497	5,857	6,217	6,517	8,737	10,857
6	Geo-thermal						50	100	100	100	100	100	100	100
7	Nuclear energy													1,200
	Total capacity	6,126	7,771	7,927	8,531	9,851	11,225	12,028	13,458	14,618	15,698	17,018	24,783	34,791
	Peal Load	4,487	5,012	5,598	6,253	6,985	7,802	8,454	9,160	9,925	10,755	11,653	17,847	26,854
	Reserve Margin													
	- Rain season	36.5%	55.0%	41.6%	36.4%	41.0%	43.9%	42.3%	46.9%	47.3%	46.0%	46.0%	38.9%	29.6%
	- Dry season	8.7%	34.9%	24.5%	20.0%	18.4%	22.7%	26.0%	30.4%	31.1%	32.1%	32.7%	30.0%	23.1%
	容量のシェアー (%)													
1	Hydro power	52.8%	49.2%	51.3%	48.5%	42.0%	40.2%	40.8%	39.9%	40.1%	39.1%	38.0%	41.2%	36.8%
2	Pump storage power												1.6%	2.9%
3	Imported power								2.2%	2.1%	3.8%	5.9%	8.1%	11.5%
4	Coal TP	10.4%	16.0%	16.9%	16.9%	19.2%	16.8%	15.7%	16.3%	17.0%	16.8%	17.3%	13.4%	13.9%
5	Gas + Oil TP	36.8%	34.8%	31.8%	34.6%	38.8%	42.6%	42.7%	40.8%	40.1%	39.7%	38.2%	35.3%	31.2%
6	Geo-thermal						0.4%	0.8%	0.8%	0.7%	0.6%	0.6%	0.4%	0.3%
7	Nuclear energy													3.4%
	合　計	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

(出所)EVN, Electricity Market in Vietnam for Period 2001-2020, October 2000

第4章 水力発電計画

4.1 現地の状況

(1) 位置と地形

ナムニアップ川はメコン河左支川のひとつであり、その合流点はパクサン市の約7km上流に位置する。ナムニアップ川の源流はシェンクアン県フォンサバン市付近である。ナムニアップ川は北から南へ標高1,200mのトラニン高原に端を発し、標高160mのメコン平原まで密林地帯を貫流する。本川の総河道延長は160km、総落差1,300mである。メコン河合流点までの総流域面積は4,510km^{2}である。ナムニアップ-I計画ダム地点は、北緯18°39′、東経103°30′に位置し、その流域面積は3,700km^{2}である。

(2) 地質

本ダムサイト

ダムサイト周辺の地質構成は大きく6つの地層グループに分けられ、褶曲を介して約70mの変位(右岸側が左岸側に比較して相対的に標高が高い)が生じている。右岸の斜面下部では、褶曲のためにナムニアップ川に向かい流れ盤状の地質構造となるために、褶曲とあいまって深部まで風化や岩盤の劣化が進行し、崩れた岩石が右岸河床部付近では20m程度の層厚で崖錐堆積物を形成している。一方左岸側の崖錐層厚は約5m程度である。新鮮な岩石(CH級)は地表面から約30m、褶曲部で50m付近に分布する。

CH級岩の室内圧縮試験の結果、礫岩は2試料で1,000～2,000kgf/cm^2、砂岩で7試料600～1,500kgf/cm^2、泥岩では7試料250～770kgf/cm^{2}の強度を得た。泥岩は強度が強く、露岩でも安定している部分がある一方で、含水比の変化や除荷による膨潤が生じる部分が存在する可能性がある。止水性については、若干風化の進んだ岩についても透水性が比較的低く、カーテングラウトによる対応が十分可能と判断される。なお、褶曲部においてはボーリングコアに見られる褶曲部岩盤が、深度とともに強度を増していく通常の風化による岩盤状況と異なり、やや不規則に強度の弱い岩盤も含んでいることから、CFRD設計の為の基礎タイプエローダビリティ評価(Erodibility)を1ランク落とすこととする。

逆調整池ダムサイト

両岸とも河岸の一部に泥岩が露岩しており、河床砂礫は薄い。ボーリング調査結果では左岸で 6.7m、右岸では 1.5m で基盤岩である泥岩に到達している。

原石山

ナムニアップ川の上流部ソプヨーク村に花崗岩が分布しており、コンクリート骨材として利用できる。しかしながら、ボーリング結果では風化層が 30m と厚く、50m の深度で新鮮岩には到達しなかった。当地点を含む周辺地区で、被りが浅く花崗岩の得られる場所を探す必要がある。

礫岩及び砂岩はダムサイト周辺に豊富に賦存し、ロックフィルダムのロック材として期待される。これらは十分な力学的強度を有してはいるが、アルカリ骨材反応の可能性の有無を調べたところ、コンクリート骨材としては不適である可能性が高い。

(3) 水文

低水解析

計画ダム地点に近いハトカム水位観測所における流量観測は、1998 年から 2000 年までのわずか 3 年間しか得られていない。このため、モンマイ観測所における約 20 年間の日流量観測記録を用い、流出モデルにタンク･モデル法を適用して計画ダム地点における長期流量を推定することとした。モデルのパラメータ(係数)は、得られた雨量および流量観測データに基づき同定した。

流出タンクモデルを用い、ナムニアップ-I 計画ダム地点における長期日流量を 1971 年～2000 年(30 年間)の期間で作成した。計画ダム地点(流域面積=3,700 km^2)における年平均流量は、147.2 m^3/sec (1,259 mm/年)と算定された。流出係数は、下表に示すように 0.67 (= MAR/MAP = 1,259/1873 = 0.67)となった。

流域面積 [km^2] = 3,700

		1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年間
流域平均雨量	mm	8.0	16.8	37.6	104.4	231.2	360.6	402.3	379.7	230.0	85.9	12.9	3.9	1,873.4
平均流量	m^3/sec	76.1	64.8	56.9	65.5	112.3	215.4	272.3	291.6	254.7	157.0	110.0	90.4	147.2
平均流出高	mm	55.1	42.4	41.2	45.9	81.3	150.9	197.1	211.1	178.4	113.6	77.0	65.4	1,259.4
流出率 (年平均)														0.67

このダムサイト年平均流量 147.2 m^3/s(比流量で 4.38 m^3/s/100km^2) は、既往調査結果の値と比較すると少ない値である。しかしながら、ラオス国における様々な水力発電計画調査では、年流出量の 100 km^2 あたりの比流量は 1.34～7.59 m^3/s/100 km^2 (平均 4.28 m^3/s/100 km^2)となっている。従って、本算定結果である 4.38 m^3/s/100km^2 (ナムニアップ-I 計画ダム地点流量)は、対象地域の近傍のラオス国中部(ナムテン川流域等)やラオス国北西部(ナムグム川等)での値のほぼ平均的な値であり、当地域における年平均流出量の妥当な範囲内であると判断される。

洪水解析

ナムニアップ-I 水力発電計画における PMF ピーク流量は、米国土壌保全局(SCS)による合成単位図手法により評価した場合 14,220m³/s となった。この値は、プレ F/S 調査結果の PMF 15,900m³/s よりもわずかに小さな値である。

確率洪水流量は、1978 年～2000 年までのモンマイ水位観測所における観測日流量データに基づき推定した。ピアソン III 型の曲線により算定したダム地点における確率洪水のピーク流量算定結果は、下表の通りである。

確率年 (年)	超過確率	洪水ピーク流量 (m³/sec)
1.01	0.9901	680
1.50	0.6667	1,000
2	0.5000	1,150
5	0.2000	1,590
10	0.1000	1,930
20	0.0500	2,300
25	0.0400	2,420
30	0.0333	2,530
40	0.0250	2,700
50	0.0200	2,840
80	0.0125	3,140
100	0.0100	3,290
200	0.0050	3,800
300	0.0033	4,130
500	0.0020	4,560
1,000	0.0010	5,210
2,000	0.0005	5,930
5,000	0.0002	7,000
10,000	0.0001	7,920

注)：(モンマイ地点の洪水ピーク流量) = (モンマイ地点の日平均最大流量) x 1.2
(ダムサイトにおける洪水ピーク流量) = (モンマイ地点の洪水ピーク流量) x 3,700 / 4,320
確率密度関数はピアソンIII型を適用した。

4.2 開発計画の最適化

(1) 貯水池運用

ナムニアップ-I 水力発電の最適開発規模を選定するために、シミュレーションモデルを用いて貯水池運用解析を実施し、発電出力及び年発電力量の計算を各代替開発規模に対して行った。ナムニアップ-I 発電所を中間ピークロード対応として設定した。但し貯水池運用解析は、16 時間及び 12 時間の 2 ケースについて比較検討を行った。又、EGAT は日曜日及びタイ休日には買電を行わないと仮定し、年に 60 日間発電が休止するとした。

FSL	312m	316m	320m	324m	328m
16 時間ピーク運転					
MOL (標高.m)	284	288	296	292	296
最大使用流量 (m³/s)	230	230	230	238	242
最大出力 (MW)	234	242	252	263	276
95% 保証出力 (MW)	175	194	190	206	217
年平均ピーク時電力量 (GWh)	1,082	1,126	1,173	1,227	1,284
95% 保証ピーク時電力量 (GWh)	874	932	948	990	1,044
年平均非ピーク時電力量 (GWh)	152	151	154	142	132
年平均発生電力量 (GWh)	1,234	1,277	1,327	1,369	1,416

注釈： 上記は各 FSL 毎の最適 MOL に対する値である。また、記載した最大出力は合成効率として平均値を適用した場合の値を示す。

(2) 貯水池内の水没

貯水池上流に開けるサイソンブン県タトム郡タビアン地区(全 14 箇村)の各村落の標高を同1:10,000 縮尺図面にて確認したところ、本プロジェクトと関係なく移転が計画されているポウ村(No.1 B. Pou)を除けば、フィアンタ村(No.4 B. Phiangta)の標高が EL.321m と最も低くなっていることが判明した。また、各標高別の土地利用状況の確認を行ったところ、各エリアが EL.320m を境に拡大の度を増すのが分った。

No.	村落名	標高 (m)
1.	B. Pou	316
2.	B. Naphang	324
3.	B. Hatsamkone	326
4.	B. Phiangta	321
5.	B. Dong	326-330
6.	B. Phonyeng	326-330
7.	B. Naxong	330
8.	B. Naxay	338
9.	B. Viengthong	343

貯水池上流域における背水の影響を FSL.320m のケースについてところ、以下のことが判明した。

(i) ドン村及びこれより上流の村落では、ダム建設前後で洪水時の水位が変わらない。これは堆砂後も同様である。この結果、ドン村より上流の村落では、貯水池の背水の影響が生じない。

(ii) ドン村より下流のフィアンタ村の場合、堆砂が無く且つダム地点での洪水流量が 2,000m³/s 以下の場合には、FSL.320m 上に約 1m 高の背水による水位上昇が生じるが、依然として水位は同村落の標高以下におさまる。一方、ダム地点洪水流量が 2,000m³/s を上回る場合には、洪水時の水位はダム建設前後でほぼかわらず、ダムによる背水の影響が生じない。

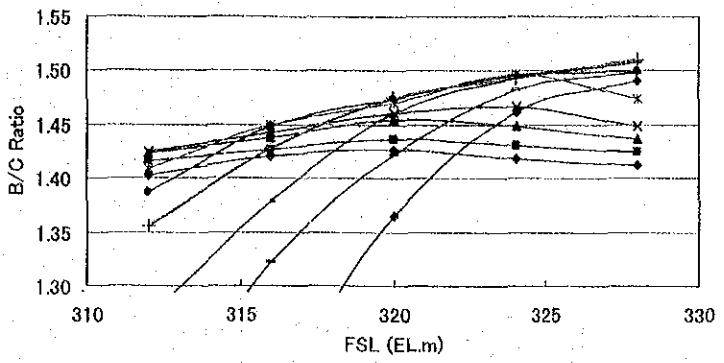
(iii) 堆砂が進行した場合、同じくフィアンタ村で若干の背水が生じる可能性がある。対策としては、浚渫等により堆砂高を制限する、あるいは FSL を下げることが考えられるが、前者が経済的に有利であり推奨される。

(3) 輸出用電源の最適計画

最適開発規模決定のために本検討で用いた評価基準は、以下の通りである。

(i) 便益/費用(B/C)比の最大化を図る。

(ii) 本プロジェクト実施に係わらず現在移転が計画されているポウ村を除き、タビアン地区の村落と水田の水没を避ける。



検討の結果、第１フェーズ調査結果同様、より高い FSL.がより高い B/C となることが判明した。ポウ村を除くタビアン地区の全村落の水没を回避するためには、FSL.を EL.320m 以下とする必要があり、この場合、最も高い B/C は、MOL.が EL.296m の場合に得られる。以上により、本検討で推奨する最適規模は以下の通りとした。

No.	項目	最適規模
1.	FSL	EL.320m
2.	MOL	EL.296m
3.	最大使用流量	230 m^3/s
4.	設備容量	260 MW
5.	年平均ピーク発生電力量	1,173 GWh/year
6.	年平均発生電力量	1,327 GWh/year

(4)　国内用電源の最適計画

ラオス国の電力政策では、輸出用 IPP 発電所は、出力の 5%以上を国内消費用電力に振り向けることが期待されている。本プロジェクト近傍の県都パクサンから郡都ボリカムまでの国道４号線沿いには、EDL による 22kV 既設送電線がある。従って、ナムニアップ-I 発電所からの国内消費用電力は、孤立した需用地が対象となるのではなく、パクサンを経由して EDL の国内グリッドに組入れられることになる。

ナボンに予定される変電所が完全に建設され、230kV から 115kV への降圧ができるようになれば、同変電所を経由して国内消費用電力を供給することが可能となる。しかしながら、ナボン変電所の建設工程にはなお不透明な点があるので、本プロジェクトでは国内消費用の独立した電源が必要であると判断された。輸出国側の国内グリッドに繋がっている輸出用発電機よりナボン変電所を経由せずに直接 EDL グリッドに繋げることは、システム安定上の問題から避けることが望まれている。

B/C 比検討によると、本プロジェクトから国内消費電力への振り向けは、逆調整池ダムに独立した発電所を設けることで最も経済的に行えることが分った。よって、本検討で推奨する国内消費用発電計画の規模は以下の通りとした。

No.	項目	最適規模
1.	FSL	EL.181m
2.	MOL	EL.176m
3.	最大使用流量	160 m^3/s
4.	設備容量	16.8 MW
5.	年平均発生電力量	108 GWh/year

4.3 予備設計

(1) 本ダム

ダムサイトには、主たる構造物として 2 条の仮排水路トンネル、コンクリート表面遮水型ロックフィルダム(CFRD)、ゲート式洪水吐、取水口と導水路トンネル、サージタンク、ペンストック、地上式発電所、非常用放流設備等を配する。

中央コア遮水壁型ロックフィルダム(ECRD)及び転圧コンクリート重力式 RCC ダムとの比較検討の結果、ダムサイトの地形･地質的な条件、材料入手の容易さ、技術･コスト面での優位性から、CFRD が最も望ましいダム形式として選定された。ダム軸は、主として洪水吐流入部での掘削が過剰にならないようにとの観点から、ナムカサ川と本川の合流部下流約 1.1km とした。洪水吐は地形条件を考慮し左岸側に配し、取水口、導水路トンネル、サージタンク、ペンストック、地上式発電所は右岸側に配する。非常用放流設備を備えた 2 条の仮排水路トンネルも同様に右岸側に配する。

ダム高は 151m、上下流勾配は 1:1.4 で、総堤体積は 7.3 百万 m3 となる。ダムの盛立て材料としては、洪水吐及び近傍の原石山から掘削された礫岩･砂岩を用いる。

(2) 仮排水設備

本ダムの施工中、河川水は右岸に掘削された 2 本のトンネルを通じ転流される。本ダムの上･下流部には仮締切堤をそれぞれ設ける。転流の機能が終了すると、内 1 本(No.1)を完全に閉塞する。一方、他の 1 本(No.2)には放流設備を設ける。堆砂の影響を防ぐために No.2 トンネルの流入部には取水タワーとトラッシュラックを設置する。

ラオス国で過去に実施された他プロジェクト調査･設計例に基づき、設計対象洪水量は 25 年確率洪水量の 2,420m^3/s とする。トンネル内径は 9.2m、トンネル長は 1,176m(No.1)と 1,079m(No.2)で、上流側仮締切堤の高さは 46.5m となる。

(3) 洪水吐

本プロジェクトの洪水吐は、ダム左岸に位置するゲート式越流タイプとする。越流部には12.25m幅、16.5m高のラジアルゲートを4門配する。この諸元は、単位水路幅あたりの流量が 200m^3/s/m を超えないように、またゲート高が 20 m を越えないようにして定めた。同越流部は、5,210m^3/s(1,000 年確率洪水)をゲート全開の FSL で流下可能である。また、PMF(14,220m^3/s) に対しては貯水池の調節効果により、ピークカットされた流量 7,860m^3/s が洪水位 324.2m で流下できる。

洪水が流下する矩形コンクリート開水路の幅は 58m、導流壁高は 7.6m で、PMF 時の流量 7,860m^3/s が越流することなく流下できる能力を有する。水平水叩き形式の減勢池は 100 年確率洪水である 3,290m^3/s に対して設計する。減勢池長は 114m、底敷高は標高 168mとする。

(4) 非常用放流設備

非常用放流設備を底部放水路として、貯水池初期湛水時の水位上昇速度の制限、下流河道への維持用水の放流、緊急時の水位低下などの目的で設置する。

底部放水路は、ダムの完成後に締め切られた 2 号仮排水路トンネルを利用して設ける。径2.5m のバルブは貯水池満水位に対して 200m^3/s の放流能力を有する。バルブ室はトンネル中間部のメインプラグ内に設置する。バルブ室への進入用に右岸発電所ヤードよりギャラリーを設ける。

(5) 取水口及び発電水路

発電用取水口、導水路トンネル、サージタンク、ペンストックを本ダムの右岸側に配する。これらの構造物の配置にあたっては、将来設備容量の拡張が有り得ることを前提とする。即ち現計画の 260MW(16 時間ピーク)から 520MW(8 時間ピーク)への拡張が将来行われる可能性があることから、現計画の 260MW 用導水トンネルを山側に配し、拡張用のスペースを川側に残すようにする。水路の最適化検討により、導水路トンネルの径を 9m、ペンストックの平均径を 5.6m とする。また、口径 12m の制水口タイプのサージタンクを設ける。

(6) 本ダム発電所

発電所は、ダム本体の下流側の平場に位置した半地下式で計画する。地上位は 100 年確率洪水位より 2m 以上高い EL.195m とする。発電所には 2 基の縦軸フランシス型発電水車を備える。水車の据付高さは一台運転時の水車ランナーのキャビテーションを考慮して EL.177.5m とする。

発電所建屋は、発電機主回路の開閉機器、励磁装置、水車制御盤、調速機油圧システム、冷却水給水システムなどの補機類、水車、発電機を基本に設計する。245kV のガス絶縁開閉装置(GIS)の部屋を発電所の上流側に配置する。発電所には、1 基あたり 130MW の発電施設を設ける。即ち、定格出力が 133.8MW の縦軸フランシス型水車とこれに直結する 144MVA の準傘型三相同期交流発電機を設置する。

(7) 逆調整池ダム

逆調整池ダムは、本ダム軸から約 5km 下流に建設される。同サイトには、主たる構造物として左岸にコンクリート表面遮水型ロックフィルダム(CFRD)、中央部にゲート式洪水吐、右岸に発電所を配する。

工事中の仮排水工の設計洪水量は、1,590m^3/s(5 年確率洪水)とする。洪水吐は 12m 幅、9.5m 高のローラーゲート 5 門を有し、100 年確率洪水の 3,290m^3/s を満水位で流せる設計とする。洪水吐左端部は CFRD の非越流部に接続する。非越流部の標高は満水位より 3 m 高い EL.184 m とする。不透水性材料を盛立てた補助堤防を逆調整池周りに 4 箇所建設する。

(8) 逆調整池ダム発電所

発電所には 2 基のバルブ型水車発電機を備える。水車の据付高さは一台運転時の水車ランナーのキャビテーションを考慮し EL.161 m とする。

発電所建屋は、発電機主回路の開閉機器、励磁装置、水車制御盤、調速機油圧システム、冷却水給水システムなどの補機類、水車、発電機を基本に設計する。また、115 kV の屋外開閉所を国内供給電源用送電線のために設備する。発電所には、1 基あたり 8.4MW の発電施設を設ける。即ち、定格出力が 8.7MW のバルブ型水車とこれに直結する 9.3MVA の三相同期交流発電機を設置する。

(9) 主幹送電線及び変電所

ナムニアップ-I 発電所の送電線はビエンチャン市より 45 km、またナムニアップ-I 発電所より 125.2 km の距離に位置するナボン変電所に接続する。ナムニアップ-I 発電所の送電線は 1,297,000MCM のアルミ導体鋼芯撚り線を使用し、架空地線は 3/8"メッキ鋼芯撚り線とする。

ナムニアップ-I 発電所建設前には、ナボン変電所の主構造物は出来上がっている予定のため、本プロジェクトの対象は、ナボン変電所の 230 kV 送電線の繋ぎ込みベイの建設と関連の制御、保護装置及び土木工事とする。また、プロジェクトの施設電源供給と逆調整池の発電所との連携のために 22kV 配電線を建設する。

(10) 国内消費用送電線及び変電所

逆調整池で発電した電力は国内消費向けとなる。現在、逆調整池から 40km 離れたパクサン変電所がもっとも近い変電所である。逆調整池の発電所からの 115kV 送電線は 150mm^2 のアルミ導体鋼芯撚り線を使用し、架空地線は 3/8"のメッキ鋼撚り線とする。また、プロジェクト近辺の電力供給のために 22kV 配電線を建設する。

4.4 施工計画及び積算

(1) 施工計画

建設工事中の仮設備は、主に①材料貯蔵、コンクリート製造設備及び骨材製造設備、②建設業者のキャンプ、③SPC の現地事務所、④土捨場で構成する。これら各仮設備はダムサイトから逆調整池ダムの間に点在している各平地に配置される。

本工程計画は、EPC 契約を 2005 年 6 月末に結ぶ条件で作成しており、次の作業あるいはイベントが、全事業工程の流れの中でクリティカルパス上にある。

No.	作業/イベント	予定日
1.	現地調査及び入札用図面作成	2003 年
2.	EPC 契約	2005 年 06 月末
3.	永久並びに仮設のアクセス道路建設	2005 年 06 月末
4.	仮排水路トンネル建設	2006 年 01 月末
5.	転流工	2007 年 09 月末
6.	本体ダムスラブコンクリート打設	2008 年 09 月末
7.	貯水池湛水開始	2010 年 04 月末
8.	発電機の有水試験	2010 年 06 月末
9.	1 号発電機の運開	2010 年 09 月末
10.	2 号発電機の運開	2010 年 10 月末

(2) 積算

本事業のベースコストは、①建設費、②環境費、③SPC の運営費、④価格予備費で構成する。積算時の基本条件及び仮定は次の通りである。

(i) 積算の価格水準は、現地調査を実施した 2002 年 7 月とする。

(ii) コスト要素となる労務者、材料、建設機械のほとんど全てを外国から調達することので、本事業費は US$のみで明示する。

(iii) 建設費は原則として単価見積り方式で見積る。各工事数量は予備設計から算出する。

(iv) 主要な土木工事の各単価は、単価内訳を作成して決定する。一方、メタルワーク、

・発電機器、送電線、及び変電所の費用は、製造業者からの見積りデータ、またアジア諸国おける類似プロジェクトの近年の入札単価データを参照して見積る。

(v) 価格予備費は、最新の米国消費者物価指数を参照し、年率 1.3 % の物価上昇率を仮定して算出する。

(vi) 関連する全ての税金類は当積算に含まれない。

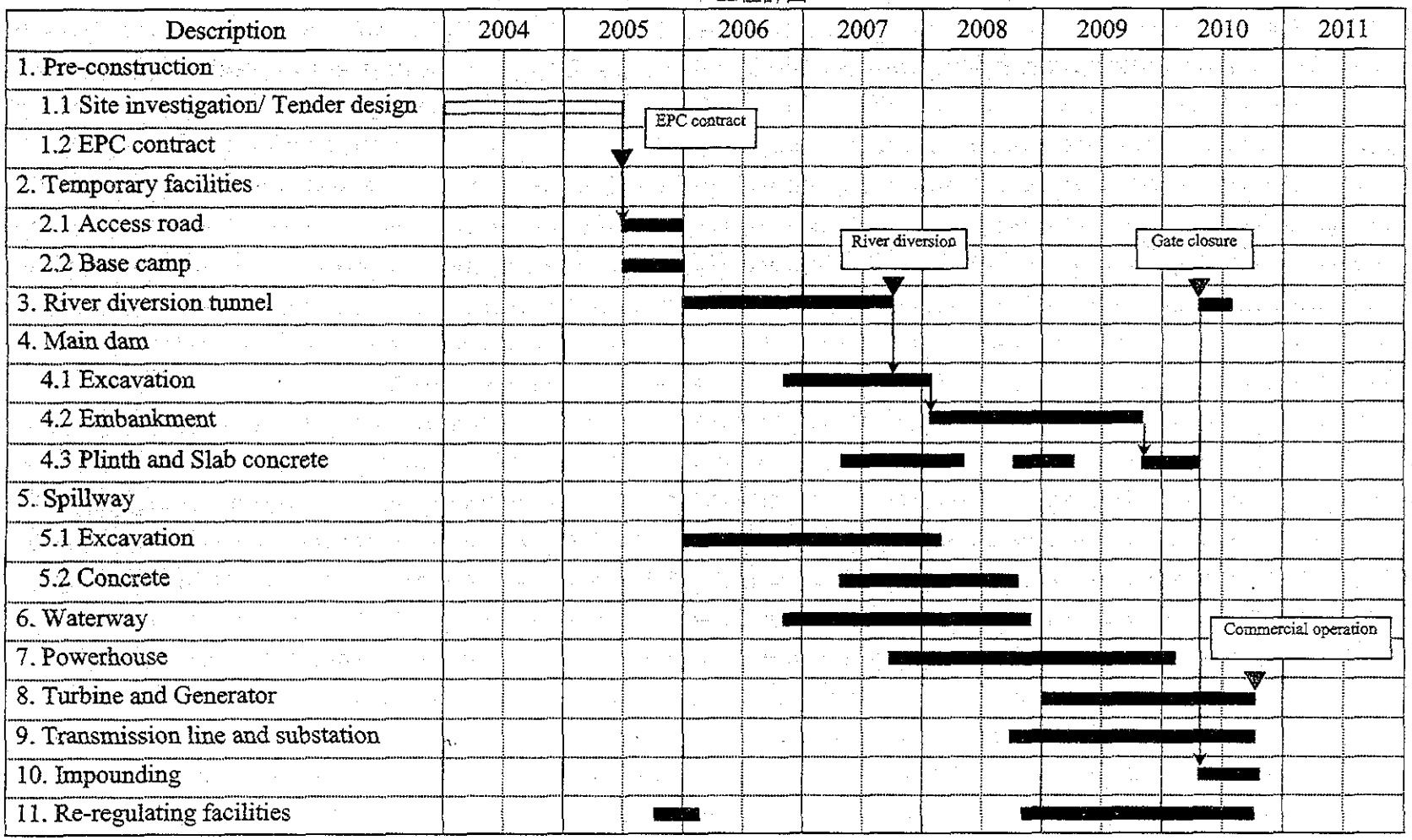
物価変動費を含むベースコストは、以下に示す通り総計約 US$ 343.7 百万ドルとなる。これは、120 円/$換算で約 412 億 4 千万円である。

番号	項　目	単位：US$
1.	**建設費**	**291,781,840**
1.1	土木工事	178,411,440
1.2	メタル工事	20,287,000
1.3	発電機器	59,137,400
1.4	送電線及び変電所	33,946,000
2.	**環境費**	**16,473,260**
2.1	環境モニタリング及びプラニング	9,669,000
2.2	移転費	6,804,260
3.	**SPC の運営費**	**10,290,100**
3.1	現地調査及び入札図面	4,125,000
3.2	SPC の管理費	6,165,100
小計	(1 to 3)	**318,545,200**
4.	**価格予備費(物価変動費)**	**25,167,410**
総計	ベースコスト (1 to 4)	**343,712,610**

年間支出計画は、ベースコスト及び工程計画に応じて以下の通りとする。

年	集計(単位：千US$)
2005	26,481.9
2006	23,007.0
2007	83,929.6
2008	86,533.4
2009	72,418.4
2010	51,342.3
合計	343,712.6

工程計画


Description
2004
2005
2006
2007
2008
2009
2010
2011
1. Pre-construction
1.1 Site investigation/ Tender design
1.2 EPC contract
2. Temporary facilities
2.1 Access road
2.2 Base camp
3. River diversion tunnel
4. Main dam
4.1 Excavation
4.2 Embankment
4.3 Plinth and Slab concrete
5. Spillway
5.1 Excavation
5.2 Concrete
6. Waterway
7. Powerhouse
8. Turbine and Generator
9. Transmission line and substation
10. Impounding
11. Re-regulating facilities
EPC contract
River diversion
Gate closure
Commercial operation

プロジェクトの主要諸元

Place	Particular	Unit	FSL.320m
Reservoir	Catchment area at dam site	km^2	3,700
	Annual basin rainfall	mm	1,873
	Annual mean runoff	m^3/s	147.2
	Annual mean runoff	mill. m^3	4,642
	Average run-off coefficient	-	0.67
	Probable max. flood, PMF	m^3/s	14,220
	Mean annual sediment flow	$t/km^2/yr$	500
	Reservoir area at FSL	km^2	66.94
	Gross reservoir capacity	10^6m^3	2,241.2
	Min. operation level (MOL)	EL.m	296
	Draw-down	m	24
	Effective storage volume	10^6m^3	1,191.8
Main Dam	Dam type	-	CFRD
	Dam crest level	EL.m	325
	Parapet wall top level	EL.m	325.7
	Plinth bottom level	EL.m	174
	Dam height	m	151
	Dam crest width	m	10
	Dam crest length (in total)	m	513
	Upstream embankment slope	-	1:1.4
	Downstream embankment slope	-	1:1.4
	Face slab thickness	m	0.3 to 0.8
	Plinth apron width	m	4 to 12
	Curtain grout row numbers	nos	1 or 2
	Curtain grout depth	m	25 to 100
	Consolidation grout row numbers	nos	2
	Grouting tunnel length	m	30 and 100
	Dam embankment volume	10^6m^3	7.3
River Diversion	Design flood capacity for diversion	m^3/s	2,420 (Q=25yr)
	Tunnel lane numbers	nos	2
	Tunnel diameter	m	9.2
	Tunnel length	m	1,176 and 1,079
	Tunnel inlet level	EL.m	191.5
	Tunnel outlet level	EL.m	180.5
	Inlet tower top level (tunnel No.2)	EL.m	231
	Upstream cofferdam crest level	EL.m	228.5
	Upstream cofferdam height	m	46.5
Spillway	Design flood capacity for FWL	m^3/s	14,220 (Q=PMF)
	Design flood capacity for FSL	m^3/s	5,210 (Q=1,000yr)
	Design flood capacity for stilling basin	m^3/s	3,290 (Q=100yr)
	Spillway pier top level	EL.m	325
	Forebay sill level	EL.m	300
	Overflow crest level	EL.m	305
	Spillway gate numbers	nos	4
	Spillway gate width	m	12.25
	Spillway gate height	m	16.5
	Overflow weir length	m	33
	Chute width	m	58
	Chute length (horizontal)	m	250
	Slope of chute	-	1:1.99
	Stilling basin bottom level	EL.m	168
	Stilling basin width	m	58
	Stilling basin length	m	114
	Spillway excavation volume	10^6m^3	5.8
	Spillway concrete volume	10^3m^3	135

Place	Particular	Unit	FSL.320m
Bottom Outlet	Discharge capacity of outlet valve	m^3/s	200 (FSL.320m)
	Diameter of outlet valve	m	2.5
	Access gallery length	m	410
	Plug length in diversion tunnel	m	45
Power Intake	Design discharge	m^3/s	230
	Inlet forebay sill level	EL.m	262
	Inlet sill level	EL.m	263
	Inlet width	m	6.0 x 2
	Inlet height	m	5.25 x 4
	Intake shaft height	m	53
Headrace Tunnel	Lane numbers	nos	1
	Tunnel diameter	m	9
	Tunnel length	m	504
	Tunnel slope gradient	-	1:500
Surge Tank	Surge tank type	-	Restricted orifice
	Main tank shaft diameter	m	12
	Main tank shaft top level	EL.m	333
	Main tank shaft bottom level	EL.m	288
	Main tank shaft height	m	45
Penstock	Lane numbers	nos	1 (tunnel) to 2 (open)
	Penstock tunnel length	m	50
	Open penstock length (horizontal)	m	243
	Penstock diameter	m	8.0 to 4.0
	Steel penstock weight	ton	2,100
Power Station (Main Dam)	Design flood discharge for yard	m^3/s	3,290 (Q=100yr)
	Powerhouse yard level	EL.m	195
	Powerhouse type	-	Surface type
	Powerhouse length	m	70
	Powerhouse width	m	50
	Powerhouse height	m	46
	Turbine center level	EL.m	177.5
	Tail water level	EL.m	181.4
	Rated head	m	127.7
	Type of turbine	-	Vertical Francis
	Number of unit	No.	2
	Plant capacity	MW	260
	Peak operation hour	hour	16
	Annual energy	GWh	1,327
	Switchgear type	-	GIS
Re-regulating Pond	Full Supply Level (FSL)	EL.m	181
	Pond area for FSL	km^2	1.1
	Gross storage capacity	10^6m^3	8.2
	Min. operation level (MOL)	EL.m	176
	Effective storage volume	10^6m^3	4.7
Re-regulating Weir	Weir type	-	CFRD with spillway
	Weir crest level	EL.m	184
	Design flood capacity for FSL	m^3/s	3,290 (Q=100yr)
	Check gate numbers	nos	5
	Check gate width	m	12
	Check gate height	m	9.5
	Overflow crest elevation	EL.m	172
	Stilling basin bottom level	EL.m	163
	Design flood capacity for diversion	m^3/s	1,590 (Q=5yr)
	Diversion channel width	m	50
Power Station (Re-regulating Weir)	Design flood discharge for yard	m^3/s	3,290 (Q=100yr)
	Powerhouse yard level	EL.m	184
	Powerhouse type	-	Surface type

Place	Particular	Unit	FSL.320m
	Powerhouse length	m	49
	Powerhouse width	m	26
	Powerhouse height	m	30
	Turbine center level	EL.m	161
	Tail water level	EL.m	167.3
	Rated head	m	12.0
	Design discharge	m^3/s	160
	Type of turbine	-	Tubular
	Number of unit	No.	2
	Plant capacity	MW	16.8
	Peak operation hour	hour	24
	Annual energy	GWh	108
	Switchgear type	-	Outdoor switchyard
Transmission Line	Capacity for main P/S	kV	230
	Distance from main P/S to Nabong	km	125.2
	Capacity for re-reg. P/S	kV	115
	Distance from re-reg. P/S to Pakxan	km	40
Permanent Access Road	B.Nonsomboun to B.Hatkham	km	20.9
	B.Hatkam to dam site	km	12.1

第 5 章　経済財務分析

5.1　概要

本計画の収益性をみるためのプロジェクト評価は 2 つの視点より行う。1 つはプロジェクト会社の立場からみた財務評価であり、もう 1 つはラオス国民経済全体の視点に立った経済評価である。2 つの評価方法を比較すると下表のようになる。

評価方法	視点	便益とコスト	評価指標	評価基準
財務評価	プロジェクト会社	便益:　電力販売収益 コスト：資本コスト、OM コスト、税金	FIRR	12%以上及び資本調達コスト(注)を上回ること
経済評価	ラオス国家経済全体	便益：　配当金、水利使用料、税金 コスト：ラオス政府の資本支出及び資本金拠出額	EIRR	資本の機会費用 12%以上(ADB 基準)

(注)資本調達コストは株主期待収益率(資本金)と借入金利の加重平均金利

5.2　基本前提条件

基本ケースに対し、以下のような条件を設定した。

- 発電能力：260MW(輸出用)プラス 16.8MW(国内供給用)

- 発電量及び販売電力量

項目	輸出用(1 次エネルギー)	輸出用(2 次エネルギー)	国内供給用	合　計
発電量	1,173 GWh	154 GWh	108 GWh	1,435 GWh
ロス	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
販売電力量	1,138 GWh	149 GWh	105 GWh	1,392 GWh

- 料金

- 輸出用(1 次エネルギー)　運開日 6.0¢/kWh(年率 1.3%上昇)
- 輸出用(2 次エネルギー)　運開日 3.0¢/kWh(年率 1.3%上昇)
- 国内供給用　運開日 5.2¢/kWh(年率 1.3%上昇)
- (注)運開日は 2010 年 10 月の予定

- 借入金/資本金比率：　70 : 30

- ‘ ラオス政府の出資比率：　30%
- 融資条件
- 国際金融機関 (シェア 40%)　：金利 6%、15 年返済
- 輸出信用機関 (シェア 30%)　：金利 8%、12 年返済
- 商業銀行　(シェア 30%)　：金利 12%、8 年返済
- コンセッション期間：運開後 25 年間
- 水利使用料：運開後 15 年間は売上総収益の 5%、16 年目からは 15%
- 配当金：元利返済及び税金支払後利益の 90%
- 年間運営保守費用：　固定費用(プロジェクト･ベースコストの 1%)プラス変動費用 (0.2ﾄﾞﾙ/MWh、2002 年価格)
- 減価償却：固定資産は 25 年の定額法(残存価値ゼロ)及び融資手数料は 5 年の定額法

5.3　基本ケースの分析結果

上記前提条件に基づく基本ケースの総プロジェクトコストと資金調達源は次の通りである。

事業費		
ベースコスト	343.7 百万ドル	(90.5%)
融資手数料	5.5 百万ドル	(1.4%)
建中利子	28.7 百万ドル	(7.6%)
初期運転資本	1.8 百万ドル	(0.5%)
総事業費	379.6 百万ドル	(100.0%)

資金調達案		
資本金	113.7 百万ドル	(30%)
借入金	265.9 百万ドル	(70%)
総資金	379.6 百万ドル	(100%)

経済分析の結果、EIRR は 19.5%となった。ラオス国の資本機会費用(10%)及び ADB の基準値 12%を大きく超えている。従って、ナムニアップ-I 水力発電計画は、ラオス国経済全体からみて実施に値するものと高く評価される。

財務分析の結果、FIRR13.1%、ROE(株主収益率)16.3%及びデット･サービス･カバー比率の最小値は 1.4 となった。3 つの値とも一般的な基準値を上回つており、本計画は BOT スキームとして実施に値することが判明した。

5.4　感度分析

第 1.1 章で論じたリスク分析の結果を踏まえ、下表に示す 4 つの逆境ケースにおける収益性の悪化に対する感度分析を行った。

シナリオ	リスクケース	原因と結果
ケース1	6ヶ月の工期遅延	雨期湛水開始が出来ず、発電運開の6ヶ月遅れをきたす。
ケース2	事業費の10%超過	工事数量増、盛立材の単価高騰及び追加工事等に起因する。
ケース3	売電単価の10%低下	電力プール価格の低下に伴う予期せざる価格の低下をきたす。
ケース4	運開後3年間における出力の2%低下	運開直後に異常渇水年に遭遇し、使用水量の大幅低下を被る。

感度分析結果を下表に示す。いくつかのケースでFIRRとROEが限界的値を示すものの、概ね全ての逆境ケースでも本計画は依然として採算性が確保されている。また、本計画の収益性に最も感応度の高いケースは、資本コスト10%オーバーランと電力料金10%低下である。これに関係したリスク要因の管理が重要である。

ケース	シナリオ	FIRR (%)	SI[a]	EIRR (%)	SI[a]	ROE (%)	最小 DSCR
基本ケース	正常運開	13.1	-	19.5	-	16.3	1.4
ケース1	6ヶ月工期遅延	12.6	0.5	17.9	0.8	14.7	1.3
ケース2	事業費10%超過	11.9	0.9	17.7	0.9	14.5	1.3
ケース3	売電価格10%低下	11.8	1.0	17.6	1.0	14.3	1.3
ケース4	運開後3年間出力20%低下	12.2	-	18.9	-	14.8	1.1

[a] SI(感度指標)とは感度パラメーターのパーセント変化率に対する収益率のパーセント変化の比率(一種の弾性値)である。

5.5　リスク分析

本事業には、全てのプレーヤー(ラオス政府、民間企業、電力購入者、コントラクター、レンダーなど)が取るべきリスクが含まれる。リスクは下表に示すように、プロジェクトの開発段階とリスクの種類によって各項目に分けられる。これらのリスクの軽減、すなわち最も適当にコントロールできる当事者に当該リスクを割り当てることが事業の成功を達成する鍵である。

主なリスクは、主要3者(ラオス政府、民間企業及びコントラクター)間でシェアされる。政治リスク/カントリーリスク又は不可抗力リスクは通常ラオス政府が引き受け、そのいくつかは貸手の要求を満たすためMIGAや世銀などの国際機関による保証を求められることがある。

商業的リスク、政治的リスクあるいは非政治的(不可抗力)リスクをうまく軽減させることが、採算性確保の不可欠な要点である。プロジェクトに関する種々の協定、契約及び保険･保証措置がリスク軽減を最大化させるために構築される。

下表に示したリスク分担マトリックスは、上述したリスク分担原別(当該リスクを最もうまくマネージできる者に割り当てること)に基づき、リスク軽減の程度の分析及び投資家にとって最終的に残存するリスクの洗い出しの参考に供するために作成された。

本事業の場合、プロジェクト会社又はレンダーが最終的にとらなくてはならないリスクとし

て市場リスクと一般的財務リスク(インフレ、為替レートの変更、金利の変更)があげられる。これらの残存リスクの査定と期待される事業の採算性は本事業に参加する投資家の関心度を決定する重要なファクターである。

リスク分析			リスクテーカー							
段階	リスクの種類	リスクの原因 及び リスク発生の結果	ラオス政府	デベロッパー	電力購入者	EPCコントラクター	オペレーター	保険会社	プロジェクト会社	レンダー
運転前	投資リスク	資本金不払い	O	O						
	計画リスク	用地取得不能	O							
		地元民反対	O	X						
		地質不良	X	O						
		水文不良(洪水と干ばつ)	X	O						
	建設リスク	設計の瑕疵				O				
		コスト超過		X		O				
		工期超過		X		O				
		不完成		X		O				
		第３者への損害						O		
運転中	運営リスク	O&M 不良					O			
		出力低下(水不足のため)							O	O
		送電線不良					O			
	市場リスク	購入者不払い			O			X		
		出力低下(需要不足のため)							O	O
		料金引下げ							O	O
	財源リスク	物価高騰							O	O
		為替レート引下げ							O	O
		金利上昇							O	O
共通	環境リスク	環境面のマイナス効果		O				O		
	不可抗力	自然災害による損害	O	X				O		
	政治リスク	資産収用、利益送金禁止など	O					O		

(注) "O" は主たるリスク･テーカー及び "X" はそのサポーター