

第6章 水力発電計画

6.1 概要

ラオス国には 23,000MW におよぶ豊富な水力発電の潜在能力が在るが、国内の電力需要を大幅に増大させる誘因が殆どないことから、未だ能力の1%しか開発されていない。そのためラオス国政府は、タイ国やベトナム国への電力の輸出に極めて高い関心を寄せている。

ナムニアップ川は北から南へ流下する全長約 230km の川で、総面積 4,510 km² の流域から年平均 210 ~ 160 m³/sec の水を集めてメコン河に注いでいる。

これまでに、ナムニアップ川流域の水資源開発は未だ実現化されていない。しかし、本流域の水力を開発しようとする計画は幾つか提案されてきており、フランス政府が 1991 年に実施し、1995 年に見直したナムニアップ1の Pre-F/S が最新の調査である。

本調査業務は、ナムニアップ川の下流域に選定された水力開発地点に対して F/S レベルでの調査を実施し、タイ国やベトナム国に向けた輸出を目的とする水力発電計画として、特に自然・社会環境への影響に配慮した実現の可能性を検討するものである。

6.2 貯水池運用計画

6.2.1 貯水池運用計画の目的

開発規模の最適化における最初のステップとして、本プロジェクト独自のシミュレーション・モデルを設定した上で、選定された幾つかの対象規模に対する貯水池運用計画を試みた。

貯水池運用計画の主な目的は以下の3つである。

- ① 年平均発生電力量の算定
- ② プロジェクトの最適規模の決定
- ③ 最適な貯水池運用モデルの決定

6.2.2 貯水池運用モデルの設定条件

(1) 初期条件

ナムニアップ-1水力発電開発計画の最適規模は、流域の現状においては多目的開発としての検討を必要とせず、本プロジェクト独自に決めることができる。

従って、運用計画は単独貯水池による発電専用プロジェクトとして、以下の初期(固定)条件を与えて実行された。

- ① ダム高
- ② 利用水深 (FSL,MOL)
- ③ 貯水池面積-容量曲線
- ④ 貯水池定格水位(RWL)
- ⑤ 下流水位-流量曲線
- ⑥ 損失水頭
- ⑦ 水車発電機運転効率

(2) 最低運転水位 (MOL)

貯水池の運転最低水位 (MOL) は次の2つの条件を満足するように決定する。

- ① 発電用取水口の敷高を設計堆砂位より上に設定し、取水口の水被りを取水時にトンネル内への空気連行を起こさない 2.5D(D はトンネル内径)以上確保するように MOL を設定する。
- ② 最大水頭に対する最小水頭の比率を、水車に悪影響を与えないとされる 70%以上にする。

(3) 貯水池運用モデル

貯水池運用モデルは EGAT が要求する以下の条件を満足するように設定される。

- ① 16時間継続運転とする。
- ② EGAT は日曜日とタイ国の祭日は本プロジェクトの電力を購入しないため、それらの日は終日運転を休止する。

注1: 実際には、小さな発電機を設置して発電休止日に、ラオス国内向けの発電を行うことが考えられるが、本予備設計では考慮していない。

注2: 次期 F/S では、将来タイ国が8時間運転へ移行する必然性について述べ、運用10年後以降は、売電価格(Tariff)を上げることができるとした FIRR を算出すべきである。そのためには、タイ国の電力消費動向を詳細調査した上で、ピーク電力需要の背景を明確にする必要がある。

6.2.3 貯水池運用解析

貯水池運用解析のための入力データと必要な出力は、以下の通りである。

表 6.2.1 貯水池運用解析用入出力データ

番号	入力データ	出力データ
1.	ダムサイトに於ける月別流量	貯水池水位
2.	貯水池表面からの月別蒸発散量	発電使用水量
3.	貯水池初期水位	蒸発散量
4.	-	余水吐放流量
5.	-	発電出力
6.	-	発生電力量
備考	維持用水など発電以外の流量の下流への放流は行わない。	-

貯水池運用のシミュレーションに使った水文データは後述する表 6.3.8 及び図 6.3.6 に示す通りである。これは 1998 年に行ったナムテン2計画の「Alternative Study」の中で、ナムニアップ流域の過去30年間における推定月平均流量として報告されたもので、Pre-F/S 報告書で採用された同地点の月平均流量よりはかなり控えめに算定されている。

貯水池の水収支は下式で計算される。

$$S_i = S_{i-1} + I_i - O_i - EV_i$$

ここに、 S_i : 当日の貯水量

S_{i-1} : 前日の貯水量

I_i : 当日の流入量

O_i : 当日の放流量

EV_i : 当日の蒸発散量

シミュレーションは以下の計算手順を30年間にわたって反復して行う。

- ① 貯水池初期水位を FSL に設定する。
- ② 月間蒸発散量（水深）を差し引く。
- ③ 貯水位が MOL を下回らない限りその水位で最大出力を起こせるだけの流量を放出するが、その流量では MOL を下回るなら MOL を維持できる可能最大流量を使って発電する。
- ④ 貯水池へ流入量を加算する。
- ⑤ 貯水位が FSL を超えるなら余剰水を余水吐から放流する。
- ⑥ 手順②へ戻って翌月に対する計算を繰り返す。

6.2.4 発電量の計算

発電出力と発生電力量は下式によって算定した。

$$P = 9.8 \times Q \times H \times \mu$$

ここに、 P : 出力 (kW)
 Q : 使用水量 (m³/s)
 H : 有効落差 (m) = 静水圧 - 損失水頭
 μ : 発電器機の合成効率
 *注 : 水頭差による水車効率の変動は考慮していない。

$$E = P \times t$$

ここに、 E : 発生電力量 (kWh)
 t : 発電時間 (hr)

尚、未だ予備的段階であるため、本解析では洪水期の制限水位の設定や水車最少流量の規定などの条件は与えていない。しかし、最大使用水量は、解析全期間(30年間)の95%期間における年間発生電力量が年間保障電力量の80%を下回らないように決めた。

6.3 基本開発計画の検討

6.3.1 水力発電計画の基本方針

フランス政府が行った Pre-F/S 調査と、1998年8月以来実施している本現地調査の結果から、集水量が豊富で大規模ダム開発に適した地形・地質を形成する支川ナムカサ川との合流点直下が、最も有望なダム地点として選ばれた。

本計画における水力開発は、余剰電力輸出による外貨獲得というラオス国の電力政策に沿ったものである。タイ国の電力需要の伸びに応じ、CO₂を排出しないクリーンで安定的な電力を経済的に供給するものである。

また、水力開発は単に水力発電の外貨収益を期待できるだけでなく、地域住民の生活向上にも大いに寄与する。流域周辺に対し、本計画からの水供給による新たな灌漑水田の開発、分電による地方電化、流量調整による流況の安定化などが考えられる。また、貯水池上流地区とダム湖畔とを結ぶ湖上連絡設備により、交通利便性の向上が期待できる。

6.3.2 基本開発計画の設定

(1) 流域現況

ナムニアップ川流域は南北に開けた流域であり、その東西方向の最大幅は180km(東経103°02'~103°44')、河川長は230km(北緯19°25'~18°39')である。ナムニアップ川は標高2,125mのPh.Khe山に源を発し、広大な密林を流下して標高160mでメコン平原に至る。上流域においては流域のほぼ中央を流下するが、下流域においては流域の東部を流れる。

ナムニアップ川には、上流から順に①ナムセン川、②ナムシャム川、③ナムトン川、④ナムボン川、⑤ナムチャン川、⑥ナムホック川、⑦ナムマン川、⑧ナムポアン川、⑨ナムノック川、⑩ナムソウ川、⑪ナムカサ川、⑫ナムタック川、⑬ナムサオ川の主な13支流が流れ込んでいる。また、ナムニアップ本川の河川勾配は下記の5つの平均勾配に区分できる。

表 6.3.1 河川平均勾配区分

No.	ナムニアップ河川区間	河川勾配
1.	ダム上流 175km~110km 地点	1: 90
2.	ダム上流 110km~95km 地点	1: 40
3.	ダム上流 95km~75km 地点	1: 250
4.	ダム上流 75km~ダム地点(0km)	1: 650
5.	ダム地点(0km)~メコン河合流点(-55km)	1: 3,800

(2) 本ダム地点の確定

図 6.3.1 に示すように、ナムニアップ川には、計画ダム地点以外にもダム地点に適した峡谷が上流に 2カ所存在する。下表は、各地点の河床標高と 190m 級のダムを築造するとした場合の堤頂長を示したものである。

表 6.3.2 ダム地点別河床標高及び堤頂長

ダム地点	河床標高	堤頂長
A 地点(計画ダム地点)	EL.180m	630m
B 地点(A 地点より 20km 上流)	EL.230m	1,100m
C 地点(A 地点より 40km 上流)	EL.270m	530m

上記 3 地点のうち、地形的には C 地点がダムサイトとして最適な形状を示しているが、この付近の河床勾配が 1:40 と急峻なために、計画貯水容量は A 地点の 3分の2に減じられてしまう。さらに、C 地点へのアクセスには、タファ村から険しい山肌を縫う延長 30km の取付道路が必要となる。また、B 地点での堤頂長は 1km を超える。したがって、ナムニアップ川最下流の A 地点を最終候補地として選定した。

(3) 計画貯水容量の確定

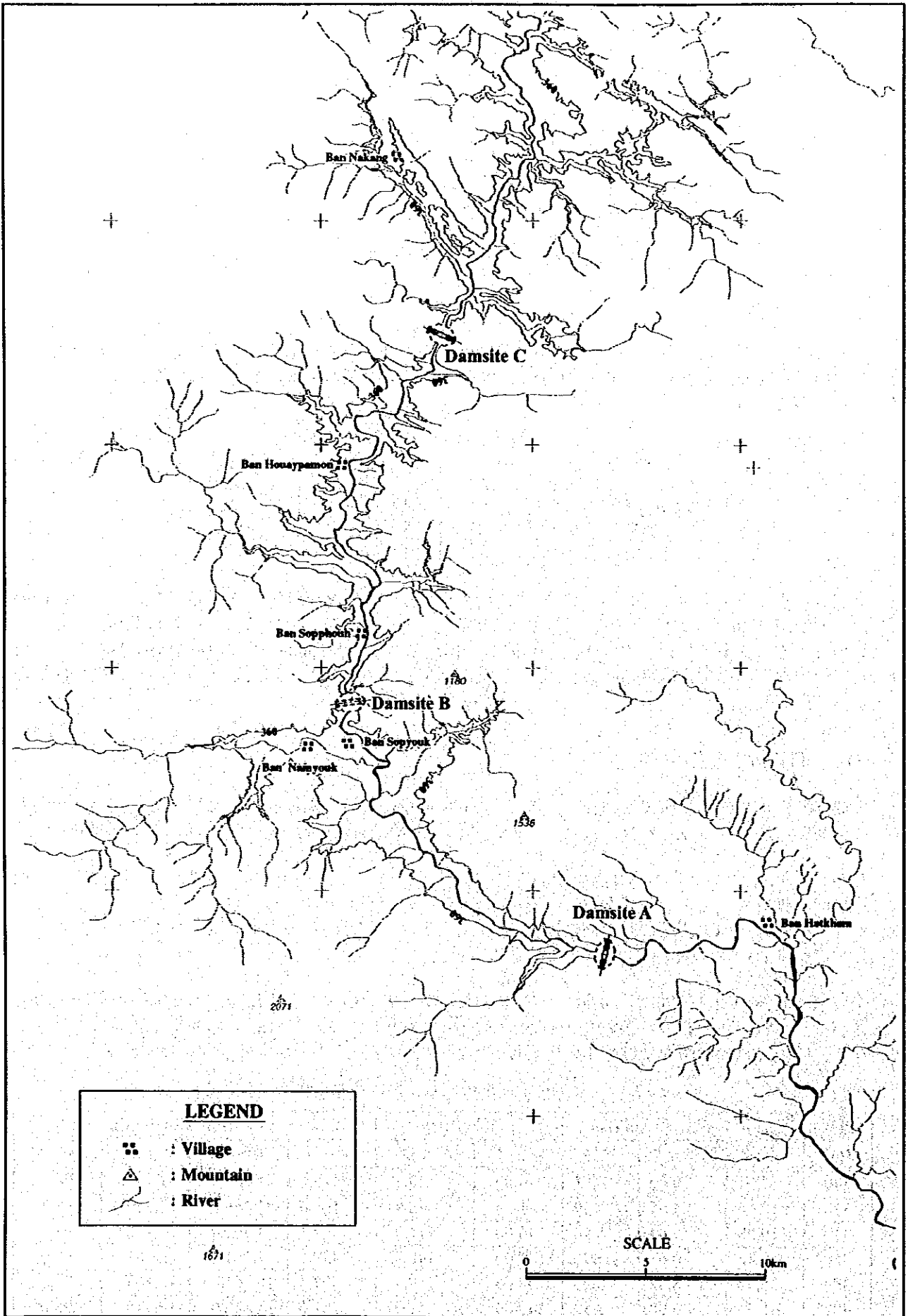
平成 10 年 8 月の第 1 次現地調査で実施した GPS 測量による単点標高差の比較では、既存地形図との標高差に規則性は見られなかった。そのため、この結果を用いた地形図の修正は行わなかった。

しかし、平成 11 年 2 月の第 3 次現地調査で実施したタピアン地区地形測量結果より、同地区の修正地形図を作成することができたため、既存 1:50,000 の地図上で算定したものと比較した。これによると、計画貯水池上流域の貯水面積は、5%程度減少した。このため、上流域の貯水容量を補正し、さらに貯水面積-容量曲線を図 6.3.2 に示す通り変更した。

全貯水池面積の 2 割足らずしかカバーしていないタピアン地区地上測量で、約 5%の地形図上の誤差が確認されたことは、次段階での貯水池全域を対象とした航空写真測量の重要度が増しただけでなく、貯水容量の影響を受けやすい中規模ダム開発案の経済評価の精度に疑問を残す結果となった。

表 6.3.3 タピアン地区地形測量結果に基づく修正貯水容量

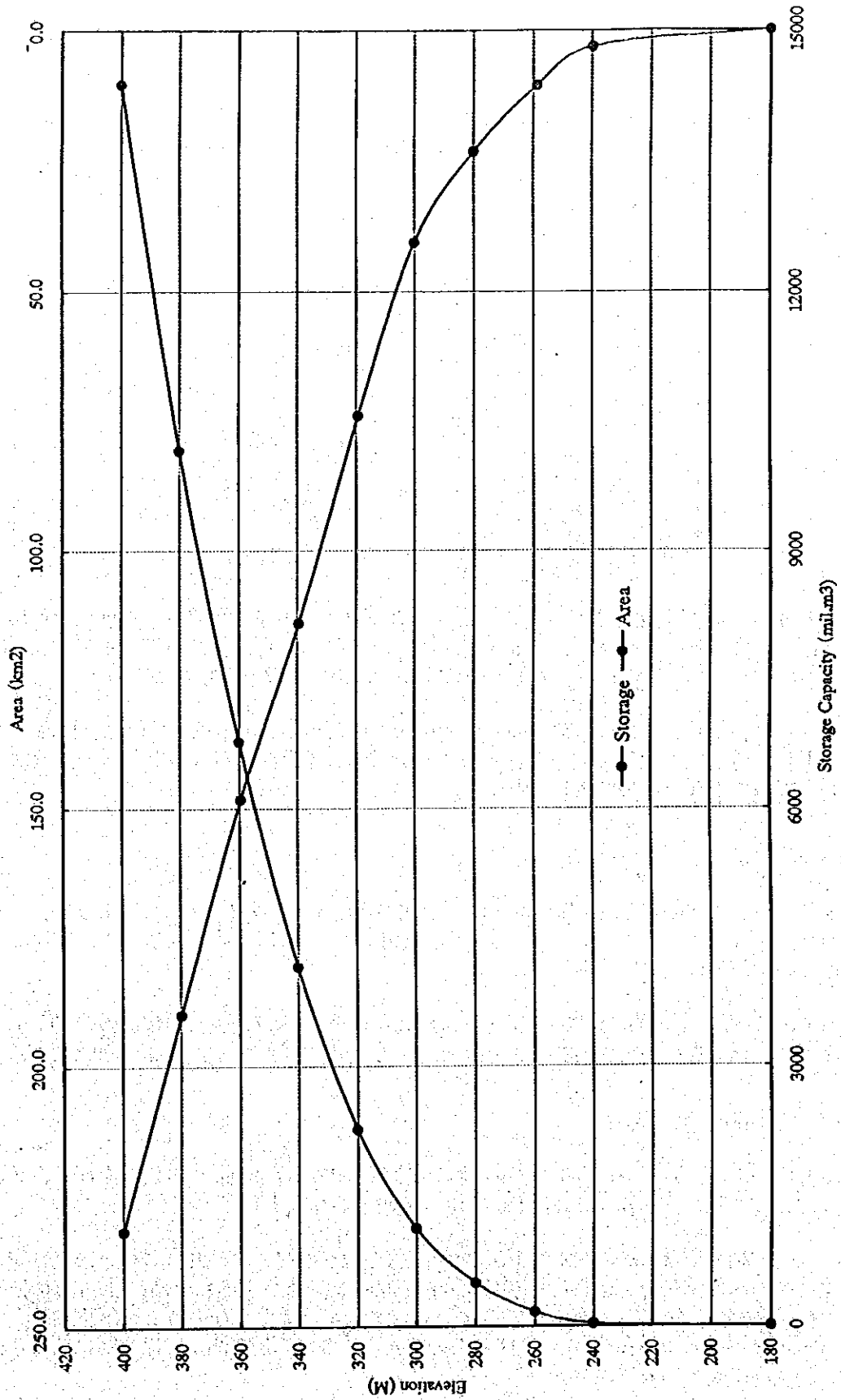
標高 (m)	上流域の貯水池面積 (km ²)			総貯水池面積		貯水池容量 (mil. m ³)			
	地図上	測量結果	差異	地図上	修正値	減少分	地図上	修正値	減少率
300	4.51	0.00	4.51	45.00	40.49	45.6	1,181.0	1,135.4	96.1
320	12.04	4.45	7.59	81.50	73.91	166.6	2,446.0	2,279.4	93.2
340	19.98	14.02	5.96	120.00	114.04	302.1	4,461.0	4,158.9	93.2
360	28.41	20.63	7.78	156.00	148.22	439.5	7,221.0	6,781.5	93.9
380	36.92	28.87	8.05	198.00	189.95	597.8	10,761.0	10,163.2	94.4
400	45.31	36.98	8.33	240.00	231.67	761.6	15,141.0	14,379.4	95.0



FEASIBILITY STUDY
 ON THE NAM NGIEP-1 HYDROELECTRIC POWER PROJECT
 IN THE LAO PEOPLE'S DEMOCRATIC REPUBLIC
 JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

図 6.3.1
 比較ダムサイト位置図

Nam Ngiep Reservoir Area-Storage Curves



FEASIBILITY STUDY
 ON THE NAM NGIEP-I HYDROELECTRIC POWER PROJECT
 IN THE LAO PEOPLE'S DEMOCRATIC REPUBLIC
 JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

図 6.3.2

ナムニアップ計画貯水池面積・容量曲線

(4) 堆砂標高の検討

計画貯水池の運転最低水位(MOL)を設定するために、貯水池への堆砂について検討を行った。検討に際し、単位堆砂量はナムテン2水力発電計画が報告書「Study of Alternatives」の中でナムニアップ川流域について算出した値を採用した。これは同報告書の数値が、類似の流域特性を持つナムグム-I流域で実測されている数値に比べても充分大きく、安全側の数値と判断したためである。因みに、Pre-F/S 報告書の推定値は $374 \text{ t/km}^2/\text{year}$ である。

表 6.3.4 堆砂量の推定

No.	項目	計算値
1.	ナムニアップ流域面積, A	$3,700 \text{ km}^2$
2.	ナムテン2の採用算定式	$\text{Sed}_{\text{spec}} (\text{t/km}^2/\text{year}) = 448.8A^{0.01}$
3.	ナムニアップ流域の年堆砂量	$413.4 \text{ t/km}^2/\text{year}$
4.	粒子の比重	2.65 t/m^3
5.	堆砂の見かけ比重	1.59 t/m^3
6.	堆砂率	90%
7.	貯水池堆砂の空隙率	40%
8.	100年累積堆砂量	87 mil. m^3

上記の100年堆砂量全量が計画ダム地点まで運ばれると仮定した場合、堆砂位は前出図 6.3.2 の水位・貯水容量曲線において標高 240m に匹敵する。しかし、貯水池上流域は平坦で且つ広大な広がりを持っているため、実際にはその大半が貯水池上流部に沈殿するものと考えられる。

こうした判断から、計画貯水池運転最低水位決定のためのダム地点堆砂位は、標高 200m と仮定した。但し、貯水池上流域での堆砂によって有効貯水容量は減じられるが、その減量は総貯水容量に比して極めて少ないため考慮していない。

(5) 計画貯水池規模の制約

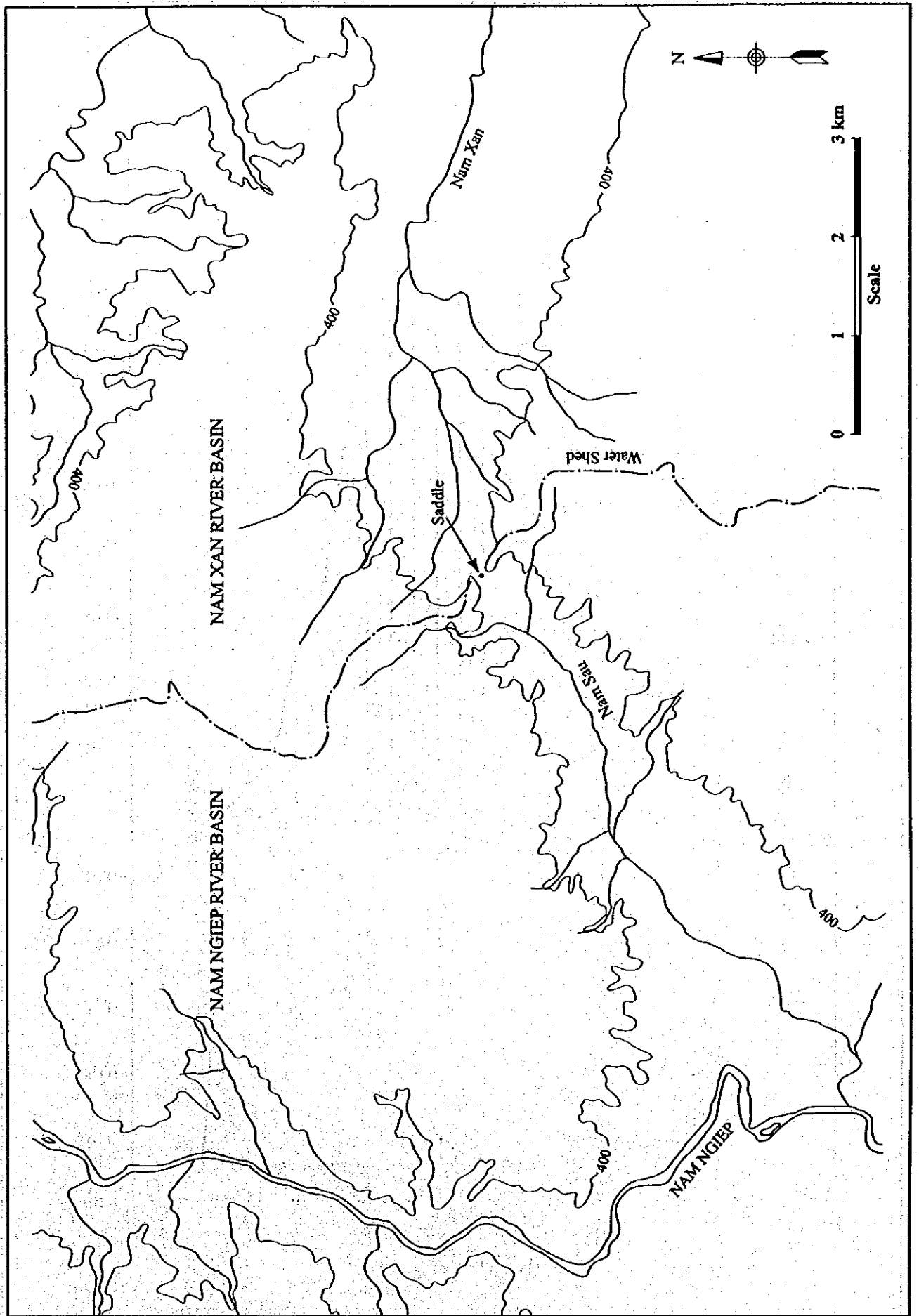
計画ダム地点の 11km 上流左岸にはナムソウ川が合流する。図 6.3.3 に示すように、この支川の源流は標高 390m の鞍部である。この鞍部の反対側はナムサン川流域に入るため、計画貯水池の最高水位はこの鞍部の標高に制約される。

従って、技術的・地形的に建設可能な計画貯水池の最高満水位は、この鞍部の約 5m 下に想定される基礎の上に、15m 程度の実際的な高さを持つ副ダムを築いて確保できる標高 400m である。

(6) 計画貯水池の状況

図 6.3.4 に示すように、技術的に建設可能な最高満水位標高 400m の計画貯水面は、ダムサイトから 95km 上流に達し、その区間には全部で 18 個の村落が存在する。

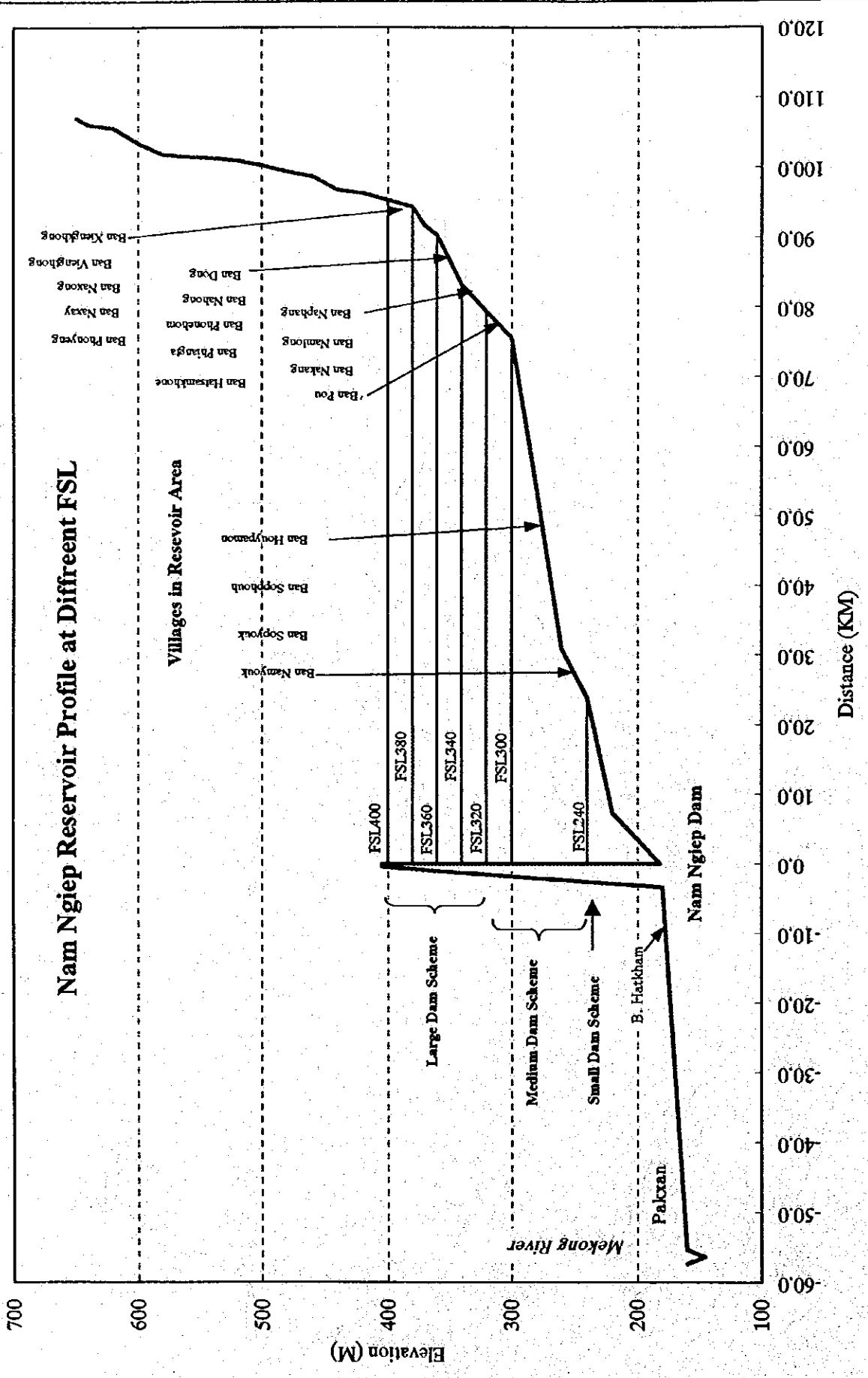
第3次現地調査では、計画貯水池上流域の平坦部をなすタピアン地区に対して、田畑の分布形状・面積や村落の地形測量を実施した。標高 320m～380m 間の地目別面積を高さ 20m 毎に把握した結果、満水位が標高 320m 以下の場合、タピアン地区の大半は湛水しないことを確認した。すなわち、標高 320m 以下の水田・村落はホーム地区のものである。今回の地形測量で標高別に確認された計画貯水池の状況は下表の通りである。



FEASIBILITY STUDY
 ON THE NAM NGIEP-1 HYDROELECTRIC POWER PROJECT
 IN THE LAO PEOPLE'S DEMOCRATIC REPUBLIC
 JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

図 6.3.3

貯水池満水位の地形的制約



FEASIBILITY STUDY
 ON THE NAM NGIEP-I HYDROELECTRIC POWER PROJECT
 IN THE LAO PEOPLE'S DEMOCRATIC REPUBLIC
 JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

図 9.3.4

計画満水位別貯水池断面形状

表 6.3.5 計画貯水池の状況

水施設	計画貯水池満水位				
	EL.240m	EL.320m	EL.340m	EL.360m	EL.380m
水田 (ha)	0 (0%)	216 (29%)	642 (86%)	709 (95%)	746 (100%)
乾田 (ha)	0 (0%)	96 (27%)	252 (71%)	312 (88%)	355 (100%)
村落(箇)	0 (0%)	5 (28%)	13 (72%)	15 (83%)	18 (100%)

(7) 取付道路及び工所用仮設備建設候補地の検討

計画ダム地点はボリカムサイ県の県都パクサン近くに位置し、パクサンと本ダム地点間には1号国道から分岐して北上する既設4号国道がある。この国道は約20km北のボリカンから右に折れダムサイトから離れてゆくがボリカンからダムサイトに向かって無舗装の細い県道がハットカム村まで繋がっている。従ってプロジェクトが実施されると、この県道の補修工事でハットカム村からダムサイトまでの新設道路の建設が必要となる。既設道路の現状と新設道路の詳細については8章で述べている。

工所用仮設備の主要設備は、本ダムの下流部に設けられる。本ダムと逆調整池堰の間には、川沿いに開けた平坦地が3カ所存在しており、それらの用地に事務所や宿舎、倉庫、車庫、修理場、コンクリートプラントなどの設備が建設される。工所用仮設備計画についても第8章でその詳細を述べている。

(8) 逆調整池設備の検討

本ダム直下流に建設される発電所からの最大放流量は約220m³/sである。EGATの要求する発電様式に従うと毎日数時間、また日曜日及びタイ国の祭日には終日発電を中断しなければならない。このため、ダム下流域には水位変動による大きな影響を及ぼすことになる。

こうした下流の水位変動に対しては、経済的で一般的な対策として、村落への放流開始警報装置の設置や下流域沿岸の護岸工などが考えられるが、①本計画が尖頭負荷発電のみを目的としていること②日単位では16時間運転の場合1/3が放流停止、2/3が放水中であること、③週単位運転では日曜日が完全休止であることなど、下流域に及ぼす流量変化がかなり大きくなるため、本ダムの約5km下流に逆調整池堰を設けることにより、発電所からの放流量を調整した上で下流に放流する計画とした。逆調整池の貯水池容量には検討の余地があるとしても、そうした設備は不可欠と判断された。

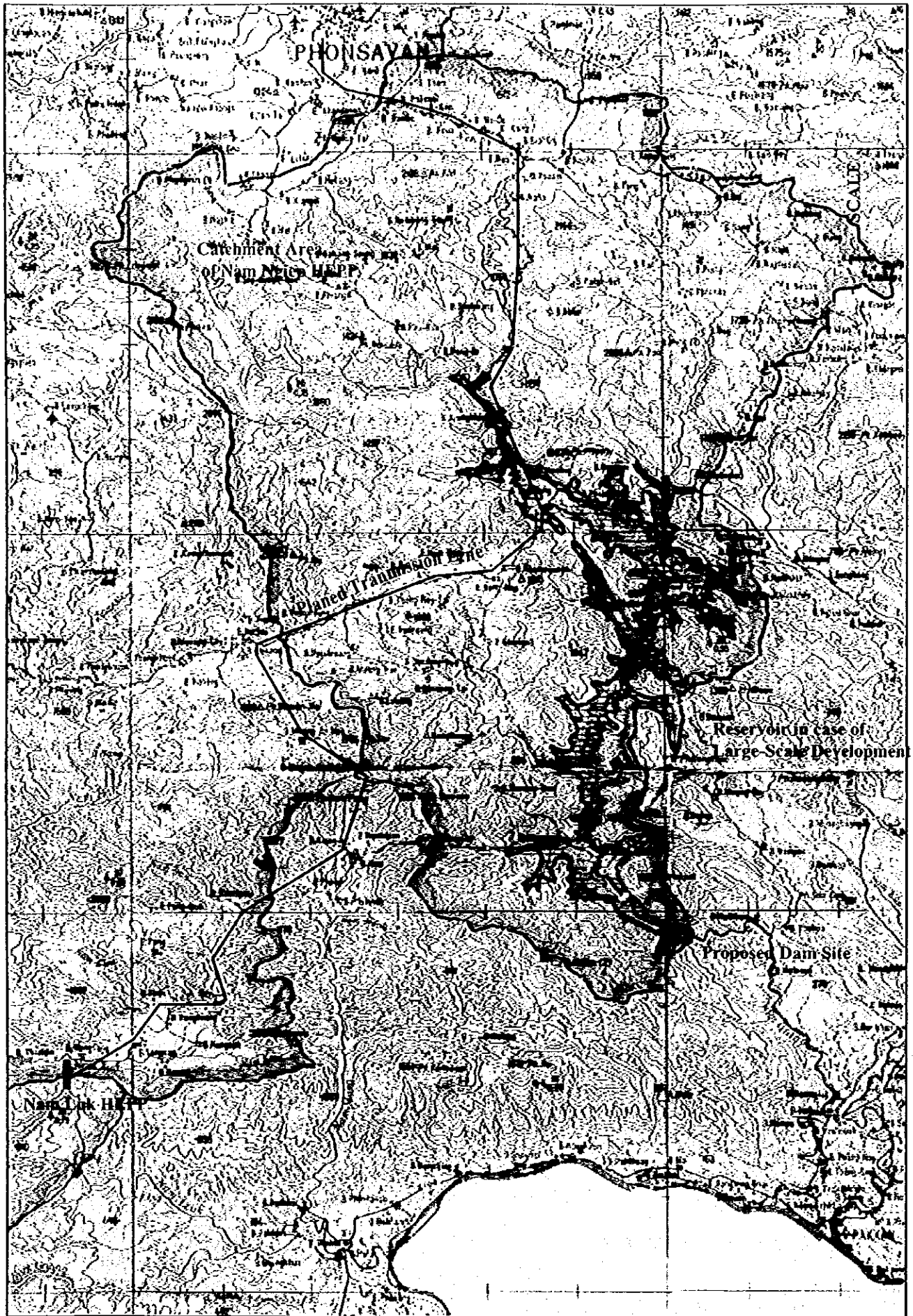
逆調整池設備の予備設計については8章に詳細を述べている。

(9) 計画貯水池周辺の地方送電網整備計画

1999年末完成予定のナムルック発電所から、計画貯水池上流部のタピアンを含むタトム地区を經由し、シェンクアン県フォンサバンまで115kVの送電線を北東に延長して配電する計画がある。計画では更に、貯水池下流部ホン地区にも配電する。アジア開発銀行が資金源となりEDLが管轄するこのプロジェクトは、そのルート選定に影響する本計画の開発規模を見極めた上で、実施するとしている。現在、国際入札のための事前審査(P/Q)を実施中である。計画ルートは図6.3.5に示す。

このため、タピアン地区の移転が前提となる大規模ダム開発案を推進する場合には、以下の点に配慮が必要となる。

- ① 少なくとも10年は要すると思われるタピアン地区の住民移転が完了する迄の期間、他の配電受益者と同様にタピアン地区の住民に対しても電気の仮供給が必要である。



FEASIBILITY STUDY
 ON THE NAM NGIEP-I HYDROELECTRIC POWER PROJECT
 IN THE LAO PEOPLE'S DEMOCRATIC REPUBLIC
 JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

図 6.3.5

地方送電網整備計画ルート図

- ② タビアン地区に送電が開始されると、耕作に適した平野が広がる同地区への人口流入が懸念され、移転費用・必要面積が増加し、移転計画見直しを迫られる結果となる。したがって、計画貯水池内への移住制限を規定する等の行政措置が検討されなければならない。

(10) 発電ピーク時間の設定

ラオス国で初めてのタイ国 EGAT への売電は、ナムグム発電所の電力である。ここでは現在、下表に示す時間帯別売電価格体系となっている。

表 6.3.6 ナムグム発電所の売電価格体系

項目	尖頭負荷時	部分負荷時	非尖頭負荷時	加重平均
時間帯	18:30-21:30	08:00-18:30	21:30-08:00	00:00-24:00
時間	3時間	10.5時間	10.5時間	24時間
売電価格(US\$)	5.78	3.75	3.00	3.676

しかし、1998年4月から商業運転を開始したテンシンボン発電所は、流込み式発電所ということもあり、原則として24時間発電で売電価格も均一であるが、実際には、ある程度の負荷需要に対応した運転を行っている。計画中のナムテン第2発電所は、当初24時間発電で売電契約を行っていたが、EGATから16時間の準尖頭負荷発電とするよう提案があり、予備発電機を充てることで発電設備容量を増加させ、これに対応している。また、1999年末に完成予定のナムルック発電所は、EGATからの新提案として、運転を6時間尖頭負荷発電で行うよう要請されている。

一方、タイ国の電力需要は、1998年は初めて前年度の電力消費量を下回ったものの、前出図 5.4.1 に示すように日負荷の尖頭化が顕著になってきており、ラオス国の水力発電に対して尖頭負荷発電を求める傾向は今後とも強まるものと予想されている。

しかし、EGATは当面ラオス国のIPPプロジェクトに対して16時間準尖頭負荷発電を要求としているため、ナムニアップー1も同様に16時間を発電ピーク時間として設定する。但し、将来ナムニアップ1発電計画の8時間ピーク発電が認められるならば、本プロジェクトの経済性は飛躍的に大きくなる。

(11) 電力量計算使用流量

発生電力量の計算に用いる河川流量は、第4章及び第6章で詳述しているように、ナムテン2水力発電計画が報告書「Study of Alternatives」の中でナムニアップ川流域について算出した値を採用することとした。この河川流量は、30年間についての月平均流量を推定したもので、平均流量は162.3m³/sとなっており、Pre-F/S報告書で採用していた210.8 m³/sの77%に過ぎない。これを流況曲線で表わせば図6.3.6の通りである。また、流量を表6.3.8に示した。

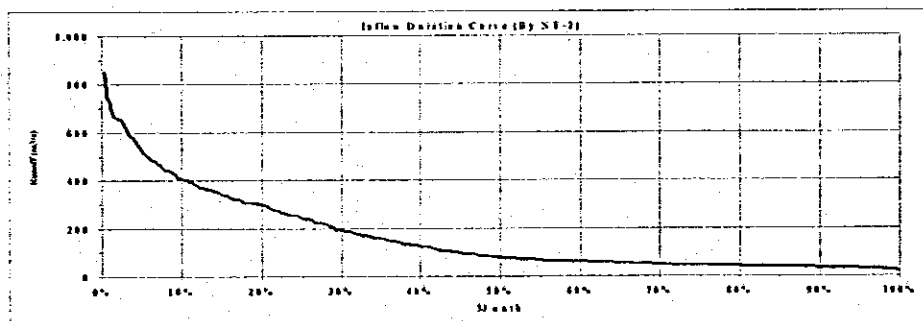


図 6.3.6 電力量計算に使用した30年間月平均流量の流況曲線

表6.3.7 30年間月平均流量(m³/s)ダムサイト地点(NT-2 Generated Series)

Year	Jan.	Feb.	Mar	Apr	May	Jun.	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Year
1966	39.7	33.8	31.3	30.0	79.1	275.4	531.2	766.8	540.0	234.7	117.1	62.3	229.9
1967	48.6	39.9	34.8	32.5	42.5	157.9	329.2	298.5	504.5	232.9	114.1	65.7	158.9
1968	50.0	43.4	39.1	36.3	70.5	189.5	218.6	400.2	379.3	179.6	89.1	56.7	146.7
1969	48.4	42.2	37.0	34.7	47.6	301.8	551.6	665.7	244.4	120.0	75.3	51.8	186.5
1970	44.8	39.4	35.6	32.3	81.6	303.8	462.8	660.3	654.0	278.7	109.4	56.7	231.0
1971	40.3	32.7	29.6	27.4	64.3	143.2	360.4	481.0	371.3	174.7	100.1	62.5	158.3
1972	43.4	35.1	32.0	30.8	48.0	121.6	360.4	737.3	428.1	192.8	108.5	69.8	185.4
1973	49.0	42.6	38.0	34.3	29.8	122.7	362.0	510.5	718.3	306.1	137.3	72.3	202.7
1974	59.9	50.8	44.6	41.6	54.0	147.2	220.7	341.1	390.9	186.0	102.6	59.5	142.0
1975	51.3	41.6	37.5	32.8	64.5	186.6	252.7	605.1	615.8	265.9	130.3	72.9	197.2
1976	60.3	52.5	43.1	39.5	57.7	149.4	295.0	392.5	306.6	149.9	102.6	73.3	144.4
1977	58.1	49.4	43.2	39.1	61.1	70.3	281.6	306.3	284.3	142.4	72.7	47.0	121.9
1978	39.9	35.2	32.3	31.4	64.2	261.9	474.3	653.2	481.7	214.7	97.3	55.7	204.7
1979	45.7	40.0	34.7	30.9	101.1	183.2	204.4	409.4	328.0	158.5	84.6	55.4	140.3
1980	47.4	37.7	34.7	32.5	60.9	159.9	443.0	366.9	442.2	205.8	102.1	62.3	167.2
1981	52.6	45.3	38.3	36.1	76.1	253.4	663.5	582.1	489.2	218.9	131.8	70.7	222.9
1982	58.7	49.9	43.1	39.5	68.1	185.4	235.5	580.8	357.9	167.6	105.6	65.4	164.0
1983	54.2	43.2	37.5	34.1	64.4	104.3	295.4	406.2	318.6	154.6	92.6	57.4	139.3
1984	43.2	38.2	33.1	30.7	62.7	133.5	408.1	459.4	322.6	155.3	91.0	59.5	154.3
1985	50.7	44.3	38.0	32.2	68.2	166.3	275.2	405.3	348.2	166.9	85.1	56.2	145.4
1986	39.3	31.1	27.6	26.7	134.6	293.1	395.9	305.7	247.5	126.4	69.7	46.3	146.1
1987	81.9	67.7	56.2	53.4	54.2	131.6	193.9	338.4	165.2	90.6	60.4	45.2	112.0
1988	28.6	23.4	20.5	20.0	61.8	84.4	202.8	320.1	163.1	132.1	79.6	44.5	99.2
1989	36.1	30.2	27.3	30.8	70.1	237.4	262.2	315.6	255.1	193.2	93.2	58.2	134.7
1990	41.7	34.2	34.3	26.7	92.2	239.6	379.2	351.8	252.6	141.7	85.8	58.3	145.7
1991	43.3	33.4	28.1	30.0	33.2	120.8	259.2	426.6	299.2	130.1	74.6	53.2	128.4
1992	45.9	35.3	29.6	24.3	27.9	71.5	219.3	251.2	173.4	91.7	50.5	40.5	89.0
1993	31.0	26.6	23.4	25.4	63.7	169.6	437.3	351.2	367.5	130.8	73.8	49.1	146.6
1994	36.7	33.4	35.8	40.1	91.0	338.6	442.1	850.4	564.1	222.9	121.8	64.4	238.1
1995	54.1	46.5	41.3	37.2	62.7	158.7	318.7	632.3	499.0	221.6	101.2	58.4	187.0
Average	47.5	40.0	35.4	33.1	65.3	182.1	344.5	472.4	383.8	179.6	95.3	58.4	162.3

6.3.3 ダム式水力開発案の比較検討

(1) 比較案の設定

ダム式水力開発案の代替案は、計画貯水池(Pre-F/S で提案された開発規模)の上流域、下流域及びダム計画地点下流部で、それぞれ異なる影響が予想されるとした初期環境影響評価の結果を踏まえ、計画貯水池の満水位の設定を変えることにより検討した。

検討は2段階に分けて行うこととし、第1段階では満水位標高を基準に、大・中・小3つのダム規模開発案を選定した。大規模案では多数の村落を水没させる代償として最大の経済効果をもたらす満水位に定める一方、小規模案ではタビアン地区とホン地区の全村落を水没させない経済的な満水位を設定することとし、この中間の満水位を中規模案として分類したものである。

さらに第2段階では、第1段階で棄却された小規模ダム式案を除外した満水位標高の範囲 EL.300m～EL.400mを対象として、10m毎に経済評価を行う一方、社会・自然環境の評価も併せて行うこととした。

第1段階で選定した代替規模案の分類を示せば下表の通りである。

表 6.3.8 ダム式開発第1段階比較代替案(第1段階)

No.	開発計画代替案	開発代替案の概要
①	大規模ダム式案	全村落を水没させて発電出力を大きくするダム式開発計画で、大規模な移転が必要となる。満水位検討範囲は EL.360m～EL.400m である。
②	中規模ダム式案	貯水池下流部とタビアン地区の一部を水没させるダム式開発計画で、満水位検討範囲 EL.240m～EL.360m の内、大規模な村落を形成するタビアン地区の水没を避ける EL.300m～EL.325m の検討が大きな比重を占める。
③	小規模ダム式案	貯水池下流部を含む全村が水没しない案。満水位は EL.240m である。

(2) 経済的に有利な開発規模の第1段階比較検討結果

プロジェクトの経済的な最適規模は、幾つか比較される開発ケースのうち最大の便益と内部収益率を与える規模として定義づけられる。経済評価の詳細は第 6.5 章に述べ、ここではその結果のみを記述する。

第1段階での比較検討結果の要約は、下表及び下図に示す通りである。

表 6.3.9 ダム式開発案の第1段階比較検討結果

番号	摘要	単位	小規模ダム案 満水位 EL.240m	中規模ダム案 満水位 EL.320m	大規模ダム案 満水位 EL.360m
1.	定格出力	MW	17	246	377
2.	年発生電力量	GWh	124	1,375	1,983
3.	建設費	Mil.US\$	233.2	409.2	576.9
4.	B	Mil.US\$	-	392.3	584.2
5.	C	Mil.US\$	-	307.2	433.0
6.	B/C	-	0.18	1.28	1.35
7.	B-C	Mil.US\$	-143.5	85.1	151.2
8.	EIRR	%	0.0	13.2	14.0

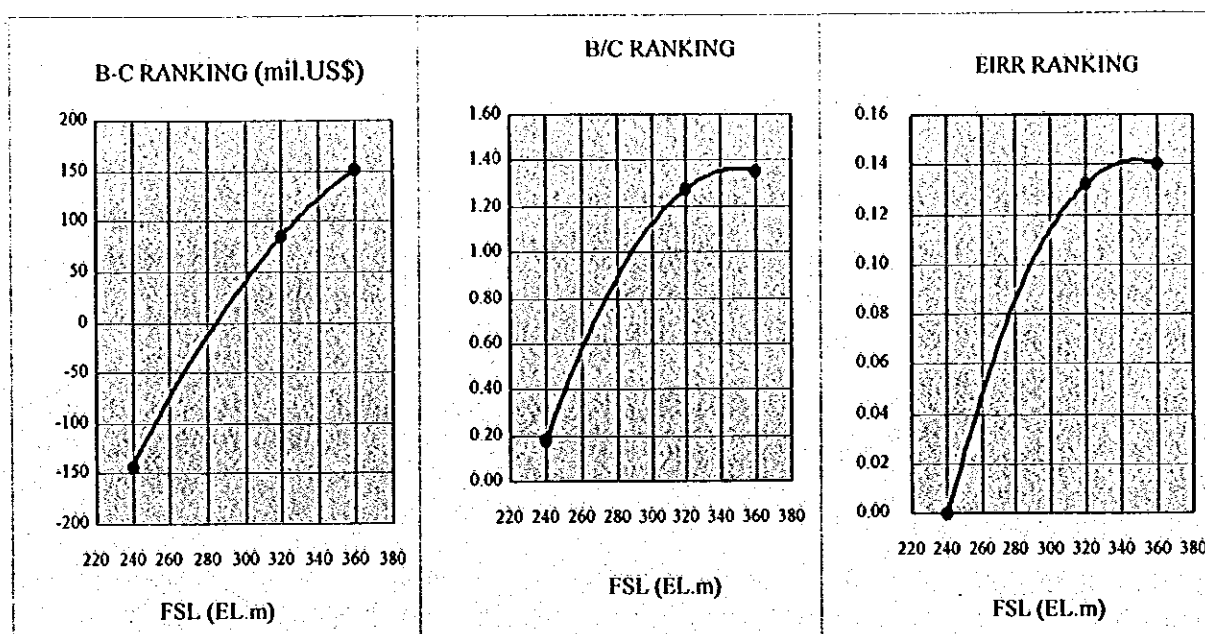


図 6.3.7 第1段階経済評価結果

上記の結果から、以下の結論に至った。

- ① 小規模ダム開発案は経済的に成り立たないことが判明した。
- ② 中規模ダム開発案でも、満水位が標高 300m 以下の場合には、図 6.3.7 に示すように、 $B/C < 1$ 、 $EIRR < 0.1$ となり経済的に成り立たなくなる。
- ③ 大規模ダム開発案の方が中規模案より開発の経済効果が大きい。

このことから、下記の2つの条件の下で更に2つの結論が見いだされた。

代替案選択条件

- ① 大規模開発案は、タビアン地区の住民が移転に同意する場合にのみ開発可能である。
- ② 計画貯水池の満水位標高を 310m 以下にすれば、タビアン地区の全ての田畑や村落の湛水回避が可能となる。

注： 第3次現地調査においてタビアン地区に対して実施した地形測量の結果から、同地区全域を水没させない標高は 310m であることが判明している。なお、標高 320m では、タビアン地区最下流にあるポー村の一部が耕作地と共に水没することが確認されている。ただし、この村は、本計画の実施の有無とは関係なく国道沿いの高標高地に移転が決定している。

第1次段階比較検討の結論

- ① 大規模開発案は、経済的に最も有利である。
- ② 経済的に成り立ち且つ社会・自然環境にも優しい開発規模(自然・社会環境的最適規模)は中規模開発案であり、その最適満水位は標高 320m 付近にある。

(3) 経済効果を重視した開発の第2段階比較検討結果

第2段階では、満水位標高の範囲 EL.310m~EL.390m を対象として、10m 毎に経済評価を行った。

解析に用いた計算手法、水文資料、地形資料は第1段階評価時と同じだが、移転対象人口・水田面積、建設工事費については、最新の資料を基に見直しを行った。第2段階での比較検討結果の要約は、表 6.3.10 及び図 6.3.8 に示す通りである。

表 6.3.10 ダム式開発案の第2段階経済比較検討結果

番号	摘要 満水位	定格出力 (MW)	年発生電力 (GWh)	建設費 (Mil.US\$)	B/C -	B-C (Mil.US\$)	EIRR (%)
1.	EL.310m	214	1,192	316.3	1.55	129.83	16.39%
2.	EL.320m	240	1,349	339.6	1.64	163.21	17.52%
3.	EL.330m	263	1,508	367.5	1.68	186.44	17.85%
4.	EL.340m	280	1,626	392.1	1.69	202.60	17.97%
5.	EL.350m	314	1,777	420.4	1.73	230.85	18.52%
6.	EL.360m	334	1,905	445.6	1.76	252.46	18.81%
7.	EL.370m	356	2,030	476.1	1.75	265.83	18.65%
8.	EL.380m	377	2,148	505.0	1.75	282.37	18.69%
9.	EL.390m	401	2,282	538.4	1.74	299.29	18.65%

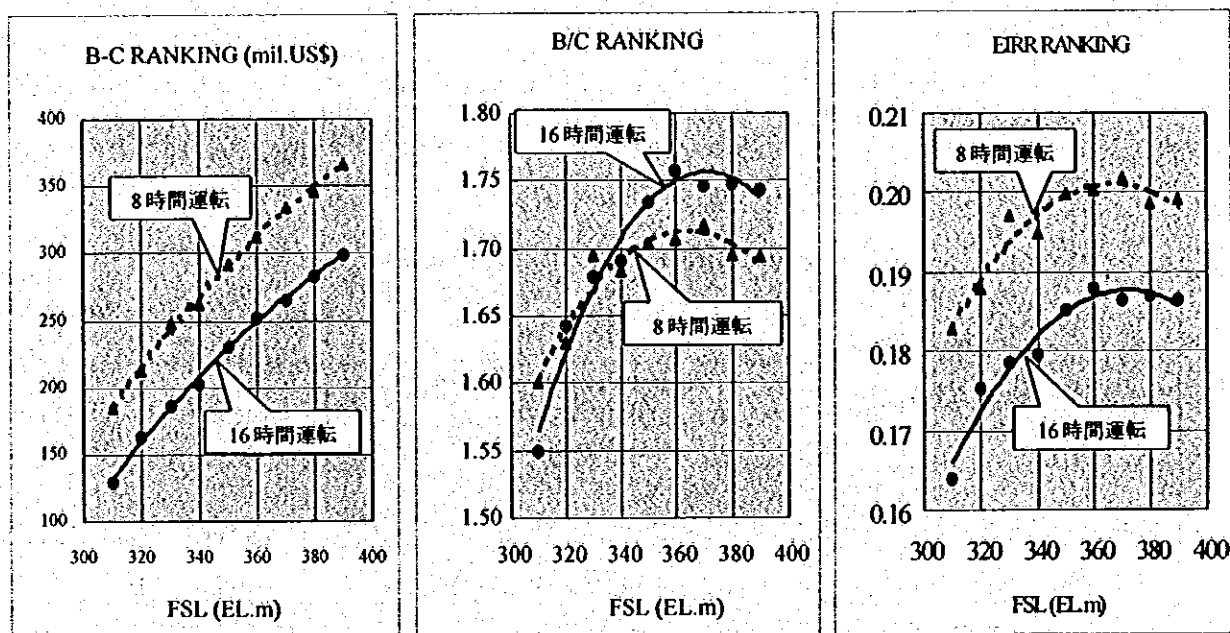


図 6.3.8 第2段階経済評価結果

上記の結果から、経済的な最適満水位は EL.360m にあり、また自然・社会環境的最適規模は EL.320m 付近にあることが、共に判明した。したがって、第3段階経済比較では、自然・社会環境的最適規模と経済的最適規模の2つに絞り、それらの開発規模に最も適した資金調達方式を検討する。

最終的な最適開発規模は、3つの異なる評価視点すなわち、① 自然・社会環境的視点、② 経済的視点、③ 財務的視点(資金調達方式に視点)における総合評価の結果として決定される。

(4) 総合評価のための第3段階経済比較検討

第3段階経済比較検討結果は、表 6.3.11 に示す通りである。本解析の対象となったプロジェクト諸元、水理・構造諸元、工事数量、建設工事費、環境対策費等は、表 6.4.6～表 6.4.12 に示した。

表 6.3.11 ダム式開発案の第3段階経済比較検討結果

番号	摘要	単位	中規模ダム案 満水位 EL.320m	大規模ダム案 満水位 EL.360m
1.	定格出力	MW	240	334
2.	年発生電力量	GWh	1,349	1,905
3.	総プロジェクト外費	Mil.US\$	346.0	464.0
4.	B	Mil.US\$	417.1	585.7
5.	C	Mil.US\$	258.7	347.0
6.	B/C	-	1.61	1.69
7.	B-C	Mil.US\$	158.4	238.7
8.	EIRR	%	17.2	18.0

6.3.4 流込み式開発案の比較検討

中規模ダム案や小規模ダム案の補助的な発電設備として、流込み式開発の可能性についても検討を行った。

平成10年8月から同年12月に行われた第1次及び第2次現地調査で、ナムニアップ川上流域の急流部と、本ダム計画地点の24km上流の右岸に流込む支流ナムポアン川の急流部にそれぞれ1カ所、流込み式開発サイトを選定した。それぞれ「本川流込み式開発案」、「支川流込み式開発案」と名付け、開発の概要は以下に示す通りである。

表 6.3.12 流込み式開発比較代替案

No.	流込み式開発 比較代替案	開発概要	常時流入量 (*1)	最大流入量 (*2)
①	本川流込み式 開発案	ダム地点の約108km上流の取水地点から8.6kmの導水路を引き、273mの落差を利用する計画で、取水地点の流域面積は765km ² である。	6.46 m ³ /s	26.38 m ³ /s
②	支川流込み式 開発案	本川との合流点から8km上流の取水地点から2.5kmの導水路を引き、落差約80m(取水地点標高425m～放水路底敷標高345m)を得る計画で、取水地点の流域面積は473km ² である。	3.99 m ³ /s	16.30 m ³ /s

注：(*1)90%信頼度、(*2)70%設備利用率に於いて

本川流込み式開発案の取水地点は、メコン河との合流点から上流160km、ダム地点から105kmの位置に計画しており、その標高は1:50,000の地図上で658mである。放水地点は、取水地点下流9kmに位置し、同地形図上では標高385mである。一方、支川流込み式開発案を計画したナムポアン川は、ダム地点上流24kmで本川に合流している。

導水路トンネルの必要延長距離(本川流込みで8,600m、支川流込みで2,500m)に対する流域からの相対流入量が、両開発地点において過少である。

以下に示す通り、経済評価の概算結果によると、流込み式発電では導水路トンネル建設に投入するコストに見合う電力量が得られない。すなわち非常に割高な電力開発となり、ダム式開発の補助的な発電所としては経済的に成立しないことが判った。

したがって、流込み式開発案は両案とも本プロジェクトの代替案から外すこととした。

表 6.3.13 流込み式開発案の比較

No.	比較項目	本川流込み式案	支川流込み式案
1.	水路工事費	= 5,000 US\$/m x 8,600m = 43 x 10 ⁶ US\$	= 5,000 US\$/m x 2,500m = 12 x 10 ⁶ US\$
2.	年間発電電力量	= 9.8xQxHxμx8,760x0.7x100 = 91.9 x 10 ⁶ kWh	= 9.8 xQxHxμx8,760x0.7x100 = 18.4 x 10 ⁶ kWh
3.	kWh当たりの水路建設費	= 0.47US\$	= 0.65US\$

注：式中 0.7は設備利用率を示す。

6.4 工事費の算定と自然・社会環境項目の経済評価

6.4.1 算定条件

一般的に経済評価におけるプロジェクト費用には以下の項目が含まれる。

- ① 建設費（準備工事費、土木建設費、発電・送電設備費、管理費、技術費）
- ② 建設後の維持管理費（発電施設の運転維持費、定期整備費）
- ③ 環境関連対策費（住民移転費用、付替道路建設費用、環境整備工事費用）

ただし、上記①には、用地補償費、諸税・物価上昇等に対する予備費、建設中の利子などが含まれていない。また、③には、住民に直接支払われる移転準備金や、移転後数年間に亘って実施する最低生活保障などの経費は含まれない。

これらは、プロジェクトから一時的には支出されても結局は国民(国家)に還元されるものとして、一般的には経済費用には含めない性質の経費である。ただし、本調査業務に限っては、住民移転に係る準備金や雇用促進費用等も含めた。

また、以下の理由からプロジェクト費用にシャドウプライス(工事費の内貨を経済費用として変換係数で算出したもの)を用いていない。

- ① 資材の国内調達は、ほぼ無視できる。
- ② 熟練・半熟練労働者のほとんどは、周辺国から投入される。
- ③ 国内調達される未熟練労働者の総工費に占める割合は、無視できるほど小さい。

6.4.2 構造物工事数量の設定

各代替開発規模に対する構造物の工事数量は、表 6.4.1 の仮定条件に基づき算定した。計画満水位別の構造物の工事数量は、プロジェクト規模の概要に基づく水理・構造諸元から算定した。

建設工事のクリティカルパスは、仮締切工事、ダム盛立工事、貯水池湛水開始、発電機器の試験運転に至る一連の流れである。全ての代替案の建設期間は、国際的な品質管理基準に基づいて監理される一般的な ICB プロジェクトを想定し、暫定的に 5 年間とした。

表 6.4.1 構造物の工事数量算定仮定条件

ダム構造物		水路構造物	
ダム形式	コンクリート表面遮水式ロックフィルダム	導水路形式	圧力水路
上流勾配	1:1.40	水圧鉄管形式	圧力式内張り鉄管暗渠
下流勾配	1:1.30	放水路形式	開水路
満水位上の余裕高	5m	トンネル最大径	10m
天端幅	10m	トンネル最小径	3m
表土掘削深度	5m	トンネル最大流速	導水路 4 m/s, 水圧鉄管 8 m/s

6.4.3 建設工事単価の設定

経済評価及び財務評価で用いる建設費は、アジア地域で近年実施された国際競争入札(ICB)の契約単価を基準に算定した。代表的なプロジェクトとして、本計画と同規模で同形式の比較可能な事業を選んだ。

すなわち、第1段階の代替案比較には、下表に示すアジア各国で最近完成した2事業と現在工事中の4水力プロジェクト契約単価の平均値を1.2倍した値を用いた。また、第2段階の代替案比較では、ラオス国で完成した事業と工事中の事業を対象に加え、単価は6プロジェクトの単純平均値を用いた。

表 6.4.2 各国の ICB/IPP プロジェクト契約単価から求めた工事単価 (US\$)

プロジェクト名	単位	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)第1段階用	(7)第2段階用
							(1)-(4)x1.2	(1)-(5)
明り掘削(土塊)	m ³	3.0	2.0	4.0	3.0	1.5	3.6	2.7
明り掘削(岩)	m ³	8.0	4.0	11.0	6.0	4.0	8.7	6.8
トンネル掘削	m ³	32	31	53	34	40	45	38.8
ダム盛立(岩)	m ³	7	9	8	6	2.1	9	6.3
明りコンクリート構造物	m ³	125	62	114	99	90	120	92.9
トンネルライニングコンクリート	m ³	191	93	210	96	130	177	140.5
鉄筋	t	1,050	608	1,048	619	1,000	998	797
基礎処理グラウト	m	126	110	141	128	100	152	114.1

注: (1)ダムの盛立単価は採石利用を基準とした。(2)トンネル掘削単価には支保工工事費が含まれる。

(3)コンクリート工事費には型枠工事費が含まれる。(4)各プロジェクトの概要は下表の通り。

番号	プロジェクト名	国名	ダムタイプ	ダム高	工事進捗
(1)	カム-4水力	インド	ロックフィル	180m	建設中
(2)	ワイスカボン	インド	ロックフィル	113m	建設中
(3)	サマラウェリ	スリランカ	ロックフィル	100m	94年完成
(4)	タミ水力	ベトナム	ロックフィル	70m	建設中
(5)	テンボン水力	ラオス	コンクリート堰		98年完成
(6/7)	ナムアップ水力	ラオス	ロックフィル	185m	計画中

さらに、プロジェクトの発電機器工事費の単価は、ICB 契約によって最近建設された同様の海外水力プロジェクトの例を基に推定した。

6.4.4 建設費以外の費用算定

(1) 維持管理費の算定条件

本調査では、維持管理費の一般的な算定条件として採用されている経済耐用年数 50 年、発電設備の交換修復は 30 年に一度とした。また、10%の割引率を適用した。

水力発電の年間運転維持費は、総資本コストの 1.0%の固定費とした。また、発電ロスには以下の通り仮定した。

表 6.4.3 水力発電設備の発電ロス仮定値

項目	kW	kWh
送電線発電ロス	4.0%	5.0%
事故停電	0.5%	0.5%
維持停電	0.4%	0.4%
発電所内消費	1.1%	0.7%

(2) 環境関連対策費用の算定

最近の世界的な傾向は、水力発電開発に限らず、全ての開発計画に伴う自然・社会環境へのインパクトを当該プロジェクトの経済評価プロセスの中に明確な形で取り入れて行こうというものである。本プロジェクトの経済評価においても、この傾向に即し、開発計画の事業化に伴う自然・社会環境への影響を広く積極的にとらえて明確化すると共に、定量化し、貨幣価値に換算して評価した。

すなわち、自然・社会環境影響の正負価値は、個人的な、或いは一企業の立場から評価されるような財務価値ではなく、国家・社会的福祉という見地に立ち、これがもたらす社会的機会費用や便益(経済価値)として評価している。

一般的にダム開発は、水没による地域住民の大規模な移転問題や、計画貯水池内の森林破壊に伴い流域内の炭酸ガス吸収力が減退するという問題に代表されるプロジェクトの負の間接的便益を発生させる。その一方で、ダム工事に伴う工事用道路の新設、貯水池の洪水調節効果、ダム下流域のポンプ灌漑、分電による地方電化、貯水池内での漁業・舟運・観光事業開発、またそれ等に伴う雇用機会の創出や地域経済開発の促進といった諸々の正の間接的便益をもたらす。

それらの多くは見返りの手段としてそれぞれ金銭による補償、代替地の提供、周辺環境対策工事などの代替プロジェクト費用として算定される。定量化可能な自然・社会環境へのインパクトに対する保全・補償・対策等の項目別算定費用は、表 6.4.4 に示す条件で算定し、その結果は第 6.4 章の巻末に示した。

表 6.4.4 保全・補償・対策等の項目別定量化条件

番号	自然・社会環境へのインパクト	定量化
1.	居住地区の水没	等規模移転地の提供。
2.	移転による住民の精神的負担(注1参照)	移転準備費用の支給、移転後数年間における最低生活保障等、金銭面からの手当。
3.	尖頭負荷発電によるダム下流水位変動	水位の平準化を目的とした逆調整池設備の建設。
4.	ダム下流域での漁獲量の減少	貯水池や逆調整池における養殖漁業の奨励と関連施設の建設。
5.	ダム下流河川沿岸の浸食被害	下流護床工対策。
6.	水没森林資源から発生する硫化水素を含む放流水による飲料水への一時的な影響	ダム下流村落内共同井戸の設置。
7.	ダム工事による生産物の破壊・損傷	被害補償、移設
8.	貯水池上流域での堆砂被害(注2参照)	必要となった時点での河道嵩上げ工事
注1	社会環境調査の結果、インフラ整備は、計画貯水池地域の村民が満足できる現状ではない。経済活動が活発でない現状から判断して、移転地において送電・医療施設・学校・共同井戸など公共施設の完備、現状耕作面積の確保、農耕・畜産に関わる営農指導、地域産業育成センターの設置などのきめの細かい住民福祉を施せば、住民の移転に対する総意は肯定的と考えられる。	
注2	既存ナムグム貯水池での堆砂傾向から推測すれば、ナムニエップ貯水池上流端における河道の堆砂被害は僅少と考えられる。	

6.4.5 自然・社会環境影響項目の経済評価

(1) 定量化を行わない自然・社会環境影響項目

表 6.4.4 に示す項目以外に考えられる自然・社会環境への影響については以下の様に解釈し、正負便益への定量化は行わない。

- ① 平野部への住民移転という高地に住む住民に強いる生活環境の変化による負の影響は、焼畑農業の減少という国家への貢献と、移転地における住民への充実した公共設備の提供によって相殺される。
- ② 貯水池出現による森林減少で現流域の CO₂ の吸収力が減退する問題は、代替火力発電から水力発電への転換による CO₂ の抑制効果で相殺される。
- ③ 建設中の騒音・煤塵や河川汚濁等による影響は、管理者・施工業者に対しラオス国内の環境基準だけでなく国際入札に耐える施工管理基準を設定・遵守させることで対応する。
- ④ 熱帯に属する本計画調査地域では、放流水が灌漑用水の適性水温に及ぼす影響は無視できるほど少ない。

(2) 定量化の困難な間接的正負の便益

流域湛水による流域水生動植物への影響や、メコン本流の水生回遊動物への影響等の環境影響事項、さらに、表 6.4.5 に示す売電収入以外の間接的便益については、客観的な評価基準を作成することは極めて困難である。

したがって、各環境影響項目の環境調査結果を踏まえ、他プロジェクトでの実施例も参照して、定量的/定性的な本プロジェクトの環境評価基準を策定する。その環境評価基準に基づき評価されたプロジェクトの正負の影響度を示すことにより、総合的且つ客観的な環境影響評価とする。

表 6.4.5 売電収入以外の間接的正負の便益

番号	新規機会の導入	経済効果
1.	貯水池の出現	貯留効果によるダム下流域への洪水調節効果と貯水池周辺域における乾期灌漑可能面積の拡大。
2.	貯水池における舟運の開設	シェンアン県とボリカサイ県の経済圏の連結(注1参照) 観光産業発展への可能性(注2参照)
3.	貯水池型漁業の導入(注3参照)	漁業の安定化と国内市場や輸出による地域経済の発展
4.	工事に係わる雇用の創出	地域労働所得額の増加
5.	高地に住む住民の移転	焼畑農業の減少
6.	移転地での営農・畜産指導(注3参照)	地域農業・畜産業の近代化
7.	発電所からの分電によるダム周辺地域への地方電化	生活環境の顕著な改善と地域産業発展への可能性
8.	プロジェクト自体が周辺地域にもたらすマクロ経済効果	貧困層の減少、地域経済の活性化
注1	両県の経済圏が繋がることは、既存国道4号線、7号線の整備の遅れにより活気に欠けるシェンアン県の経済発展に顕著なイガ外が期待できると共に、治安問題が軽減できる。	
注2	ラオス国経済圏の南部への発展傾向や既存ナムグム貯水池周辺への観光事業進出から類推して、近い将来、ナムニアップ貯水池周辺でも観光開発が進むことが期待される。特に、タピアン地区周辺は貯水池沿いに開けた有利な地形的特性から、避暑地として発展する可能性は高い。	
注3	地域産業育成促進センターを移転地に建設し、各分野の国内外専門家を長期派遣して指導を行う。その費用として、産業育成専門家派遣費用を年経費に計上した。	

表 6.4.6 プロジェクト概要 (計画満水位 EL.360m 及び EL.320m)

Particular	Unit	Alternative FSL (EL.M)	
		FSL.320m	FSL.360m
Annual average rainfall	mm	2,470	2,470
Catchment area	km ²	3,700	3,700
Run-off coefficient	-	0.56	0.56
Annual basin inflow	mill. m ³	5,118	5,118
Specific run-off	m ³ /km ²	1.4	1.4
Annual mean runoff	m ³ /sec	162.3	162.3
River bed at damsite	EL. m	173	173
Ultimate sediment level	EL. m	200	200
Dead water depth, dwd	m	80	135
Head variation ratio =abt.0.7	-	0.72	0.86
Min. oper. level, MOL	EL. m	280	335
Drawdown	m	40	25
Drawdown ratio, d / Hg	%	30	14
Rated pond level	EL. m	307	352
Pond area at FSL	km ²	73.9	148.2
Pond area at MOL	km ²	23.1	113.0
Gross storage capacity, Vg	mil. m ³	2,279	6,782
Net storage capacity, Ve	mil. m ³	1,779	3,092
Regulation ratio, Ve / R	%	35	60
Maintenance flow	m ³ /sec	0	0
Peak output duration	hrs	16.0	16.0
Rated tail water level	EL. m	174.8	174.8
Min. tailwater level (Riverbed)	EL. m	173	173
Gross head, Hg	m	131.8	176.8
Power waterway length	m	600	700
Loss head	m	3.13	3.78
Rated head, Hd	m	131.8	176.8
Ave. combined unit efficiency	m	0.888	0.888
Max. discharge, Qp	m ³ /sec	221.0	224.0
Supply ratio, Qp/la	%	136	138
Supply durability, Ve/Qp	day	93	160
Peak output	MW	240	334
Mean annual energy	GWh	1,349	1,905
Annual plant factor	%	64.2	65.1
Number of unit	no.	2	3
Unit turbine capacity	MW	120	120
Specific speed, Ns	m-kW	140	120
Rated speed, N	rpm	180	230
Unit rated output, P	MVA	146	135

Economic Cost and Variability at Different FSLs

Unit: million US\$

Particular	Unit	Alternative FSL (EL.M)	
		EL.320m	EL.360m
Construction cost	mill.US\$	293.5	380.9
Environmental cost	mill.US\$	21.1	40.9
Engineering service cost	5%	15.7	21.1
Administration cost	5%	15.7	21.1
Contingency	0%	0.0	0.0
Total Project cost	mill.US\$	346.0	464.0
Specific capacity cost	US\$/kW	1,442	1,389
Construction period	year	5	5
Annual cost	mil.US\$	258.7	347.0
Annual benefit	mil.US\$	417.1	585.7
B - C	mil.US\$	158.4	238.7
B / C	-	1.61	1.69
EIRR	%	17.2%	18.0%
Economic life time (year)	Year	50	50
Discount rate	-	10%	10%

表 6.4.7 水理・構造諸元 (計画満水位 EL.360m 及び EL.320m)

Particular	Unit	Alternative FSL (EL.m)	
		FSL.320m	FSL.360m
1. River Diversion Scheme			
Tunnel discharge	m ³ /sec	2,903	3,245
Number of diversion tunnel	no.	2	2
Tunnel diameter	m	9.6	10.2
Tunnel length	m	1,100	1,200
Tunnel lining thickness	m	0.5	0.5
2. Dam			
Main dam crest level	EL. m	325	367
Crest length	m	524	662
River bed	EL. m	167	167
River width	m	60	60
Main dam height	m	157	197
Main dam u/s slope	-	1.40	1.40
Main dam d/s slope	-	1.30	1.30
Saddledam height	m	0	0
Saddledam crest length	m	0	0
3. Spillway			
Specific runoff	m ³ /km ²	5.0	5.0
Design discharge	m ³ /s	15,900	15,900
4. Bottom Outlet			
Design discharge	m ³ /s	425	425
Number of tunnel	no.	1	1
Diameter of tunnel	m	7.4	7.4
Tunnel length	m	800	850
Tunnel lining thickness	m	0.5	0.5
5. Power Waterway			
Maximum plant discharge	m ³ /sec	221	224
Effective head	m	132	177
Headrace tunnel length	m	420	490
Number of headrace tunnel	no.	2	2
Unit tunnel discharge	m ³ /sec	111	112
Radius of headrace tunnel	m	3.4	3.4
Tunnel lining thickness	m	0.4	0.4
Number of penstock	no.	2	3
Average diameter of penstock	m	2.5	1.9
Penstock length	m	180	210
Penstock weight / m/no.	ton	1.1	0.8
6. Powerhouse			
P/H excavation / unit	10 ³ m ³	14	19
P/H concrete / unit	10 ³ m ³	9	12
7. T/L & S/S			
Transmission line voltage	KV	230	230

表 6.4.8 工事数量 (計画満水位 EL.360m 及び EL.320m)

Particular	Unit	Alternative FSL (EL.m)	
		EL.320m	EL.360m
1. River Diversion Scheme			
Open excavation	10 ³ m ³	71	78
Tunnel excavation	10 ³ m ³	195	235
Tunnel lining concrete	10 ³ m ³	34.9	40.2
Curtain grouting	10 ³ m	6.3	8.4
Consolidation grouting	10 ³ m	8.3	10.5
Re-bar	ton	1,398	1,608
Cofferdam embankment	10 ³ m ³	290	320
2. Dam			
Main dam embankment	10 ³ m ³	6,896	12,744
Foundation excavation	10 ³ m ³	658	1,043
Curtain grouting	10 ³ m	35.7	56.3
Consolidation grouting	10 ³ m	13.6	17.1
Open concrete works	10 ³ m ³	46.8	63.4
Re-bar	ton	2,339	3,172
Saddle dam embankment	10 ³ m ³	0	0
3. Spillway			
Open excavation	10 ³ m ³	4,949	5,190
Open concrete works	10 ³ m ³	361	452
Re-bar	ton	10,818	13,574
4. Bottom Outlet			
Open excavation	10 ³ m ³	22	22
Tunnel excavation	10 ³ m ³	44	47
Tunnel lining concrete	10 ³ m ³	9.9	10.5
Curtain grouting	10 ³ m	2.2	2.8
Consolidation grouting	10 ³ m	1.5	1.9
Re-bar	ton	395	420
5. Intake			
Open excavation	10 ³ m ³	79	96
Open concrete works	10 ³ m ³	28	34
Re-bar	ton	844	1,012
6. Headrace Tunnel			
Tunnel excavation	10 ³ m ³	39	46
Tunnel lining concrete	10 ³ m ³	8	10
Re-bar	ton	335	393
Consolidation grouting	10 ³ m ³	9	11
7. Penstock Line			
Open excavation	10 ³ m ³	10	7
Open concrete works	10 ³ m ³	2.2	2.0
Re-bar	ton	43.1	40.7
8. Powerhouse			
Open excavation	10 ³ m ³	28	56
Open concrete works	10 ³ m ³	18	37
Re-bar	ton	885	1,842
9. Metal Works			
Diversion tunnel stoplogs	ton	435	487
Spillway stoplogs	ton	477	477
Sillway gates	ton	3,180	3,180
Bottom outlet valves	ton	213	213
Intake screen and gate	ton	535	560
Penstock steel	ton	387	520
Tailrace gates	ton	141	142
10. Generating Equipment			
Water turbine	ton	1,300	1,727
Generator	ton	2,241	2,706
Transformer	MVA	291	405
11. Transmission Line and Substation			
Transmission line length	km	110	110

表 6.4.9 建設費の概略算定結果 (計画満水位 EL.360m 及び EL.320m) (1/2)

A. Direct Construction Cost (1,000US\$)				
Particular	Unit	Unit Price (US\$)	Alternative FSL (EL.M)	
			320	360
(1) River Diversion Scheme			17,103	20,248
Open excavation	m ³	5.6	394	436
Tunnel excavation	m ³	38.8	7,551	9,114
Lining concrete	m ³	140.5	4,910	5,648
Curtain grouting	m	114.1	721	957
Consolidation grouting	m	114.1	951	1,200
Re-bar	ton	797.0	1,114	1,282
Cofferdam embankment	m ³	5.0	1,462	1,613
(2) Dam			58,955	102,900
Main dam embankment	m ³	6.3	43,447	80,286
Foundation excavation	m ³	5.6	3,666	5,811
Curtain grouting	m	114.1	4,074	6,424
Consolidation grouting	m	114.1	1,557	1,957
Open concrete works	m ³	92.9	4,347	5,894
Re-bar	ton	797.0	1,864.5	2,528.3
Saddle dam embankment	m ³	5.7	0	0
(3) Spillway			69,685	81,763
Open excavation	m ³	5.6	27,565	28,911
Open concrete works	m ³	92.9	33,499	42,034
Re-bar	ton	797.0	8,622	10,818
(4) Bottom Outlet			3,951	4,272
Open excavation	m ³	5.6	122	122
Tunnel excavation	m ³	38.8	1,702	1,809
Lining concrete	m ³	140.5	1,387	1,474
Curtain grouting	m	114.1	251	315
Consolidation grouting	m	114.1	174	219
Re-bar	ton	797.0	315	334
(5) Intake			3,729	4,474
Open excavation	m ³	5.6	441	532
Open concrete works	m ³	92.9	2,615	3,135
Re-bar	ton	797.0	673	807
(6) Headrace Tunnel			4,015	4,724
Tunnel excavation	m ³	38.8	1,497	1,768
Lining concrete	m ³	140.5	1,176	1,381
Re-bar	ton	797.0	267	313
Consolidation grouting	m	114.1	1,075	1,261
(7) Penstock Line			292	258
Open excavation	m ³	5.6	58	36
Open concrete works	m ³	92.9	200	189
Re-bar	ton	797.0	34	32
(8) Powerhouse			2,505	5,204
Open excavation	m ³	5.6	155	314
Open concrete works	m ³	92.9	1,644	3,422
Re-bar	ton	797.0	705	1,468
(9) Miscellaneous Civil Works				
Civil Works (No.1 to No.8)	-	1.0%	1,602	2,238
(10) Metal Works			33,172	34,198
Diversion tunnel stoplogs	ton	4,000	1,742	1,947
Spillway stoplogs	ton	4,000	1,908	1,908
Spillway gate	ton	7,000	22,260	22,260
Bottom outlet valves	ton	6,000	1,275	1,275
Intake screen and gate	ton	6,000	3,211	3,358
Penstock pipe	ton	5,000	1,933	2,498
Tailrace gates	ton	6,000	843	852
(11) Generating Equipment			62,759	80,814
Water turbine	ton	14,000	18,206	24,175
Generator	ton	13,000	29,130	35,175
Transformer	MVA	8,000	2,328	3,240
Indoor switchgear	MVA	30,000	8,730	12,149
Ancillary equip. and others	MVA	15,000	4,365	6,075
(12) Transmission Line and Substation			23,292	24,660
Transmission line	km	180,000	19,800	19,800
Substation	MVA	12,000	3,492	4,860
(13) Miscellaneous M & E Works				
M & E Works (No.10 to No.12)	-	1.0%	1,192	1,397

表 6.4.10 建設費の概略算定結果 (計画満水位 EL.360m 及び EL.320m) (2/2)

B. Preparatory Works Cost (1,000US\$)

Particular	Unit	Alternative FSL (EL.M)	
		320	360
New road construction	km	10.0	10.0
Existing road betterment	km	33.0	33.0
Telecommunication line	km	35.0	35.0
Power distribution line	km	35.0	35.0
Employer's site facilities	m ²	10,000	10,000
New road construction	300,000 US\$/km	3,000	3,000
Road betterment	100,000 US\$/km	3,300	3,300
Telecommunication	10,000 US\$/km	350	350
22kV power distribution	20,000 US\$/km	700	700
Employer's facilities	10 US\$/m ²	100	100
Total cost	(1,000US\$)	7,450	7,450

B-2 Other Compensation

Particular	Unit	320	360
Access road (W=30m)	m ²	300,000	300,000
Dam site	m ²	152,200	236,600
Power station	m ²	8,400	10,500
Others	m ²	138,200	164,200
Total area to be compensated	m ²	598,800	711,300
Total cost (1,000US\$)	2.5 US\$/m ²	1,497	1,778

B-3 Relocation of Road at Thaviang District

Particular	Unit	320	330
Relocation road (=FSL Area / 5km ²)	km	15	15
Total cost	(1,000US\$)	2,250	2,250
Unit const. construction (US\$/km)	150,000		

C. Environmental Impact Mitigation (EIM) Cost

C-1 Construction of Environmental Appurtenant Structures

Particular	Unit	320	360
Re-regulation facility	(1,000US\$)	3,315	3,360
Berthing facility in réservoir	(1,000US\$)	162	226
River protection work	(1,000US\$)	2,210	2,240
Total cost	(1,000US\$)	5,687	5,826

C-2 Environmental Monitoring & Planning (For detail, See Chapter 7, Table 7.5.1-2)

Particular	Unit	320	360
Total cost	(1,000US\$)	7,664	10,678

D. Resettlement Cost (For detail, See Chapter 7, Table 7.6.3-4)

Particular	Unit	320	360
Preparation of Resettle. Plan (Table 7.6.3)	(1,000US\$)	600	1,100
Execution of Resettlement (Table 7.6.4)	(1,000US\$)	7,114	23,334
Total cost	(1,000US\$)	7,714	24,434

E. Total Project Cost

Particular	Unit	320	360
Direct Construction Cost of Civil (1-9)	(1,000US\$)	161,838	226,083
Direct Construction Cost of M&E (10-13)	(1,000US\$)	120,415	141,068
Preparatory Works Cost (B-1 to B-3)	(1,000US\$)	11,197	13,728
Total Construction Cost (I)	(1,000US\$)	293,450	380,879
EIM Cost (C-1 to C-2)	(1,000US\$)	13,351	16,504
Resettlement Cost (D)	(1,000US\$)	7,714	24,434
Total Environmental Cost (II)	(1,000US\$)	21,065	40,938
Total Project Cost (III = I + II)	(1,000US\$)	314,515	421,817

F. Ratio of EIM Cost to Total Project Cost

Particular	Unit	320	360
Ratio of EIM Cost (= II / III)	(%)	6.7%	9.7%

注: ここで算定された環境対策費(Environmental Impact Mitigation (EIM) costs)は、第7章で述べる環境対策費用の数値と一致しており、第3段階経済評価及び財務評価で用いられる。

表 6.4.11 代替火力発電所の建設費と年経費

	Hydropower		Thermal Unit	
	kW	kWh	kW	kWh
Transmission loss rate	4.0%	5.0%	1.5%	1.2%
Forced operation outage	0.5%	0.5%	5.0%	2.5%
Maintenance outage	0.4%	0.4%	13.0%	22.0%
Station use rate	1.1%	0.7%	2.7%	1.0%
Adjusting factors:			1.188	0.964

	Hydropower	Gas Turbine	C. Cycle
Annual O&M cost rate	1.0%	2.5%	2.5%
Kind of fuel	-	fuel oil	natural gas
Annual fuel cost rate, cent/kWh	-	7.52	3.50
Unit capital cost of thermal unit, US\$/kW	-	250	500
Plant capacity rate	-	20%	80%
Economic life time (year)	50	20	25

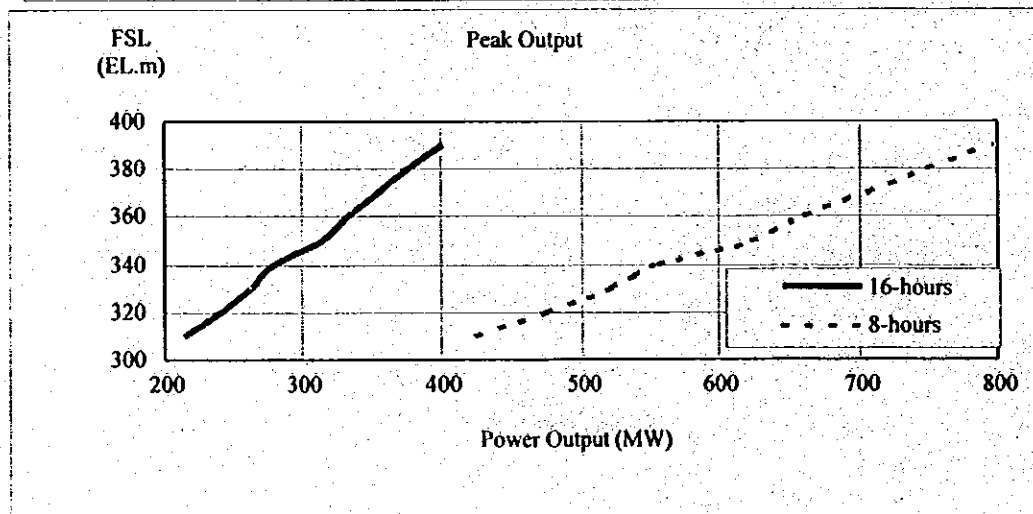
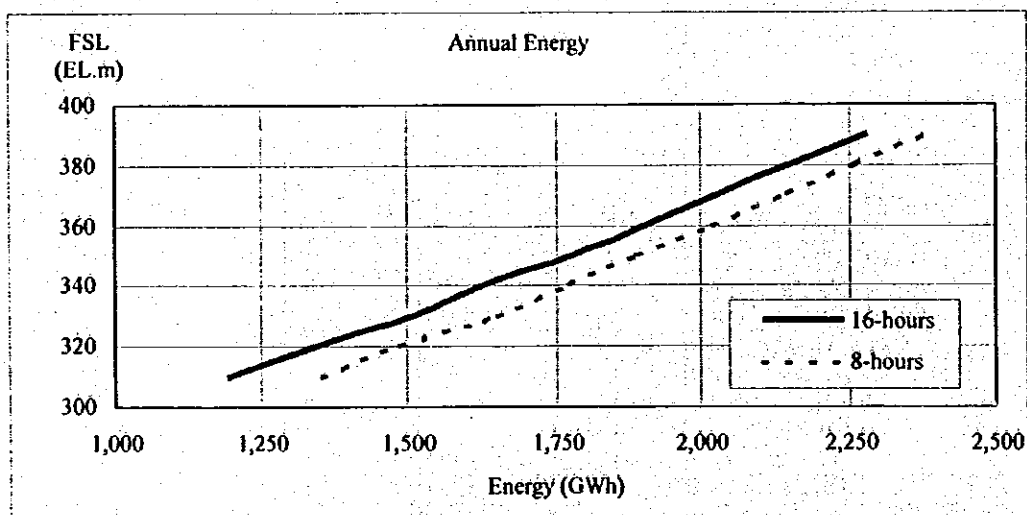
	Raw Price	End Price	Calorific Value		Efficiency	US\$/kWh
High speed diesel, US\$/ton	290	435	11,000	Kcal/kg	30%	0.113
Medium fuel oil, US\$/ton	180	270	10,300	Kcal/kg	30%	0.075
Heavy oil, US\$/ton	150	225	9,800	Kcal/kg	27%	0.073
Coal, US\$/ton	30	45	5,300	Kcal/kg	35%	0.021
Natural gas, US\$/mil.btu	3.0	4.5	246,000	Kcal/mil.btu	45%	0.035
Geothermal, US\$/kWh	0.04	0.06				0.060
Energy equivalent, Kcal/kWh	861					
1 kWh =	3,500	btu				
1 mil.btu =	286	kWh				

Particular	Unit	Alternative FSL (E.L.M)	
		320	360
Thermal plant capacity	MW	290	400
Plant capacity of gas turbine	MW	58	80
Plant capacity of comb. cycle	MW	232	320
Thermal plant annual energy	GWh	1,301	1,837
Capital cost of gas turbine	106 US\$	15	20
Capital cost of comb. cycle	106 US\$	116	160
O/M cost of gas turbine	106 US\$	0.4	0.5
O/M cost of comb. cycle	106 US\$	2.9	4.0
Fuel cost, gas turbine	106 US\$	19.6	27.6
Fuel cost, comb. cycle	106 US\$	36.4	51.4
Construction period, gas turbine	year	2	2
Construction period, comb. cycle	year	3	3

表 6.4.12 計画満水位別発電量

Operation: 16 hours								
FSL	MOL	Q peak	Q ave	P max	E firm	E 2nd	E total	95% Energy
310	270	210.0	131.4	214	1,085	107	1,192	903
320	280	221.0	137.5	240	1,249	100	1,349	1,043
330	305	213.0	139.0	263	1,405	103	1,508	1,183
340	315	213.0	140.0	280	1,518	108	1,626	1,269
350	320	227.0	144.2	314	1,677	101	1,777	1,382
360	335	224.0	145.1	334	1,800	105	1,905	1,467
370	345	227.0	145.9	356	1,932	98	2,030	1,549
380	350	234.0	147.6	377	2,064	85	2,148	1,673
390	350	245.0	162.3	401	2,205	76	2,282	1,779

Operation: 8 hours								
FSL	MOL	Q peak	Q ave	P max	E firm	E 2nd	E total	95% Energy
310	270	421.0	149.0	425	1,078	278	1,356	878
320	280	443.0	151.8	476	1,240	248	1,489	1,005
330	305	426.0	152.1	523	1,400	251	1,651	1,158
340	315	427.0	152.9	558	1,510	264	1,774	1,245
350	320	454.0	154.1	625	1,668	227	1,895	1,373
360	335	448.0	154.7	663	1,789	236	2,024	1,470
370	345	454.0	154.9	708	1,923	227	2,150	1,650
380	350	468.0	155.7	750	2,053	209	2,262	1,670
390	350	490.0	157.3	796	2,194	189	2,383	1,769



6.5 経済・財務評価基準

6.5.1 経済・財務評価へのアプローチ

本章では、プロジェクトの妥当性に関し、経済的及び財務的観点から検討する。経済分析では、当該プロジェクトの費用と、プロジェクトを実施しない場合に想定される代替火力の費用を比較して検討をしている。代替火力の費用が回避できる(社会経済の観点から代替施設のコストが節約できる)という考え方により、この方法は回避費用法と呼ばれている。本来、代替火力の取り扱いには当該プロジェクトとの費用比較(最小費用分析とも呼ばれる)に限って評価される。従って、回避費用の概念は費用比較より一步踏み込んで、代替火力を便益としている。一方、最小費用法は電力供給計画に反映されている。例えば、あるプロジェクトが代替施設(ガスタービンとコンバインドとの複合火力)よりも安価であれば、電力供給計画の1プロジェクトとして計画対象になる。

現状の電力事情やラオス政府の政策を見ると、水力発電事業への民間の参画(民活)が奨励され、財務分析の位置付けがますます重要になっている。かかる状況下、当該プロジェクトが公的管理下に置かれても、運営は民間に委託されることが考えられ、事業運営の収益と損失に係わる分析は重要になってくる。

財務分析を行う上で、プロジェクト自身の収益性と、事業形態の如何を問わずプロジェクトが投資家、融資機関に魅力ある収益性を生み出すかが焦点となる。投資家の立場で言えば、ナムニアップ水力発電が他の投資機会よりも妥当性を有することが前提となる。また、公的管理を想定して、税、ロイヤリティ、その他課税を通して公的機関(中央、地方政府)に十分な収入をもたらすかも焦点になる。そのとき、現在稼働中の独立電源事業者(IPP)よりも安価な買電価格設定が条件となる。

詳細な財務分析を行って公的資金と民間資金の両方を投資対象とした BOT についても検討した。

6.5.2 評価パラメーター

(1) 割引率

経済分析には、資本の希少価値や機会費用を反映した 10%の割引率を適用する。この割引率は、他調査事例でも使用されている。また、財務分析には、12%の割引率を適用する。

(2) 為替レート

本調査で使用するレートは、1ドル=9,000 ラオキップおよび 37 タイバツである。タイバツは参考値として使用している。費用と便益は、基本的にドルで表示している。

(3) プロジェクト・ライフ

プロジェクト・ライフは、資機材の耐用年数によって異なってくる。土木施設は 50 年間、電気・機械施設はプロジェクト・ライフ期間中に更新されることを想定する。定期的な補修、維持は維持管理費用として計上する。但し、財務分析では、プロジェクトの譲与期間を考慮して 25 年間とする。

(4) その他

経済分析で使用する積算値及びキャッシュフローは、1999年価格中央値を使用する。国際物価上昇率は年率で2.4%、これは世銀の2010年までの予測(Manufactures Unit Value)に基づいている。

6.5.3 費用分析

(1) 費用

費用算定は6.4章に基づいて行っている。建設期間は2006年から2010年迄を予定している。従って、商業発電の運転開始は2011年である。エンジニアリング・サービスと予備費は2006年以前に発生する費用だが、ここでは2006年に発生する費用として扱っている。

(2) 維持管理・更新費用

年間の維持管理費用の推定は類似の事例、当該国の他水力発電事業例に基づいている。年間の維持管理費は総費用の1%とし、財務分析では年率2.5%の物価上昇率を考えた。これはラオス国の他プロジェクトの仮定も参考にしている。経済分析では、プロジェクトの機器更新費用として運転開始後31年目と32年目にそれぞれ計上している。

6.5.4 便益算定

(1) 電力便益

ナムニアップ水力発電の売電は基幹送電線500kVの送電端と仮定する。設備容量の稼働は週当たり6日間、1日当たり16時間を想定する。回避費用法に基づく便益は経済分析に用い、財務分析では、第6.7.4章に示す料金体系により推定する。

(2) 間接・二次便益

間接・二次便益は、プロジェクトサイト周辺の雇用機会創出や生計向上などが考えられる。これは調査対象地域の社会経済向上に貢献する。ダム建設は地場の社会基盤、家畜、経済活動に対する洪水被害を軽減する。水力発電事業を供給源とするエネルギー輸出は、工業製品等の輸入に必要な外資獲得に貢献する。これら便益の定量化は困難だが、プロジェクト選定の段階で無視しうる対象項目ではない。

(3) 環境便益

タイ国では、代替火力を回避する環境便益が実質的であることが報告されている。本調査のベースモデルには、まだ考慮されていないが、次のF/S段階で、火力の環境コストを勘案しながら便益を算定する予定である。世銀の「Incorporating Environmental Concerns into Power sector Decision-making, 1999」によると、環境コストは石炭火力で1.73¢/kWh、ガスタービンで1.45¢/kWh、コンバインドサイクルで0.94¢/kWhとなっている。

6.6 経済評価

6.6.1 概要

プロジェクトの最適規模を決定するため、各代替比較案に対して、水力発電の国家的経済効果の視点による純粋なプロジェクト費用と便益を算定し、経済性を評価した。その経済評価は、F/S 調査では一般的な「Discounted Cash Flow」法を用いて下記の手順で実施した。

- ① プロジェクト費用の算出及び資金の時系列展開(展開期間は建設期間に総合耐用年数を加えた期間)。
- ② プロジェクト便益の算出及び資金の時系列展開(水力ポテンシャルを、現在の地形図・水文資料・貯水池運用計画から満水位別に推定し、その代替火力を想定して算定)。
- ③ 資金展開された費用及び便益の現在価値への割り戻し。
- ④ 現在価値に基づく、経済指標値(純現在価値:B-C・便益費用比率:B/C・内部収益率:EIRR)の算出。
- ⑤ 経済指標値によるプロジェクト経済性の評価($B-C > 0$ ・ $B/C > 1.0$ ・ $EIRR > 10\%$)。

第1段階の経済評価では、大規模(満水位標高 360m)、中規模(同 310m)、小規模(同 240m)の3つのダム式開発比較案を提起した。さらに、第2段階では、満水位標高 310m~390mの範囲を、10m毎に検討した。なお、事業規模的経済効果の視点に立つ財務評価は、第3段階の経済分析として実現可能な資金調達計画や想定売電契約に基づき実施し、第6.7章で述べている。

6.6.2 経済評価のパラメーター

第2段階の経済分析で使用した基本的なパラメーターを整理すると以下の通りである。

表 6.6.1 経済分析用パラメーター

No.	Parameters	Unit	Economic Parameters	
			FSL.320m	FSL.360m
1.	Total Capacity (Base Model)	MW	240	334
2.	Plant Utilization Factor	%	64.2	65.1
3.	Total Cost (exclude IDC)	Mil. US\$	339.6	445.6
4.	Years of the Project Considered	Years	50	50
5.	SCF	-	Not used	Not used
6.	O&M	%	1.0	1.0
7.	Auxiliary use and Line Loss	%	1.3	1.3

6.6.3 回避費用による経済分析

一般的に経済評価を行う際の水力発電の代替設備としては、当該プロジェクトが実現しない場合、相当する他プロジェクトの事業化が要請されることを前提に、等価の出力を有する火力発電設備を仮定する。ここでは、本プロジェクトの経済的開発の可能性を評価するため、タイ国の代替火力発電設備を想定し、費用・便益分析を行った。

これは、タイ国 EGAT が電力調達先の一つとして、国内だけでなく周辺諸国からの IPP を対象としていること、ラオス国の水力発電 IPP にとっての一番の競争相手は、タイ国の火力発電 IPP であるという認識に立っている。すなわち、ラオス国の国策である水力発電 IPP が、国家的観点から見て

財政的にタイ国火力 IPP に勝ることを証明するものである。

ナムニアップ水力発電は 1.3%の損失率を仮定して 500kV 送電端で売電されることを想定する。2011 年までの最新電力開発計画プログラムではガス、石油火力(4x700MW Ratchaburi)とコンバインド・サイクル(6x200MW)がベース用として計画されている。

ガスタービン及び合成火力発電を代替火力発電施設とし、その分担比率を現在のタイ国の発電施設構成比率に近い 20% (ガスタービン) 及び 80% (合成火力発電) とした。各々の施設の建設単価は US\$250/kW(ガスタービン)及び US\$500/kW(合成火力発電)と推定した。また、ガスタービン火力発電には Medium Fuel Oil を、合成火力発電には天然ガスを適用し、火力発電所の年間燃料費を推定する際、Medium Fuel Oil の価格を 180 US\$/ton、天然ガスを 3.0US\$/million Btu と仮定した。kWh 当りの燃費は、Medium Fuel Oil に対しては 30%火力効率で発熱量 10,300Kcal/kg、天然ガスに対しては 45%火力効率で発熱量 246,000 Kcal/million Btu として算出した。

火力発電の年間運転維持費は、総資本コストの 2.5%の固定費とした。また、火力発電の発電ロスは以下の通り仮定した。

表 6.6.2 火力発電設備の発電ロス仮定値

項目	kW	kWh
送電線発電ロス	1.5%	1.2%
事故停電	5.0%	2.5%
維持停電	13.0%	22.0%
発電所内消費	2.7%	1.0%

なお、火力発電設備の修復期間は、ガスタービン発電で 20 年毎、合成火力発電で 25 年毎としている。これらの計算結果は、前出の表 6.3.10 に示した。

6.6.4 感度分析

経済評価(EIRR)は、FSL.320m 案で 17.5%となった。感度分析は、① 10%費用増、② 代替燃料価格 20%減、③ プロジェクトの 1 年遅延、④ 20%の維持管理費用増の 4 ケースについて検討した。

表 6.6.3 感度分析結果

No.	感度分析	EIRR (%)
1.	FSL.320m 案	17.5%
2.	①10%費用増	15.7%
3.	②代替燃料価格 20%減	14.9%
4.	③プロジェクトの 1 年遅延	15.9%
5.	④20%の維持管理費用増	17.4%

6.7 財務評価

6.7.1 概要

財務評価では、一つの実施主体の観点からプロジェクトの採算性を分析する。事業体(実施主体)はプロジェクト指揮官を融資団(国際融資機関など)から借り受け、事業収入(料金収入)で借金を返済することが求められる。これは、通常プロジェクト・ファイナンスと呼ばれ、財務分析では、この可能性を検討する。

本調査では、水力発電事業は民間に委ねられることを想定し、その事業体は発電電力量を全てタイ国の基幹グリッドに供給する、と仮定する。グリッドは EGAT 又は将来の送電会社によって運営されることを想定する。よって、売電先はこれらの会社で、売電は基幹送電線 500kV の送電端で取り引きされる。料金及び他の財務指標は、①プロジェクトの収益性、②料金水準はタイ国 EGAT が同国内 IPP に支払う売電価格を上まわらないことを前提条件に決定される。

6.7.2 財務評価の条件設定

財務評価は、EL.320m 案と EL.360m 案の各々について、BOT プロジェクトとしての採算性の検討を試みた。なお、キャッシュフローを構成する各項目は名目価格で表示する。

物価上昇と為替レートは、外貨のエスカレートを一定年率 2.5% と仮定した。また、資本コストの年度展開は、事業費見積りと実施工程に基づき表 6.7.1 に示すように想定した。建設工事は 2006 年に開始し、2010 年に完了(建設期間 5 年間)するものとし、2011 年に運転開始を予定した。運転開始時に必要とされる年間運転資金所要額は、表 6.7.2 に示す通り仮定した。

表 6.7.1 事業費支出年度展開

年	2006	2007	2008	2009	2010
デイスパースメント比率 (%)	10%	20%	35%	20%	15%

表 6.7.2 年間運転資金所要額

番号	項目	年間運転資金所要額
1.	売掛金	収入の 1.5 ヶ月分
2.	必要現金	収入の 2%
3.	買掛金	運営維持費の 1 ヶ月分
4.	エスクロー口座	元本利子返済額の 6 ヶ月分

発電量は所内使用分を除き、全て EDL 及び EGAT に販売される。プロジェクト会社は、両者と 25 年間の電力売買契約 PPA を締結する。また、年間発電量及び販売量は表 6.7.3 の通りとする。

表 6.7.3 年間発電量と販売量 (GWh/年)

年間発電量	EL. 320 案	EL. 360 案
発電量	1,349	1,905
販売量	1,342	1,895

(注)所内使用率：発電量の 0.5%

発電所の運転管理はプロジェクト会社の自社職員が行うか、又は外部の専門会社に委託するものとする。年間 OM コストは運開年でプロジェクト・コスト(ベースコスト)の 1.0%、年率 2.5%で上昇するものと仮定する。

プロジェクト会社は、水利権保有者である EDL から、発電所の立地許可と土地及び水利使用の許可を得るものとする。プロジェクト会社は、ライセンス料としてラオス政府に年発電収入の 5%を払うものとする。償却可能資産は 25 年の定額法(残存価値ゼロ)で償却する。

税金は以下のように考える。

- ① 輸入関税は、免除されるものとする。
- ② プロジェクト会社は、先行 BOT 水力案件と同様に税制上の優遇措置を受けられるものとする。即ち運開後 5 年間、法人税は免除、その後の法人税率は 15%とする。

資本金は先行 BOT の事例を踏まえ、プロジェクトコストの 32%程度と仮定する。払い込み方法については、OEFC を除き市中銀行からローンの実行前に資本金の払込み完了を求められるのが一般的なので、まず所要資金は資本金で賄われ、全額払込みが完了した後、ローンが実行されるものとする。

ファイナンスの借入条件は表 6.7.4 のように想定した。OEFC ローンは、現行金利(2.8%)に 0.5%上乗せした。本邦市中及びマルチ機関は、LIBOR(現行 6%)に 2.5%を上乗せした(類似案件のスプレッドは 2~3%なので、ここでは平均をとった)。タイ市中銀行(TCB)の金利は 10%(ドルベース)と想定した。返済期間は、OEFC ローンについては 20 年と仮定し、他のレンダーについては取引実態にそくして想定した。

表 6.7.4 ファイナンスの条件

番号	機関名	金利 (%)	据置期間 (年)	返済期間 (年)	コミットメントフィー (%)	フロントエンドフィー (%)
1.	OEFC	3.3	5	20	0.0	0.0
2.	JCB	8.5	3	8	0.5	1.0
3.	ADB	8.5	3	15	1.0	1.0
4.	IFC	-	-	-	-	-
5.	PNB	10.0	3	8	1.0	1.0

(注1) OEFC : 海外経済協力基金 ADB : アジア開発銀行
JCB : 本邦市中銀行 IFC : 国際金融公社
TCB : タイ市中銀行

(注2) フロントエンドフィーは、ローン締結時にローン金額に対し課される手数料。コミットメントフィーは未使用残額に対して使い切るまで毎年課される。その他の管理フィーはないものと仮定。

原価償却費率は 25 年間均等とした。開発使用权は 25 年間とし、25 年後にプロジェクトはラオス政府に無償で返還されるものとした。

余剰キャッシュ及びエスクロー・アカウントは、利息 2.5%で運用されるものと仮定した。デッド・サービスレシオと配当金は、以下のように想定した。

- ① デッド・サービスレシオは 1.4 以上を確保する。
- ② 配当金は、上記①の条件を満足する限り、純益の 80%として、運開 5 年目から還付する。

以上の設定条件をまとめれば、表 6.7.5 に示す通りである。

表 6.7.5 財務分析の前提条件

No	Item	Amount	Remarks
1.	Construction Period	5 years	
2.	Project Life	30 years	
3.	Tariff	Peak Power Off-Peak Power	
	(1) Initial tariff (c/kWh)	6.6 0	
	(2) Escalation rate	2.5% 0	
4.	O&M Costs		
	(1) Initial Cost (%)	1.0% of Base cost	
	(2) Escalation rate	2.5%	
5.	Loyalty fee	5.0%	5% of revenue
6.	Depreciation	430.3 Mil.\$ (FSL.320m)	Depreciable assets value
		577.1 Mil.\$ (FSL.360m)	
	(1) Useful life	25 years	
	(2) Residual value	0%	
	(3) Method	Straight-line	
7.	Escrow account	50%	50% of annual debt service
8.	O&M reserve account	0%	
9.	Cash required	2%	2% of revenue
10.	Accounts receivable	12.5%	1.5 month of revenue
11.	Supplies and spares	0%	
12.	Accounts payable	8%	1 month of O&M Cost
13.	Deposit rate	2.5% per annum	
14.	Income tax	15% from 6th year of operation	
15.	Dividend rate	80% of Net Profit from 5th year of operation	

6.7.3 財務評価の便益

発電所内消費用及び送電ロスを差し引いた発電量は、FSL.320m 案は、ピーク時間帯(16 時間/日、6 日/週)で 766GWh、オフピーク時で 576GWh、また FSL.360m 案は、ピーク時 1,082GWh、オフピーク時 813GWh と推定する。運転開始年(2011 年)における加重平均電力料金は 6.6 セント/kWh とし、2011 年以降は、年率 2.5% でエスカレートするものと想定した。また、政府による料金政策に従い、料金設定の推移を下表のように想定した。

表 6.7.6 財務分析に用いる売電単価

Step	Years	Period	Tariff (USc/kWh) in 1999	Tariff (USc/kWh) in 2011
1st	1-12	12	4.7	6.6
2nd	13-22	10	4.3	6.3
3rd	23-25	3	4.7	6.7
Weighted Average			4.7	6.6

最初の 12 年間は、借款返済、投資家に対する収益性を確保するため、料金は高めに設定する。次の 10 年間は返済負担が軽くなるため、料金はやや低く設定される。最終段階では、政府に発電事業を譲渡する準備も考慮し、料金は最初の水準に戻す。

料金(価格)設定に際しては、EGAT の買電価格(IPP 実績)を参考にしている。ラオス国では、自然資源の利用に関し、政府は総収入の 5% をロイヤリティとして課税する。法人税は、税引き前利益に対し 15% の課税率である。しかしながら、投資家を募るためにタックス・ホリデーは通常取られる手段で、本ケースでも運営開始後 5 年間は税金免除と想定する。

表 6.7.7 売電単価比較表

No.	Simple Model	Theun-Hinboun	Hong Sa	Xp-Xn
1.	Base Tariff (USc)	4.3	6.4	4
2.	Before COD escalation (%)	3.0	-	3.0
3.	Post COD escalation (%)	1.0	-	1.0
4.	COD date (Year)	1999	2001	2007
5.	Tariff at 1999 level or COD level	4.99 (1999)	6.4 (2001)	-

No.	Stepped Model	Nam Ngum 3	Nam Ngiep
1.	1st Step Tariff (USc)	5.98	6.7
2.	Years of 1st Step	12 yrs	12 yrs
3.	2nd Step Tariff (USc)	4.2	6.3
4.	COD date (Year)	-	2011
5.	1st Step Tariff at 1999 Level	-	4.7

6.7.4 FSL.320m 案の財務評価

FSL.320m 案は、満水位 320m、設備容量 240MW、年間発生電力量 1,349GWh で総投資額は 385.2 百万ドルと推定された(但しこの投資額には建中金利や保証料などは含まれていない)。

実施母体はラオス国政府と民間のジョイント事業を想定している。事業方式は BOT で、実施主体は IPP となる。債務出資比率は 65:35 で、ラオス国政府は出資の 25% を請け負うと仮定する。政府出資は、国際金融ソフトローンを調達原資とする。

財務評価の結果、FSL.320m 案の FIRR は 12.8%、また年純便益は 79.8 百万ドル(NPV)と推定された。尚、FSL.320m 案のプロジェクト資金償還計画は表 6.7.8 に示す通りである。

表 6.7.8 プロジェクトコストの償還

Year	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Total
1. Disbursement of Base Cost							
(1) Ratio	10.0%	20.0%	35.0%	20.0%	15.0%	0.0%	100.0%
(2) Amount (Mil.\$)	38.5	77.0	134.8	77.0	57.8	0.0	385.2
2. Equity							
(1) Ratio	28.6%	45.0%	26.4%	0.0%	0.0%	0.0%	100.0%
(2) Amount (Mil.\$)	38.6	60.7	35.6	0.0	0.0	0.0	134.8
3. Loan (Mil.\$)							
(1) OECF	0.0%	18.0%	47.0%	35.0%	0.0%	0.0%	100.0%
-Disburse.	0.0	15.8	41.2	30.7	0.0	0.0	87.6
-Interest		0.0	0.5	1.9	3.0	3.1	8.5
-Total	0.0	15.8	41.7	32.6	3.0	3.1	96.1
(2) JCB	0.0%	0.0%	46.8%	28.5%	24.7%	0.0%	100.0%
-Disburse.	0.0	0.0	41.0	25.0	21.6	0.0	87.6
-Interest		0.0	0.0	3.5	5.9	8.2	17.6
-Total	0.0	0.0	41.0	28.5	27.6	8.2	105.3
(3) ADB	0.0%	0.0%	46.8%	28.6%	24.6%	0.0%	100.0%
-Disburse.	0.0	0.0	17.6	10.7	9.2	0.0	37.6
-Interest		0.0	0.0	1.5	2.5	3.5	7.6
-Total	0.0	0.0	17.6	12.2	11.8	3.5	45.1
(4) IFC	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
-Disburse.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-Interest		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-Total	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Year	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Total
(5) TCB	0.0%	0.0%	0.0%	28.5%	71.5%	0.0%	100.0%
-Disburse.	0.0	0.0	0.0	10.7	26.9	0.0	37.6
-Interest		0.0	0.0	0.0	1.1	3.9	4.9
-Total	0.0	0.0	0.0	10.7	27.9	3.9	42.5
4. Loan Total							
-Disburse.	0.0	15.8	99.8	77.1	57.7	0.0	250.4
-Interest	0.0	0.0	0.5	6.9	12.5	18.7	38.6
-Total	0.0	15.8	100.3	84.0	70.2	18.7	289.0
5. Equity & Loan	38.6	76.4	135.9	84.0	70.2	18.7	423.8
6. Front-end Fee							
(1) OECF	0.0	-	-	-	-	-	0.0
(2) JCB	1.1	-	-	-	-	-	1.1
(3) ADB	0.5	-	-	-	-	-	0.5
(4) IFC	0.0	-	-	-	-	-	0.0
(5) TCB	0.4	-	-	-	-	-	0.4
Total	1.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.9
7. Comitm't Fee							
(1) OECF		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
(2) JCB		0.5	0.5	0.3	0.2	0.0	1.6
(3) ADB		0.5	0.5	0.3	0.2	0.0	1.4
(4) IFC		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
(5) TCB		0.4	0.4	0.4	0.3	0.0	1.6
Total	0.0	1.4	1.4	1.0	0.6	0.1	4.6
Grand Total	40.5	77.8	137.3	85.0	70.9	18.8	430.3

(Equity) / (Equity+Loan+Interest) Ratio =31%

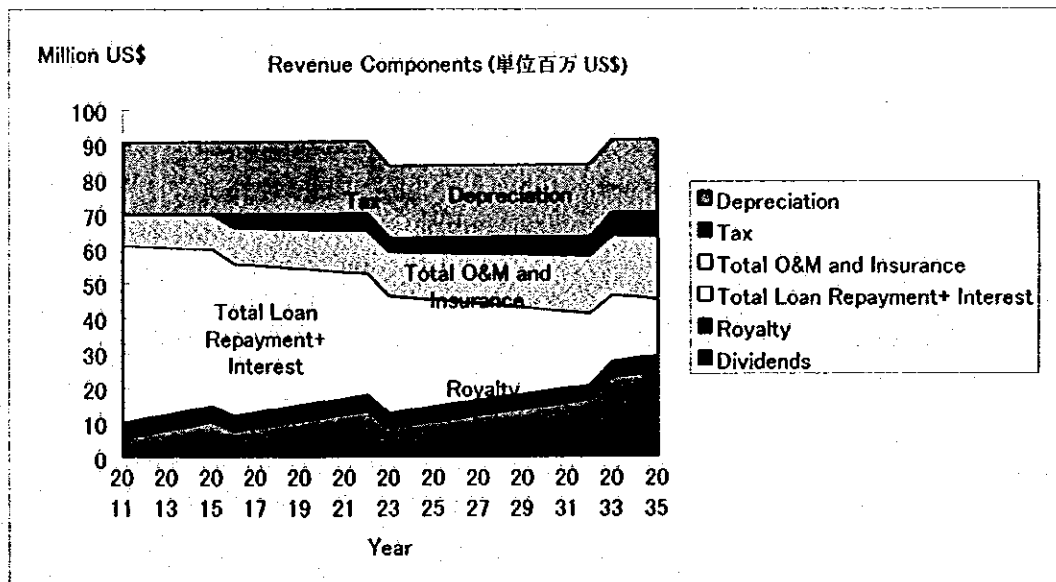


図 6.7.1 財務分析結果(中規模案 FSL.320m)

6.7.5 FSL.360m案の財務評価

FSL.360m 案は、満水位 360m、設備容量 334MW、年間発生電力量 1,905GWh で総投資額は 516.6 百万ドルと推定された。この投資額には建中金利や保証料などは含まれない。

財務評価の結果 FSL.360m 案の FIRR は 13.7%、また年純便益は 143.7 百万ドル (NPV) と推定された。

6.7.6 プロジェクトの感度分析

プロジェクトの感度分析は、以下の2つのケースについて行った。

- ① プロジェクトコストの 10%上昇
- ② 年間発生電力量の 10%減少

プロジェクト完成の遅れについては、工事期間として十分な5年間を考えているため検討しなかった。

感度分析は、FSL.320m 案と FSL.360m 案のそれぞれについて、プロジェクトの実行に際して想定されるリスクを検証するため行われた。結果は下表に示すとおりである。

表 6.7.9 感度分析結果

No.	リスク	FSL.320m	FSL.360m
1.	ベースケース	12.8%	13.7%
2.	開発費の 10%増加	11.6%	12.5%
3.	発電量の 10%減少	11.4%	12.3%

6.7.7 結論

FSL.320m 案及び FSL.360m 案とも、財務的内部収益率(FIRR)は 12%を超えており、条件設定を現実に即して厳しくした結果としては十分に評価できる。FSL.360m 案は、FSL.320m 案に比べ、財務的妥当性はより高いと言えるが、その差は 1 ポイント足らずであり、初期的財務分析結果だけで開発規模を判断するには、これらの解析の基本データを与える地形・地質・水文などの基本調査資料が不十分である。