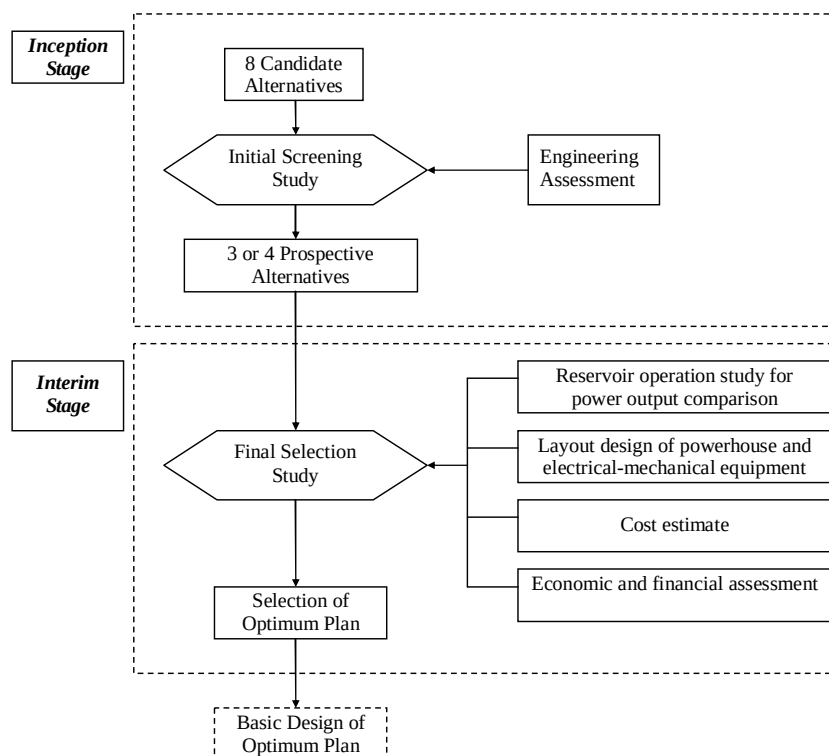


第8章 最適拡張計画の検討

8.1 最適案選定方針

当準備調査開始時において 8 案の拡張代替案候補を選定した。これらの案は IDA 資金の下で 1995 年に作成された F/S レポートの結果を参考にして選び、更に新たな左岸トンネル案を加えたものである。それらの候補案から最適拡張計画を選ぶ手順として、まず 8 案から 3 または 4 案の有力案に絞り込む一次スクリーニングを実施した。これは有力案の数を絞り込んで詳細検討をそれらの有力案に集中するためである。一次スクリーニングは本調査のインセプションの段階で、数量計算を省略した技術的判断に基づいて実施した。

次のステップとして、選ばれた 3-4 組の有力案についてそれぞれの増加発電量を計算すると共に拡張レイアウトの予備設計を行って工事費を算定した。最終的な最適拡張計画案選定は各案の経済・財務的な審査に基づいて実施した。最適案選定の手順を下図に示す。



Prepared by JICA Survey Team

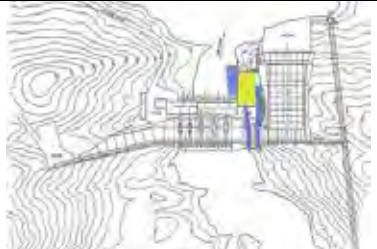
Figure 8.1.1 Flow Chart for Selection of Optimum Plan

8.2 代替案一次スクリーニング

8.2.1 代替案候補

ナムグム第 1 発電所拡張案候補として Table 8.2.1 に示す 8 つの代替案候補を当準備調査開始時選定した。これらの案は 1995 年に作成された F/S レポートの結果を参考にして選び、更に左岸トンネル案(E 案)を加えたものである。

Table 8.2.1 NN1 Expansion Alternative Plans for Initial Screening

代替案		概 要	台数	出力	備 考
A1- A3		洪水吐と既設発電所間の右岸側スペースに発電所を新設する案。ダム の堤体上流面に取水口を設け、既設堤 体に穴をあけて水圧鉄管を設置する。	1 台	40MW～ 80MW	F/S 最適案 (40MW) A1:40MW A2:60MW A3:80MW
A4		既存発電管理事務所の左岸側のス ペースに発電所を新設する案。A1 案同 様ダム堤体上流面に取水口を設け、既 設堤体に穴をあけて水圧鉄管を設置 する。 発電した水は放水路暗渠もしくはト ンネルにより下流側に放流する。	1 台	40MW & 80MW	F/S 代替 案
B1		既設放水口の左岸側直下流に発電所 を新設する案。取水口の位置、水圧鉄 管の敷設は A4 と同様に、水圧管路の 延長が A4 より長い。	2 台	80MW	F/S 代替 案
B2		既設発電所左岸下流尾根のさらに下 流に発電所を新設する案。取水口の 位置、水圧鉄管の敷設は B1 と同様に B1 よりさらに水圧管路の延長が長 くなる。	2 台	80MW	F/S 代替 案
C		既設発電所右岸端と洪水吐水路の間 の空きスペースに発電機 2 台を有す る発電所を新設する案。 A1 と同様の取水口を 2 カ所設置し、 それぞれの取水口より堤体を貫通さ せて設置した 2 系列の水圧鉄管にて 2 台の水車まで導水する。	2 台	80MW	F/S 代替 案

代替案		概 要	台数	出力	備 考
D1		洪水吐右岸尾根の地下に発電所を新設する案。堤体とは独立した取水塔を新設し、既設仮排水路トンネルを水路設備として流用する案。	2 台	80MW & 120MW	F/S 代替案
D2		洪水吐減勢工右岸に発電所を新設する案。D1 同様、独立取水塔を新設し既設仮排水トンネルを導水設備として流用する案。	2 台	80MW & 120MW	F/S 代替案
E		ダム左岸上流に独立取水塔を設け、堤体基礎を横断するトンネル掘削により導水路設備を設け、B2 と同位置に発電所を新設する案。	2 台	80MW & 120MW	追加案

Prepared by JICA Survey Team

代替案の名称は E 案を除き 1995 年の FS レポートで採用された名称をそのまま使用した。拡張案の発電規模として 40 MW から 120 MW を想定した。40 MW より小さい規模を除外したのは、FS レポートで有望な拡張規模を 40 - 80 MW の範囲としていたことを参考にした。120 MW 案を追加したのは、FS レポート後に実現に動き出し 2011 年に完成予定の NN2 ダムによる流量調整効果を考慮したものである。しかし、120 MW を超える発電規模は検討対象外とした。それは NN2 による流量調整はあっても総流入水量は変わらず、電力量の増産には限度があると想定されたからである。

8.2.2 スクリーニング選定基準

第一次スクリーニングにおける技術的判定は Table 8.2.2 の選定基準に従って実施した。

Table 8.2.2 Assessment Criteria in Initial Screening

項目	絞り込み判定基準
地形(用地)	候補地点において拡張に必要な用地が確保されること。
地質	拡張候補地点の地盤が発電所施設を経済的に構築できる耐力を有していること。
既設ダムへの影響	施工時および施工後において既存ナムグムダムの構造的安全を脅かさないこと。
既設発電所への影響	施工時および施工後において既存ナムグム第 1 発電所の運転に対し障害にならないこと。工事のための貯水池水位制限は既存発電所の運転計画を大幅に変えない範囲に止めること。
施工の経済性	拡張工事の工費が安く、工期が短くて済むこと。
環境への影響	施工時および施工後において、環境に対し著しい影響を及ぼさないこと。

Prepared by JICA Survey Team

8.2.3 代替案一次スクリーニング

上述した基本方針に基づき、8 つの代替案から 3 案程度に絞り込むためのスクリーニング検討を第一次現地調査において実施した。検討結果をに示す。

Table 8.2.3 Engineering Assessment in Initial Screening of Alternative Plans

○：次段階の詳細検討対象 ×：廃棄案

代替案	スクリーニング検討結果	判定
A1-A3	1) 用地スペースとして 60 MW 規模までの発電所拡張は可能だが、80 MW 発電所用地としては狭すぎる。従って A1 と A2 は次期検討対象に出来るが A3 は除外する。 2) 地質的には放水路岩盤の透水性が高い所があり、施工中掘削区域内へ既存 5 号機放水庭側からの漏水が多いことが予想される。しかし、仮締め切り隔壁状に残す岩体へグラウト注入することで漏水軽減可能と判断する。 3) 既存洪水吐き水路側壁脇の下の岩を掘削除去するが、徹底的な掘削斜面安定化対策工が必要である。 4) 既存ダムの上流面に取水口を設け、堤体に穴をあけて鉄管を通さなくてはならないが、日本に幾つかの実績があるので施工は可能である。 5) その他の点で、土木・機電に関する重大な問題はない。	○
A4	1) 発電所用地スペースは左岸の山腹を掘削除去して平坦化することによって得られる。 2) 新放水口工事用仮締め切りのため既存放水庭を部分的に塞ぐことになり、工事中既存 1-2 号機運転の障害になる。この障害を除くため、放水路トンネルを下流まで延長する案を A4 案に追加する。 3) F/S 時の調査結果から見て、地質的に特段の問題は無い。 4) 取水口・鉄管路は A1-A2 案と同様の工法で施工可能と判断される。 5) Nam Leuk 回線と接続するための既存 GIS 設備を取水口工事前に移設する必要があり、移設期間中は Nam Leuk 送電回線を使用できない。 6) その他の点では、土木・機電に関する重大問題はない。	○
B1	1) 用地スペースが狭く、増設発電所の放水庭が既存 1-2 号機の放水庭と重複し直角に交差する。両者を運転した場合の放水庭での水理的干渉が大きく、放水庭水位が上昇して発電落差が減少する。この問題を解消するには B2 案のように放水口を下流に移す必要がある。 2) 新放水口工事中は既存 1-2 号機放水庭が仮締め切りによって塞がれてしまうので、1-2 号機の運転を止めなくてはならない。 3) ダムのブロック幅が 15m しかないので、80MW 用の取水口を 1 箇所で作るのは堤体安定の面で不可能。40MW 用取水口を 2 基設ける必要がある。 4) Nam Leuk 用 GIS 設備を取水口工事前に移設する必要がある。	×
B2	1) 増設発電所は既設発電所から離れて設けられ、用地スペースは十分に確保される。 2) B1 案と同様に取水口は 40MW 用を 2 基設ける必要がある。 3) 導水路トンネルルートの地質はボーリングで確認されてはいないが、周辺の地質状況から見て特段の地質問題は無いと判断する。 4) Nam Leuk 用 GIS 設備を取水口工事前に移設する必要がある。 5) 他の土木・機電に関する重大問題はない。	○
C	1) 隣に洪水吐き水路があり 80MW 発電所を設けるための用地スペースが十分でない。従って C 案は詳細検討対象から除外する。	×
D1	1) ダム右岸には既存の施設・構造物が無いので増設発電所用取水口・放水口の用地を確保することは容易である。	×

	2) 地下発電所空洞の高さは 40m だが、空洞上の岩盤の被り厚さは 25m から 35m と薄く、空洞周辺には低強度の泥岩帯も分布する。空洞の自立安定のためには特別の岩盤補強が必要となり、D2 案の地上式発電所に比べ工事費が嵩む。 3) 貯水池内に独立した取水塔を造る必要がある。貯水池水位を取水塔基礎以下に低下させるのはダムに底部放流管が設置されていないので不可能である。そのため水中工事で仮締め切り工を施工することになる。32m 以上の水深に耐える仮締め切りとして鋼管パイル工法が考えられるが工費も嵩み工期も長くなり、既設ダムを利用して取水口を造る案 (A1 など) と比べ非常に不経済である。 4) 旧仮排水トンネルを発電用水路として再利用する考えもあったが、既設トンネルは完成後 40 年が経過して老朽化しており、将来の発電施設としては適切ではない。トンネルを新設する必要があり、コスト増に繋がる。	
D2	1) D1 案と同様に用地上の制限はない。 2) 上記 D1 案で述べたように、独立取水塔を貯水池水位を下げずに新設するのは仮締め切り工の水中施工が必要である。そのため工費が嵩み工期も長くなり、既設ダムを利用して取水口を造る案と比べ非常に不経済である。 3) 発電所は一般的な地上式なので D1 の地下発電所案と比べ施工が比較的容易で工事費も安くなる。 4) D1 案で述べたように、旧仮排水トンネルは既に老朽化しており将来の発電用トンネルとして使うのは適切でない。トンネルを新設する必要があり、コスト増に繋がる。	(×) ○
E	1) 取水口はダムから離れた貯水池内に設けられ増設発電所も既設発電所から離れているので、用地上の問題はない。 2) D1-D2 案と同様に取水口を貯水池内に造るには、仮締め切り設備を水中工事で施工しなくてはならない。そのため工費が嵩み工期も長くなり、既設ダムを利用して取水口を造る案 (A1 など) と比べ非常に不経済である。 3) 取水口ゲートを設置するための堅坑が必要であるが、その施工のため追加工費がかかる。	×

Prepared by JICA Survey Team

上表で述べたように、B1 案と C 案は用地スペースが不十分であり、貯水池内に取水塔を新設しなくてはならない D1・D2 案および E 案は工事費が嵩み他の案と比べ明らかに不経済であると判断する。

この検討結果を踏まえ調査団は、所要の用地が確保でき施工が比較的容易で経済的な A1-A2 案、A4 案および B2 案の三案を次の段階での詳細検討対象に選んだ。その結果を第 1 回ステアリングコミティー会議 (2009 年 2 月、於 EdL 庁舎) において発表し DOE/EdL 側の了承を得た。しかし、同会議において DOE/EdL から、既存発電施設への影響が皆無でしかも追加送電線の用地問題が少ない D2 案 (発電所新設右岸案) を次期検討対象に加えるよう強い要望があった。

調査団はその要望を受け入れ、合計四案即ち A1-A2 案・A4 案・B2 案および D2 案を次段階での詳細検討対象として選定した。

8.3 最適拡張案の選定

8.3.1 比較代替案のレイアウト

上述の一次スクリーニングで選定した 4 案はそれぞれ増設発電所の設置位置が異なる。設置位置ごとに複数の発電規模を考慮するので、最適案選定のための詳細比較検討においては Table 8.3.1 に示す合計 12 の比較案を設定した。

Table 8.3.1 Alternative Plans for Final Comparison

代替案グループ	レイアウト	比較案	発電規模	備考
A1-A2		A1 A2	40 MW x 1 unit 60 MW x 1 unit	
A4		A4-1 A4-2	40 MW x 1 unit 60 MW x 1 unit	短い放水路トンネル
		A4-3 A4-4	40 MW x 1 unit 60 MW x 1 unit	長い放水路トンネル
B2		B2-1 B2-2	40 MW x 2 units = 80 MW 60 MW x 2 units = 120 MW	取水口と導水路は各主機毎に設ける。
D2		D2-1 D2-2 D2-3 D2-4	40 MW x 1 unit 60 MW x 1 unit 40 MW x 2 units = 80 MW 60 MW x 2 units = 120 MW	

Prepared by JICA Survey Team

各比較案についてそれぞれのレイアウトを検討し工事費比較のための概略設計を行った。概略設計における基本条件は以下の通りである。

貯水池水位：	最高洪水位	EL. 215.0 m
	常時満水位	EL. 212.0 m
	運転最低推移	EL. 196.0 m

放水庭水位：	最低水位	EL. 164.0 m (Q=0)
	既存 1-5 号機フル運転時	EL. 168.0 m (Q=465 m ³ /s)
地震係数(水平)：	確率 1/145	k=0.061
	確率 1/10,000	k=0.215
	(ナムグム第 2 発電所の設計資料を参照して計算した)	
右岸のトンネル：	当初の D2 案では右岸にある既存のトンネル(内径 6 m)を発電用導水路として利用することを考えていた。しかし、そのトンネルはダム施工時の仮排水路トンネルとして 1969 年に造られたもので築造後 40 年が経過している。今後更に発電用として将来長期に亘り使用するためにはトンネルの大規模な改築・増強が必要と予想される。また、内径 6 m のトンネル内に水圧鉄管を敷設すると鉄管内径は 4.8 m 以下となり、その管径では 40 MW 用としても管内流速が 6.5 m/s を超えて水路損失が大きくなり不経済である。また、発電規模 60 MW 以上の拡張では既存トンネルは径が小さすぎて利用できない。そのため、今回の比較検討では既存トンネルを利用しないこととした。	

8.3.2 水路構造物

(1) 取水口

A 案 (A1, A2, A4-1, A4-2, A4-3, A4-4) および B 案 (B2-1, B2-2) に関しては、鋼製仮締切りをダム堤体上流面に設置してダム堤体の穴開けを行い、取水口を構築するものである。また、D 案 (D1, D2, D3, D4) に関しては、ダム右岸上流部貯水池内に鋼管矢板による仮締切を設置して取水口を構築するものである。取水口の内径は既設 3-5 号機と同等の管内流速となるよう設定した。また、取水口の中心標高は、空気連行抑制を考慮して設定した。

ナムグム発電所の既設 3-5 号機、および増設機 (40-120 MW) の取水口の諸元を Table 8.3.2 に示す。

Table 8.3.2 Principal Features of Intake

Items	Existing Units 3 - 5	Additional Unit Capacity			
	40MW	40MW	60MW	80MW	120MW
Penstock diameter	6.0 m	6.0 m	7.4 m	8.5 m	10.5 m
Penstock center level	EL. 186.0 m	EL. 186.0 m	EL. 184.6 m	EL. 183.25 m	EL. 180.25 m
Max. discharge	118 m ³ /s	118 m ³ /s	177 m ³ /s	236 m ³ /s	354 m ³ /s

Prepared by JICA Survey Team

鉄管内径は単機出力が 80 MW では 8.5m、120 MW では 10.5 m となるが、No.11 のダムブロック幅が十分大きくなくダム軸位置で 15 m である。このため、ダムの安定性を考慮して、B2-1 案(80 MW)では 40 MW 規模の取水口を 2 箇所、B2-2 案(120 MW)では 60 MW 規模の取水口を 2 箇所設けることとした。

(2) 導水路トンネル

B 案および D 案では、取水口と発電所の間は圧力式導水路トンネルとなる。導水路トンネルの内径は取水口部内径と同じとした。また、トンネル被りが小さい区間は鉄管を設置し、鉄管とトンネル壁面間には充填コンクリートを施工する。なお、B2-1 および B2-2 案に関しては、取水口から発電所まで主機ごとにトンネルを設けることとした。

(3) 放水路トンネル

A4-1, A4-2, A4-3, A4-4 案では、発電所と放水口の間は放水路トンネルとなる。放水口の工事期間中には仮締切りを設置して、ナムグム第 1 発電所の運転を継続できるようにする。放水路トンネルは、導水路トンネルと同じ内径とし、巻立コンクリートを施工する。

(4) 仮締切り

A 案および B 案の堤体穴開けの仮締切りとしては、先行事例が多数あり、施工が比較的容易であるコの字タイプ(square type)を提案する。

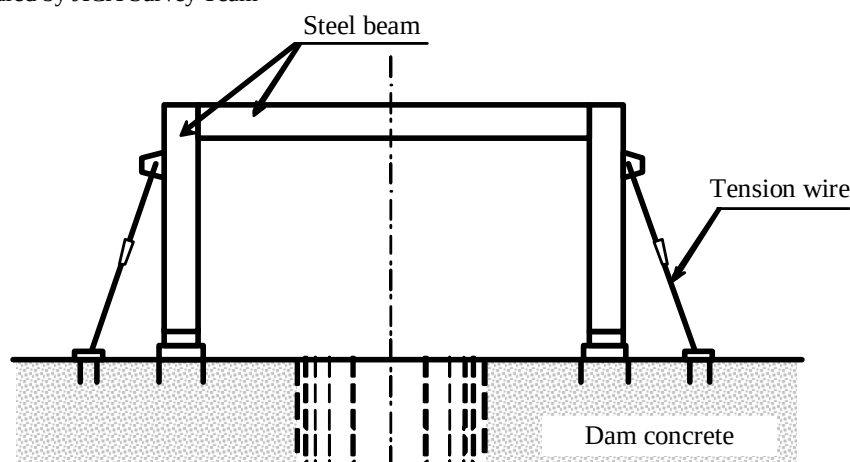
仮締切り内空は、取水口の金物工事の作業スペースとして、40 MW 案では 12m×4m、60 MW 案では 13m×4m とした。また、施工中の仮締切り構造体の支持として台座コンクリートを設置する。台座コンクリートは、工事完了後は trash rack と stop log を支持する。A 案および B 案の仮締切りの概略諸元を Table 8.3.3 に、square type の概念図を Figure 8.3.1 に示す。

D 案の仮締切りとしては、水深が大きいことから鋼管矢板式とした。鋼管矢板は栈橋上から設置する。

Table 8.3.3 Principal Features of Steel Enclosure

Items		40MW Unit		60MW Unit	
		Dam Block No. 11	Dam Block No. 20	Dam Block No. 11	Dam Block No. 20
Type		Square type		Square type	
Inside dimensions	Width	12 m		13 m	
	Length	4 m		4 m	
	Height	32 m		32.7 m	
Weight of steel enclosure		820 t	870 t	930 t	980 t
Volume of pedestal concrete		1,050 m ³	1,300 m ³	1,250 m ³	1,630 m ³

Prepared by JICA Survey Team



Prepared by JICA Survey Team

Figure 8.3.1 Concept of Steel Enclosure (Square Type)

(5) 堤体穴あけ

ダム堤体の掘削内径としては、40 MW 増設では 7.2 m、60 MW 増設では 8.6 m とする。水圧鉄管の据付工事に必要なスペースとして、水圧鉄管と堤体間のクリアランスを 0.6 m としている。0.6 m は類似の工事実績を基に設定した。SD (Slot-drilling) 工法で堤体掘削を行う条件で検討を行った。堤体掘削の概略諸元は Table 8.3.4 に示す通りである。

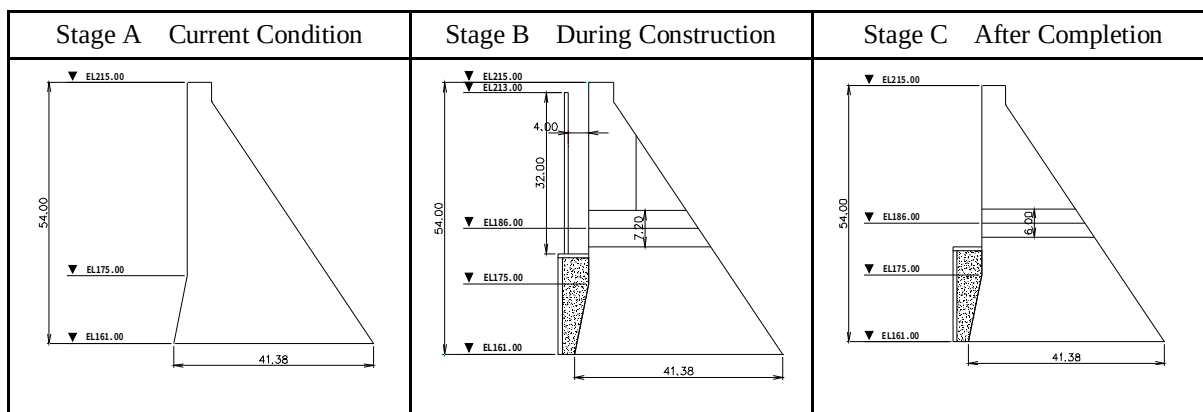
Table 8.3.4 Principal Features of Piercing Dam

Items	40MW Unit		60MW Unit	
	Dam Block No. 11	Dam Block No. 20	Dam Block No. 11	Dam Block No. 20
Penstock diameter	6.0 m		7.4 m	
Piecing diameter	7.2 m		8.6 m	
Piecing length	21.8 m		22.8 m	
Intake center elevation	EL. 186.0 m		EL. 184.6 m	

Prepared by JICA Survey Team

(6) ダム安定性の検討

ダム安定性および基礎地盤の応力に関して検討を行った。対象断面は No.11 ブロックおよび No.20 ブロックとした。荷重としては自重、静水圧、動水圧、泥圧、地震力、揚圧力を考慮した。また、堤体穴あけや仮締切りに因る荷重増減を考慮した。仮締切り諸元は Table 8.3.3、穴開け諸元は Table 8.3.4 に示す通りである。検討対象とするダムの状態は Figure 8.3.2 に示す通りであり、現状、工事中および供用後とした。検討対象とする荷重状態は、Usual、Unusual（洪水時、地震時 $k=0.061$ ）、Extreme（地震時 $k=0.215$ ）ケースとした。物性値等は、基本的にナムグムダムの完成記録を基に設定した。



Prepared by the JICA Survey Team

Figure 8.3.2 Conditions of Dam to be Analyzed for Stability (Example of No. 20 Block)

上記の内容で、転倒、滑動および基礎地盤の応力について、ラオス電力技術基準 (Lao Electric Power Technical Standards) に準じて照査した。なお、Extreme 条件では、US Army Corps of Engineer の基準を参照した。照査基準を以下に示す。

a) 転倒

通常時においては、想定される外力および自重の合力が堤体の水平断面の中央 1/3 に入るこ

と。地震時、洪水時では、合力が堤体水平断面の中央 1/2 に入ること。Extreme 条件では、堤体水平断面内に入ること。

b) 滑動

せん断摩擦安全率が通常時では 3.0 以上、洪水時・地震時では 2.0 以上であること。Extreme 条件では、1.3 以上であること。

c) 基礎地盤の応力

下流面の基礎地盤圧縮応力が許容応力を超えないこと。Extreme 条件では、許容応力の 1.33 倍を超えないこと。

ダムブロック No. 11 と No. 20 の安定性検討計算の詳細を Appendix G に示す。結果は Table 8.3.5 および Table 8.3.6 に示す通りである。

Table 8.3.5 Results of Dam Stability Analysis (40MW Case)

Case	Block No.	Load Conditions	Stability check on	During construction		After completion	
Case 1.1 40MW	11	Usual	Overturning resultant	within middle 1/3	ok	within middle 1/3	ok
			Sliding safety factor	8.4	ok	8.3	ok
		Flood	Overturning resultant	-		within middle 1/2	ok
			Sliding safety factor	-		7.9	ok
		Earthquake (extreme)	Overturning resultant	-		within base	ok
			Sliding safety factor	-		4.8	ok
Case 1.2 40MW	20	Usual	Overturning resultant	within middle 1/3	ok	within middle 1/3	ok
			Sliding safety factor	7.1	ok	7.0	ok
		Flood	Overturning resultant	-		within middle 1/2	ok
			Sliding safety factor	-		6.8	ok
		Earthquake (extreme)	Overturning resultant	-		within base	ok
			Sliding safety factor	-		4.1	ok

Prepared by the JICA Survey Team

Table 8.3.6 Results of Dam Stability Analysis (60MW Case)

Case	Block No.	Load Conditions	Stability check on	During construction		After completion	
Case 1.3 60MW	11	Usual	Overturning resultant	within middle 1/3	ok	within middle 1/3	ok
			Sliding safety factor	8.4	ok	8.3	ok
		Flood	Overturning resultant	-		within middle 1/2	ok
			Sliding safety factor	-		7.8	ok
		Earthquake (extreme)	Overturning resultant	-		within base	ok
			Sliding safety factor	-		4.9	ok
Case 1.4 60MW	20	Usual	Overturning resultant	within middle 1/3	ok	within middle 1/3	ok
			Sliding safety factor	7.0	ok	6.9	ok
		Flood	Overturning resultant	-		within middle 1/2	ok
			Sliding safety factor	-		6.8	ok
		Earthquake (extreme)	Overturning resultant	-		within base	ok
			Sliding safety factor	-		4.1	ok

Prepared by the JICA Survey Team

8.3.3 発電所および放水路

8.3.1 章で述べた通り、発電所位置および発電規模により、計 12 の比較案がある。

各比較案の発電所および放水路の概要を下表にまとめる。

Table 8.3.7 Major Features of Powerhouse and Tailrace for Each Alternative Plan

No.	Alternative Plans	Major Features	
1	A1 (40MWx1 unit)	Powerhouse	• Above ground powerhouse is extended adjacent to the existing powerhouse and spillway. • No turbine inlet valve is installed. • No additional overhead traveling (OHT) crane is installed.
		Tailrace	• Tailrace type is open channel. • The existing tailrace gate & gantry crane are used.
2	A2 (60MW x 1 unit)	Powerhouse	• Above ground powerhouse is extended adjacent to the existing powerhouse and spillway. • No turbine inlet valve is installed. • New OHT crane (250 tons) is installed.
		Tailrace	• Tailrace type is open channel. • New tailrace gate (80 tons) & gantry crane is installed.
3	A4-1 (40MW x 1 unit)	Powerhouse	• Above ground powerhouse is independently constructed adjacent to the existing control room. • No turbine inlet valve is installed. • New OHT crane (170 tons) is installed.
		Tailrace	• Tailrace type is short tunnel with 6.0 m dia. and approximately 40 m length. • New tailrace gate (56 tons) & gantry crane is installed.
4	A4-2 (60MW x 1 unit)	Powerhouse	• Above ground powerhouse is independently constructed adjacent to the existing control room. • No turbine inlet valve is installed. • New OHT crane (250 tons) is installed.
		Tailrace	• Tailrace type is short tunnel with 7.4m diameter and approximately 40 m length. • New tailrace gate (80 tons) & gantry crane is installed.
5	A4-3 (40MW x 1 unit)	Powerhouse	• Above ground powerhouse is independently constructed adjacent to the existing control room. • No turbine inlet valve is installed. • New OHT crane (170 tons) is installed.
		Tailrace	• Tailrace type is long tunnel with 6.0 m diameter and approximately 100 m length. • New tailrace gate (56 tons) & gantry crane is installed.
6	A4-4 (60MW x 1 unit)	Powerhouse	• Above ground powerhouse is independently constructed adjacent to the existing control room. • No turbine inlet valve is installed. • New OHT crane (250 tons) is installed.
		Tailrace	• Tailrace type is long tunnel with 7.4 m diameter and approximately 100 m length. • New tailrace gate (56 tons) & gantry crane is installed.
7	B2-1 (40MW x 2 units = 80MW)	Powerhouse	• Above ground powerhouse is independently constructed at left bank of approx. 160 m downstream from the existing power station. • No turbine inlet valve is installed. • New OHT crane (170 tons) is installed.
		Tailrace	• Tailrace type is open channel. • New tailrace gate (56 tons) & gantry crane is installed.

No.	Alternative Plans	Major Features	
8	B2-2 (60MW x 2 units = 120MW)	Powerhouse	• Above ground powerhouse is independently constructed at left bank of approximately 160 m downstream from the existing power station. • No turbine inlet valve is installed. • New OHT crane (250 tons) is installed.
		Tailrace	• Tailrace type is open channel. • New tailrace gate (80 tons) & gantry crane is installed.
9	D2-1 (40MW x 1 unit)	Powerhouse	• Above ground powerhouse is independently constructed at right bank of the existing spillway stilling basin. • No turbine inlet valve is installed. • New OHT crane (170 tons) is installed.
		Tailrace	• Tailrace type is open channel. • New tailrace gate (56 tons) & gantry crane is installed.
10	D2-2 (60MW x 1 unit)	Powerhouse	• Above ground powerhouse is independently constructed at right bank of the existing spillway stilling basin. • No turbine inlet valve is installed. • New OHT crane (250 tons) is installed.
		Tailrace	• Tailrace type is open channel. • New tailrace gate (80 tons) & gantry crane is installed.
11	D2-3 (40MW x 2 units = 80MW)	Powerhouse	• Above ground powerhouse is independently constructed at right bank of the existing spillway stilling basin. • New turbine inlet valve (2 sets) is installed. • New OHT crane (170 tons) is installed.
		Tailrace	• Tailrace type is open channel. • New tailrace gate (56 tons) & gantry crane is installed.
12	D2-4 (60MW x 2 units = 120MW)	Powerhouse	• Above ground powerhouse is independently constructed at right bank of the existing spillway stilling basin. • New turbine inlet valve (2 sets) is installed. • New OHT crane (250 tons) is installed.
		Tailrace	• Tailrace type is open channel. • New tailrace gate (80 tons) & gantry crane is installed.

Prepared by the JICA Survey Team

上記比較案の内、代表的な A1 (40MW), A2 (60MW), A4-1 (40MW), A4-2 (60MW), A4-3 (40MW), B2-1 (80MW), D2-1 (40MW), D2-3 (80MW) 案の平面・縦断・断面図を Appendix E-1 に示す。

8.3.4 電気設備

(1) 既存電気設備の概要

各代替案における電気設備の計画にあたり、ナムグム第一水力発電所の既存電気設備の現状を調査した。その調査結果を以下に示す。

a) 水車 (3、4、5 号機)

各号機とも水車は立軸フランシス形で、入口弁は設置されていない。また、各号機の給水装置は閉鎖循環方式を採用している。水車の主要定格は以下の通りである。

- 1) 定格落差： 37.0 m
- 2) 定格流量： 117.1 m³/s
- 3) 定格出力： 40,000 kW
- 4) 定格速度： 136.4 rpm

5) 水車センターレベル： EL. 161.0 m

b) 発電機 (3、4、5 号機)

各号機とも発電機は傘型構造の立軸交流同期発電機である。3、4、5 号機では、発電機推力軸受を水車上カバーで支持する特殊構造である。また、各発電機は水噴霧方式の消火設備を有する。発電機の主要定格は以下の通りである。

- 1) 定格出力： 50,000 kVA
- 2) 定格電圧： 11 kV
- 3) 定格周波数： 50 Hz
- 4) 定格速度： 136.4 rpm
- 5) 定格力率： 0.8

c) 発電機用主要変圧器 (3、4、5 号機)

3、4、5 号機の主要変圧器は、3 台の単相変圧器で構成されている。冷却方式は ONAF (ファン冷却方式) である。各単相変圧器は独立した水噴霧式の消火設備が配備されている。また、3、4、5 号機の共通予備として単相変圧器 1 台が用意されている。主要変圧器の主要定格は以下の通りである。

- 1) 定格容量： 50,000 kVA (3 相結線時)
- 2) 定格電圧比： 115/11 kV
- 3) 結線方式： YNd1
- 4) 短絡インピーダンス： 8.5 % (3 相結線時)

d) 発電所天井クレーン

天井クレーンは 2 台ある。3、4、5 号機の発電機回転子 (重量：165 ton) の吊上げには、クレーン 2 台を連結して使用する。天井クレーンの主要事項は以下の通りである。

- 1) 定格荷重
 - ・ No. 1 クレーン： 100/20 ton
 - ・ No. 2 クレーン： 80/10 ton
- 2) 走行レールスパン： 16.2 m
- 3) 建築限界
 - ・ 軌上空間： 3.8 m
 - ・ 側方空間： 0.6 m
- 4) 吊りビーム
 - ・ 定格荷重： 170 ton
 - ・ 自重： 9.9 ton

e) 115 kV 屋外開閉所

115 kV 屋外開閉所は従来形で発電所建屋の屋上に設置されている。既存の 5 台の水車発電機で発電された電力はすべてこの屋外開閉所を経由し、合計 5 回線の 115 kV 送電線により、ビエンチャン市など各方面に供給されている。屋外開閉所及び屋外開閉装置の主要事項は以下の通りである。

- 1) 母線構成： 単母線＋迂回母線
- 2) 母線導体
 - ・ No. 1 送電線側主母線： ACSR (鋼心アルミより線) 240 mm²

- ・ No. 1 送電線側迂回母線： ACSR 240 mm²
 - ・ 1・2 号機側共通母線： HDCC (硬銅より線) 150 mm²
 - ・ 3・4・5 号機側主母線： HDCC 325 mm²
 - ・ 3・4・5 号機側迂回母線： HDCC 200 mm²
- 3) 母線碍子
- ・ 碍子種類： 磁器、茶色
 - ・ 碍子枚数： 9 枚/碍子連
- 4) 115 kV 遮断器 (3・4・5 号機用)
- ・ 操作方式： 電動ばね操作方式
 - ・ 定格電圧： 123 kV
 - ・ 定格電流： 3,150 A
 - ・ 定格遮断電流： 40 kA
- 5) 115 kV 断路器 (3・4・5 号機用)
- ・ 操作方式： 手動方式
 - ・ 定格電圧： 121 kV
 - ・ 定格電流： 800 A
 - ・ 定格短時間耐電流： 26 kA (4 秒)
- 6) 115 kV 変流器 (3・4・5 号機用)
- ・ 定格電圧： 121 kV
 - ・ 定格電流比： 500-250//5/5 A
 - ・ 定格短時間耐電流： 26 kA (1 秒)

f) 115 kV GIS (ガス絶縁開閉装置)

115 kV GIS は当初ナムグム ～ ナムルック連系送電線を屋外開閉所に接続することを目的として設置された。その後、タラート送電線回線の追加に伴い 115 kV GIS も 1 回線増設された。115 kV GIS の主要事項は以下の通りである。

- 1) 母線構成： 単母線＋迂回母線
- 2) 回線数
- ・ ナムルック送電線： 1 回線
 - ・ タラート送電線： 1 回線
 - ・ ナムグム 1 開閉所主母線： 1 回線
 - ・ ナムグム 1 開閉所迂回母線： 1 回線
- 3) 定格電圧： 123 kV
- 4) 定格電流： 1250 A
- 5) 定格短時間耐電流： 25 kA (1 秒)

なお、115 kV GIS ～ ナムグム 1 屋外開閉所間は 115 kV、400 mm²、架橋ポリエチレン絶縁電力 (CV) ケーブルで接続されている。このケーブルの連続許容電流は 450 A、約 90 MVA の電力を運搬できる。

g) 所内電力供給設備

発電所の所内電力供給は発電機 (1 号機または 2 号機のいずれか) と 115/22 kV 変圧器を電源とする 2 台の所内変圧器により行われている。この 2 台の所内変圧器は常用/予備の交互運転をしており、常時は 1 台で発電所全体の所内電力を供給している。各変圧器の実負荷電流から判断する限り、変圧器容量は更に十分な余裕を有しており、増設設備への所内電源としても利用可能である。

なお、115/22 kV 変圧器は 22 kV 配電線を通じて近隣の一般需要家への電力供給も担っているため、115/22 kV 変圧器を所内電源として利用した場合には、所内電力供給が不安定になりがちであるという。

一方、所内各設備へ配電を行っている低圧配電盤には予備の遮断器がなく、遮断器を追加するための改造も困難な状況にある。所内電力供給設備の主要事項は以下の通りである。

- 1) 公称供給電圧： AC 380 - 220 V (3 相 4 線式)
- 2) 定格周波数： 50 Hz
- 3) 所内変圧器 No. 1 (電源：1 号機または 2 号機の発電機)
 - ・ 定格容量： 1,000 kVA
 - ・ 定格電圧比： 11/0.38 kV
- 4) 所内変圧器 No. 2 (電源：22 kV 配電盤)
 - ・ 定格容量： 1,000 kVA
 - ・ 定格電圧比： 22/0.38 kV

h) 直流電源設備

直流電源設備は 2 台の据置形蓄電池と 2 台の充電装置で構成されている。直流電源設備 2 台のうち、1 台は 1、2 号機および所内共通設備用、あとの 1 台は 3、4、5 号機用として常時運転されているが、非常時には 1 台で発電所全体の直流負荷に供給することが可能である。一方、1、2 号機用の直流配電盤には予備回路が数個用意されているが、3、4、5 号機用の直流配電盤には予備がなく、回路の追加は困難である。直流電源設備の主要事項は以下の通りである。

- 1) 公称供給電圧： DC 110 V
- 2) 据置形蓄電池
 - ・ 数量： 2 台
 - ・ 形式： 制御弁式鉛蓄電池
 - ・ 容量： 300 AH (10 時間率)
 - ・ セル数： 53 セル/台
- 3) 充電装置
 - ・ 数量： 2 台
 - ・ 交流入力： AC 380 V、50 Hz
 - ・ 直流電流出力： DC 60 A
 - ・ 浮動充電電圧： DC 114 - 122 V

i) 制御・保護リレー盤

1、2 号機の制御盤および保護リレー盤はすべて制御室内に設置されている。1、2 号機の制御盤および保護リレー盤は「ナムグム第一水力発電所補修プロジェクト (JICA リハビリ無償案件)」で 2004 年に補修され、現状特に問題はない。

3、4、5 号機のローカル制御盤および保護リレー盤は、各号機ごとに発電機室に隣接して設けられた配電盤室内に設置されているほか、別途リモート制御盤が制御室内に 1、2 号機の配電盤と同列に配置されている。なお、この制御室内には追加制御盤 1 面分のスペースしか残されていない。

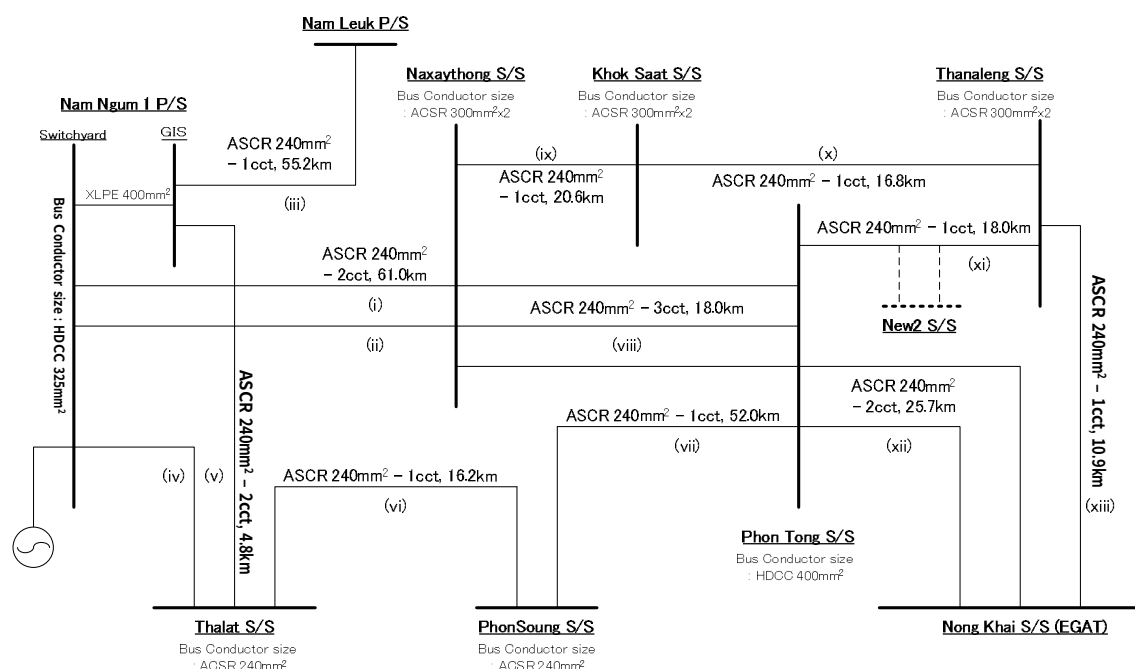
ところで、5 号機の制御盤および保護リレー盤は 2009 年 7 月に補修・改良されたが、3、4 号

機は1978年の運開当時のまま使用されており、経年劣化が目立つようになってきた。そのため、EdLは3、4号機の制御盤および保護継電器盤の補修も検討している。

一方、EdL にはナムグム第 1 水力発電所の効率運用を主目的とした水力発電所中央制御所の建設構想もある。

i) 115 kV 送電線

ナムグム第1水力発電所には合計5回線の115 kV送電線が接続されている。そのうちの3回線はナムグム1屋外開閉所に直接接続され、残りの2回線は構内の115 kV GISを経由して接続されている。各115 kV送電線の導体はACSR 240 mm²で、最高許容温度90℃において、1回線当り約117 MVAの電力輸送が可能である。ナムグム第1発電所周辺の115 kV送電系統を下図に示す。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 8.3.3 115 kV Transmission Line Connection Diagram for Nam Ngum 1

k) 115 kV Thalat 変電所

Thalat 変電所はナムグム第 1 水力発電所から約 4.8 km の地点にあるが、本拡張計画の影響により母線容量への影響が懸念されている。

- | | |
|-----------------|--------------------------|
| 1) 母線構成： | 単母線＋迂回母線 |
| 2) 母線導體 | |
| ・ 主母線： | ACSR 240 mm ² |
| ・ 迂回母線： | ACSR 240 mm ² |
| 3) 回線数 | |
| ・ 送電線： | 5 回線 |
| ・ 変圧器： | 1 回線 |
| ・ 主母線 - 迂回母線接続： | 1 回線 |

(2) 拡張計画における電気設備の検討事項

a) 水車有効落差

1 号機から 5 号機までの水車各号機は基準有効落差 37.0 m で設計されている。

現在ナムグム川上流に建設中のナムグム第 2 水力発電所が完成すると、第 1 発電所への流入量が調整されて貯水池の年間平均水位が上昇すると予測されている。一方、本拡張計画の増設号機により貯水池からの放流量が増えるため、放水路の水位も上昇する。その結果、水車の基準有効落差の見直しが必要になっている。

水車有効落差については基本設計時に詳細検討するが、現在より少なくとも 1.0 m 増えることが見込まれるため、本拡張計画の各代替案とも、暫定的に水車の基準有効落差を 38.0 m として検討した。

b) 水車出力

各代替案の出力は発電機端における有効電力とし、単機出力を 40 MW または 60 MW とした。単機の水車出力は発電機効率を勘案し 40.9 MW または 61.3 MW とした。

c) 水車形式

各代替案とも水車形式は既存の水車と同じフランシス水車を採用した。

d) 水車定格速度

水車定格速度は次式で計算される比速度 (Ns) を指標として選定した。

$$Ns = N \times \sqrt{Pt/Hn}^{1.25}$$

ここに、 Ns: 比速度 (m-kW)
 N: 水車速度 (rpm)
 Pt: 水車出力 (kW)
 Hn: 有効落差 (m)

なお、有効落差 40 m 以下、出力 40 MW 以上の水車は比速度がかなり大きくなるが、比速度が 300 m-kW を超えると、フランシス水車の性能が著しく低下するため、比速度の上限を 300 m-kW と定めた。下表に適用可能な水車速度と比速度の関係を示す。

Table 8.3.8 Selection in Turbine Speed for Alternative Plans

Turbine Output Pt (kW)	Net Head Hn (m)	Speed N (rpm)	Specific Speed; Ns (m-kW)	Ns Upper Limit (m-kW)	Judgment
40,900	38.0	125.0	267.9	300	○
		136.4	292.4		◎
		142.9	306.3		×
61,300	38.0	107.1	281.1	300	○
		111.1	291.6		◎
		115.4	302.8		×
Existing Units 3 to 5 (for reference)					
40,000	37.0	136.4	298.9	-	-

Prepared by the JICA Survey Team

水車速度が速いほどマシンサイズが小さくなり経済性が増すため、比速度が上限値以下で最

大となるよう、水車速度を選定した。

e) 入口弁

D3 (40 MW x 2) および D4 (60 MW x 2) を除く各代替案においては、水車各号機が単独の水圧鉄管に接続されるため、既設水車と同様に入口弁を省略することにした。

一方、代替案 D3 および D4 は 1 本の水圧鉄管を増設水車 2 台で共用するため、水車各号機に入口弁を設置することにした。その入口弁は複葉弁とし、その内径は代替案 D3 の場合が 5.0 m、D4 の場合が 6.0 m と見積もった。

f) 発電機出力

各代替案とも発電機の定格力率を既存発電機と同じ 0.8 と設定し、単機の発電機定格出力を 50 MVA (40 MW) または 75 MVA (60 MW) とした。

g) 発電機形式

各代替案とも発電機は既設と同じ傘型構造の立軸交流同期発電機とした。

h) 増設号機用発電所天井クレーン

発電機出力 50 MVA (40 MW) の回転子重量を 164 ton、75 MVA (60 MW) の回転子重量を 246 ton と見積もった。

- 1) 代替案 A1 (出力 40 MW x 1) では既存の天井クレーン 2 台 (100 ton + 80 ton) をそのまま利用することにした。
- 2) 代替案 A2 (出力 60 MW x 1) では、据付時の最大重量が既存の天井クレーンの吊り荷重を超えるほか、水車・発電機の寸法が 3・4・5 号機よりも大きくなって走行レールのスパンも広がることにより、既存の天井クレーンが利用できない。そのため、新たに 250 ton クレーン 1 台を追加した。
- 3) 他の代替案の場合も既存天井クレーンを利用できないので、単独の天井クレーンを新設することにした。各代替案における新設天井クレーンは 1 台とし、その吊り荷重は発電機回転子重量に合わせて単機出力 40 MW の場合は 170 ton、60 MW の場合は 250 ton とした。

i) 主要変圧器定格容量

主要変圧器の定格容量は発電機定格出力に合わせて 50 MVA または 75 MVA とした。

j) 主要変圧器の形式

輸送時の最大重量物は主要変圧器である。輸送ルート上の制約から輸送重量は 30 ton 以下に抑えることが望ましいが、115 kV 三相形変圧器の場合、容量 50 MVA でその輸送重量は約 50 ton にもなる。したがって、輸送重量を軽減するため、以下の通り、単相形あるいは特別三相形を採用した。

- 1) 既存の 3、4、5 号機 (単機変圧器容量 : 50 MVA) は単相形を採用しており、予備変

圧器も用意されている。したがって、単機出力 40 MW (変圧器容量 50MVA) で増設地点が既存の発電所に隣接する代替案 A1 及び A4-1 においては、既存の 3、4、5 号機と同じく単相形を採用した。

- 2) 単機出力 40 MW (変圧器容量 50 MVA) でも増設地点が既存の 3、4、5 号機から離れている場合や単機出力 60 MW (変圧器容量 75 MVA) の場合は、据付面積や発電機電圧側結線などで有利な特別三相形を採用した。

k) 既存 115 kV GIS の移設

A4-1 (40 MW x 1)、A4-2 (60 MW x 1)、B-1 (40 MW x 2)、B-2 (60 MW x 2) の各代替案においては、既存 115 kV GIS のエリア周辺が掘削工事対象範囲となるため、115 kV GIS を移設しなければならない。その移設地点は、既存 115 kV 送電線との接続を考慮して、現在地から約 150 m 離れたダムの左岸に計画した。なお、この移設工事には、115 kV GIS 本体の移設のほか、GIS 建屋の新設、115 kV 送電線鉄塔 2 基の建替え工事、および 115 kV GIS と既存 115 kV 母線間の 115 kV 電力ケーブル 2 回線の更新工事を含む。

l) 増設号機の 115 kV 送電網への接続方法

ナムグム第 1 水力発電所の屋外開閉所は発電所建屋の屋上にあり、Figure 8.3.3 に図示された通り合計 5 回線の 115 kV 送電線が接続されている。潮流解析の結果、これらの 115 kV 送電線は全送電線健全時では 382 MVA、1 回線故障時でも 332 MVA の電力輸送が可能である。既存の発電機の合計出力は 155 MW (190 MVA) である。したがって、増設出力が 80 MW (100 MVA) 以下の場合、既存 115 kV 送電線が利用できるため、増設号機は既存屋外開閉所の 115 kV 母線経由で既存 115 kV 送電線に接続する。

一方、増設出力が 120 MW (150 MVA) の場合は、発電所の合計出力が 340 MVA となって 115 kV 送電線の許容電流容量を超過してしまうため、新たに 115 kV 送電線を建設せざるを得ない。これらの状況を勘案し、各代替案における増設号機の 115 kV 送電網への接続方法は以下の通り計画した。

1) 代替案 A1 (40 MW x 1) および A2 (60 MW x 1)

既存の屋外開閉所を増築される発電所建屋の屋上まで拡張して、増設号機と既存 115 kV 母線を接続する。

2) 代替案 A4-1 (40 MW x 1) および A4-2 (60 MW x 1)

既存の 115 kV 送電線 3 回線が発電所建屋増築地点の上空を通過しているため、増設号機用の 115 kV 開閉装置を増築建屋の屋上に配置することができず、増築地点の周辺にも十分な据付スペースがない。そのため、増設号機は上記 11) 項にて移設する 115 kV GIS 経由で既存の屋外開閉所に接続する。

また、増設号機の主要変圧器と 115 kV GIS は 115 kV 電力ケーブルで接続することにし、115 kV GIS はこの増設号機接続用として 1 回線増設する。

3) 代替案 B2-1 (40 MW x 2)

増設号機の発電所建屋から既存の屋外開閉所 115 kV 母線まで単独で接続するルート確保が困難であるため、代替案 A4-1 と同様に、増設号機は上記 11) 項にて移設する 115 kV GIS 経由で既存の屋外開閉所に接続する。増設各号機の主要変圧器と

115 kV GIS は 115 kV 電力ケーブルで接続することにし、115 kV GIS はこの増設号機接続用として 2 回線増設する。

4) 代替案 D2-1 (40 MW x 1) および D2-2 (60 MW x 1)

増設号機を既存の屋外開閉所に接続すべく、増設号機用の主要変圧器と既存の屋外開閉所の間に 115 kV 架空電線路 1 回線を建設する。

なお、既存の屋外開閉所の右岸側には少なくとも 1 回線分増設できるスペースがあるため、増設号機用の 115 kV 開閉装置はそのスペースに配置する。

5) 代替案 D2-3 (40 MW x 2)

増設各号機を既存の屋外開閉所に接続すべく、増設号機用の主要変圧器と既存の屋外開閉所の間に 115 kV 架空電線路 2 回線を建設する。

なお、増設号機用の 115 kV 開閉装置は既存の屋外開閉所を拡張して配置する。

6) 代替案 B2-2 (60 MW x 2) および D2-4 (60 MW x 2)

増設出力が 120 MW (150 MVA) になると、既存 115 kV 送電線が過負荷になると予想されるため、増設号機は既存の屋外開閉所に接続することができない。したがって、各増設地点に新たな屋外開閉所を建設し、そこから 115 kV 変電所まで 115 kV 2 回線送電線を新設することにする。

新たな屋外開閉装置は従来形とし、115 kV 母線構成は既存屋外開閉所と同じ "単母線+迂回母線" 方式を採用する。

一方、最寄の Thalat 変電所 (ナムグム第 1 発電所から 4.8 km) や Phon Soung 変電所 (ナムグム第 1 発電所から 21 km) は敷地が狭く増設が困難と思われるため、新たな 115 kV 送電線は Naxaythong 変電所 (ナムグム第 1 発電所から 61 km) または Hin Heup 変電所 (ナムグム第 1 発電所から 54 km) まで建設するよう計画した。

m) 既存屋外開閉所の 115 kV 母線サイズ

既存屋外開閉所の 115 kV 主母線は HDCC 325 mm² であり、その連続許容電流は連続許容温度 90 °C において 875 A である。各代替案における 115 kV 主母線の所要導体サイズを次の条件にて検討した。

- 1) 増設号機を含むすべての発電機が定格出力で運転している。
- 2) 系統解析結果を参照して、Nam Leuk 送電線から最大 20 MVA の電力が屋外開閉所に流入している。
- 3) 115 kV 母線導体の種類を既設と同じ HDCC (硬銅より線) とする。
- 4) 115 kV 母線導体の連続許容温度を 90 °C とする。

115 kV 母線電線容量と所要導体サイズの検討結果を Table 8.3.9 に示す。

なお、既存の発電機 5 台運転時でも 115 kV 母線最大電流は 954 A に達し、既に 115 kV 主母線導体の許容電流 857 A を超えている。

代替案 B2-2 (60 MW x 2) および D4 (60 MW x 2) では、増設号機を既存の 115 kV 母線に接続する必要はないが、現状の主母線容量不足問題を解消するために主母線導体の更新が望ましい。その結果、全ての代替案において既存屋外開閉所の 115 kV 主母線導体を取替えることにする。

Table 8.3.9 Required Conductor Size for 115 kV Main Bus for Alternative Plans

Plan	Generator Output [MVA]			Max. Current in 115 kV Bus [A]	Required Conductor Size [mm ²]
	Additional	Existing	Total		
A1	50	190 + 20 (*1)	260	1,305	HDCC 725
A4-1					
D1					
A2	75		285	1,431	HDCC 850
A4-2					
D2					
B2-1	100		310	1,556	HDCC 1,000
D3					
B2-2	0		210	1,054	HDCC 500
D4					

Note (*1): including Power Received from the Nam Leuk Hydro Power Station (20 MVA)

Prepared by the JICA Survey Team

n) 増設号機用の所内電源設備

増設号機の運転に必要な補機と発電所増設部分の運転維持に必要な電気設備のための所内電源設備について、代替案ごとに以下の通り検討した。

1) 代替案 A1 (40 MW x 1)、A2 (60 MW x 1)、A4-1 (40 MW x 1) および A4-2 (60 MW x 1)

既存所内変圧器（低圧変圧器）は 2 台とも容量に十分な余裕があるため、そのまま増設号機の所内交流電源として利用するよう計画した。

一方、既存の低圧配電盤には予備の遮断器がなく、増設設備への所内電源供給には使用できない。したがって、新たに低圧配電盤を追加することにした。

2) 代替案 B2-1 (40 MW x 2) および B2-2 (60 MW x 2)

増設地点が既存発電所から離れていること、かつ、増設台数が 2 台であることを考慮して、増設発電所内に単独の所内電源設備を設置することにした。

その所内電源設備は増設号機の発電機および既存の 115/22 kV 変圧器を電源とし、所内変圧器 2 台と低圧配電盤 1 式で構成する。なお、この新しい所内電源設備は既存の所内電源設備と 22 kV 配電盤経由で連系できるよう既存 22 kV 配電盤 1 面を更新し、22 kV 配電盤と増設発電所を 22 kV 電力ケーブルで接続することにした。

3) 代替案 D2-1 (40 MW x 1)、D2-2 (60 MW x 1)、D2-3 (40 MW x 2) および D2-4 (60 MW x 2)

代替案 B2-1、B2-2 と同様に、増設発電所内に単独の所内電源設備を設置することにした。

この新しい所内電源設備は既存の所内電源設備と 22 kV 配電盤経由で連系することができるよう既存 22 kV 配電盤 1 面を更新し、22 kV 配電盤と増設発電所を 22 kV 配電線（架空配電線＋電力ケーブル）で接続することにした。

o) 増設号機用の直流電源設備

増設号機の運転制御装置や保護装置などに必要な直流電源設備について、代替案ごとに以下の通り検討した。

1) 代替案 A1 (40 MW x 1)、A2 (60 MW x 1)、A4-1 (40 MW x 1) および A4-2 (60 MW x 1)

既存の直流電源設備は据置形蓄電池 2 台と充電装置 2 台で構成されており、各々容量

に十分な余裕があるため、そのまま増設号機の直流電源として利用することにした。
一方、既存の直流配電盤には予備回路が少ないため、増設号機専用の直流配電盤 1 面を追加する。

- 2) 代替案 B2-1 (40 MW x 2)、B2-2 (60 MW x 2)、D2-1 (40 MW x 1)、D2-2 (60 MW x 1)、D2-3 (40 MW x 2) および D2-4 (60 MW x 2)

増設地点が既存発電所から離れていて既存の直流電源設備が利用できないため、増設発電所内に単独の直流電源設備を設置する。その直流電源設備は据置形蓄電池 1 台、充電装置 1 台、直流配電盤 2 面で構成する。

p) 増設設備用の制御・保護リレー盤

既存の制御室内には制御盤 (前後盤) 1 面分のスペースしか残されていないが、どの代替案においても、既存の制御室から増設号機の遠方制御を行うべく、以下の通り検討した。

- 1) 代替案 A1 (40 MW x 1)、A2 (60 MW x 1)、A4-1 (40 MW x 1) 及び A4-2 (60 MW x 1)

既存のシステムと同様に、増設号機用のローカル制御盤、保護リレー盤および自動制御盤を増設号機に隣接した場所に設置する。

また、既存の制御室内に増設号機のリモート制御盤を設置する。

- 2) 代替案 B2-1 (40 MW x 2)、D2-1 (40 MW x 1)、D2-2 (60 MW x 1) 及び D2-3 (40 MW x 2)

増設発電所内に現場制御室を設け、その室内に次の制御・保護リレー盤を設置する。

- 増設号機用のローカル制御盤、保護リレー盤および自動制御盤
- 新所内電源供給システムのローカル制御盤および保護リレー盤

また、既存の制御室内に増設号機および新所内電源供給システム用のリモート制御盤を設置する。

- 3) 代替案 B2-2 (60 MW x 2) および D2-4 (60 MW x 2)

増設発電所内に現場制御室を設け、その室内に次の制御・保護リレー盤を設置する。

- 各増設号機用のローカル制御盤、保護リレー盤および自動制御盤
- 新所内電源供給システムのローカル制御盤および保護リレー盤
- 新 115 kV 屋外開閉所のローカル制御盤および保護リレー盤
- 新 115 kV 送電線保護リレー盤

また、既存の制御室内に増設号機、新所内電源供給システムおよび新 115 kV 屋外開閉所用のリモート制御盤を設置する。

q) 既存制御システム更新の必要性

第 8.3.4 項 (1) i) で述べているように、既存制御システムの現状は以下の通りであった。

- 1) 1・2 号機の制御・保護リレー盤は「ナムグム第一水力発電所補修プロジェクト (JICA リハビリ無償案件)」で 2004 年に補修され、現状特に問題はない。
- 2) 5 号機の制御・保護リレー盤のは補修・改良が 2009 年 7 月に実施された。
- 3) 3・4 号機は 1978 年の運開当時のまま使用されており経年劣化が目立つようになってきた。そのため、EdL は 3・4 号機の制御盤及び保護継電器盤の補修を検討している。
- 4) EdL にはナムグム第 1 水力発電所の効率運用を主目的とした給電指令所の建設構想もある。

以上の状況から、当拡張計画で既存制御システムを更新する必要はないと判断する。

r) 既存 Thalut 変電所の 115 kV 母線サイズ

既存屋外開閉所の 115 kV 主母線は ACSR 240 mm² であり、その連続許容電流は連続許容温度 90 °C において 590 A である。

2016 年時点の電力系統計画に基づいて行った電力潮流解析の結果より、各代替案における Thalut 変電所の 115 kV 主母線に流れ込む最大電流を Table 8.3.10 の通り予測した。なお、代替案 B2-2 (60 MW x 2) および D2-4 (60 MW x 2) は、ナムグム系統の既存の 115 kV 送電線には接続しないため、この検討の対象外とした。その結果、どの増設案においても、ナムグム第 1 水力発電所の増設後は Thalut 変電所の 115 kV 主母線の母線容量が不足するため、115 kV 主母線導体の取替えが必要である。

Table 8.3.10 Prospective Maximum Current in 115 kV Bus for Thalut Substation

	Alternative Plans							
	A1	A4-1	D2-1	A2	A4-2	D2-2	B2-1	D2-3
Additional Output	40 MW x 1			60 MW x 1			40 MW x 2	
Max. Current in 115 kV Bus	640 A			664 A			704 A	
Required Conductor Size	ACSR 330 mm ²			ACSR 330 mm ²			ACSR 330 mm ²	

Prepared by the JICA Survey Team

8.3.5 機械設備

(1) 取水口設備

1) 設備配置

拡張計画の取水口には、既設発電所設備と同様の以下に示した設備が必要となる。

- i) 取水口スクリーン
- ii) 取水口ストップログ
- iii) 取水口ゲート

既設発電所では、15 MW と 40 MW の取水口の機能として次の特徴を持っている。

- a) 取水口スクリーンを可動式とし、スクリーンを抜き取ることにより同じ場所にストップログを挿入できる構造にして、設置場所を兼用することにより構造物を簡素化している。
- b) 15 MW の取水口幅は 5 m であるが、40 MW では幅 5 m の取水口を 2 条設けることにより流路を確保するとともに、15 MW と 40 MW でストップログを共用できる構造としている。
- c) ストップログを共用することにより、操作用のガントリークレーンについても 15 MW と 40 MW で共用が可能となっている。

拡張計画においても、コストの低減を図るためにガントリークレーンの共用を優先して最適案を策定した。

2) 取水口スクリーン

仮締め切り施工による制約から、ダム上流面の最大幅 12 m、奥行き 4 m の締め切り空間の中

に、取水口を設けなければならない。従って、既設と同様な幅5 mの取水口を2条設けられないため、既設取水口と同寸法のスクリーン・ストップログ配置はできないこととなった。

ダム堤体の穴あけ施工では、呑み口部だけトンネル径に比べて著しく大きく上下に切り広げることにも困難であるので、呑み口部は導水路径にベルマウスを加えた形状となる。拡張計画の呑み口部ベルマウスに対応したスクリーンの設置代替案として、

- I. スクリーンを呑み口から離して設置する案
 - II. 呑み口寸法と同じ幅・高さのスクリーンを、呑み口部に近接して設置する案
- が考えられる。スクリーン代替案の比較検討を表に示す。

Table 8.3.11 Comparison of Screen for Alternative Plans

	I. 呑み口から離して設置する案	II. 呑み口部に直接設置する案
平面図		
側面図		
概要	フレームを張り出し、呑み口部からスクリーンを離すことによりスクリーン面積の拡大を図りスクリーン通過流速を抑える。スクリーンは固定式となり、ダム天端までスクリーンを延長し、除塵用のレーキを新たに設置する構造となる。	呑み口部を直接スクリーンで覆う形となり、スクリーン通過流速はI.案に比べ27%程度速くなる。スクリーンはストップログと戸当りを兼用し可動式となる。既設のガントリークレーンを利用して操作する。

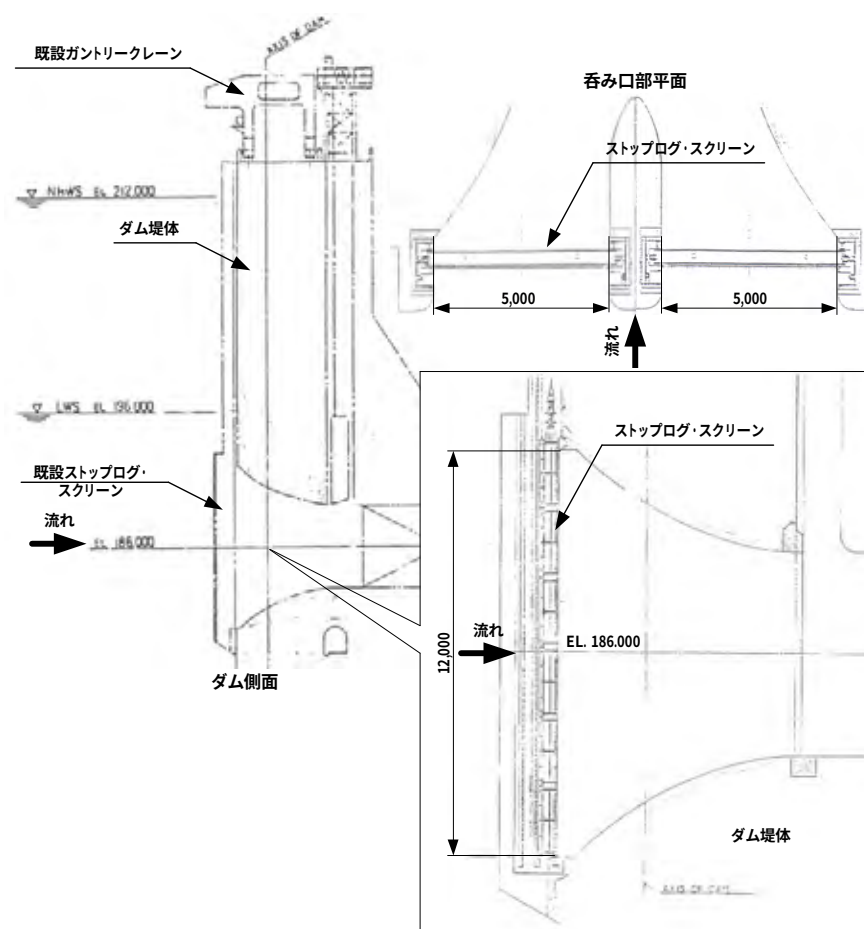
得失	スクリーン通過面積を、既設の 70%弱まで確保できるため、流速を低く抑えられる。スクリーンをダム天端まで延長するため、鋼材重量が大きく、レーキも新たに設けなければならない。	既設ガントリークレーンを共用でき、可動式であるため、スクリーンの維持管理が水上部で可能である。スクリーン通過流速は、呑み口部寸法によるため、低減できない。
コスト	スクリーン重量は、II.案の 3 倍以上となり、レーキの新設を考慮すると、II.案の工事コストに対して、4 倍程度となる。	戸当りはストップログと兼用であることから、スクリーンのみで済む。

Prepared by the JICA Survey Team

II.案はスクリーン通過流速が速くなるが、損失水頭の増加は数センチメートルであり水車の有効落差にほとんど影響はない。また可動式であるため引き上げて地上で維持管理が可能である。流速の増加により振動に対する検証が必要となるが、コストにおいても維持管理における操作性においても II.案が有利である。

3) 取水口ストップログ

既設 40,000 kW の水車発電機の取水口は、径間 5.0 m 高さ 12.0 m の呑み口 2 条から構成されている。水路および取水口ゲート戸当りの維持管理時にこの呑み口を止水するため、径間 5.0 m 高さ 2.05 m のストップログが 12 枚用意されており、ガントリークレーンで設置・撤去の操作を行う。既設を下図に示す。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 8.3.4 Existing Stop Log

拡張計画でも、取水口ゲートおよび水路の維持管理用に、ストップログを設置する必要がある。既設ストップログの共用が可能であれば、設備コストの低減を実現できるが、呑み口寸法が拡張計画では呑み口ストップログの径間が既設よりも長くなるため、既設ストップログの共用はできない。一方、既設ガントリークレーンは走行レールと給電ケーブルの延長により共用が可能であり、設備コストの低減を図るために、既設クレーンの利用が可能な巻き上げ荷重となるように計画する。

既設ガントリークレーンの巻き上げ能力は、6 トンであることから、拡張計画におけるストップログ 1 枚の重量は、6 トン以下となるよう製作することでガントリークレーンの共用が可能となる。ストップログの径間が既設より長くなることによる重量の増加を、ストップログ 1 枚の高さを低くすることで重量を 1 枚 6 トン以下に抑えるよう設備規模を計画する。

既設ガントリークレーンは第一期建設計画で設置されたもので、完工後 38 年を経過している。しかし、劣化した電気品と破損した部品については、2004 年のリハビリプロジェクトにより更新されている。従って、既設ガントリークレーンの全面的な更新は予定されておらず、今後も継続して使用される見込みである。

なお、堤体穴あけ案以外の代替案については、既設ガントリークレーンの共用ができないので、別途ストップログ・スクリーン重量にあわせた新規のガントリークレーンを設置する必要がある。

堤体穴あけ案の場合、工事施工中、ガントリークレーンが工事資機材の搬入を阻害するので、洪水吐を越えて右岸に退避させる必要がある。共用のためのレールの延長に加え、退避のための仮設レールが工事に含まれる。

4) 取水口ゲート

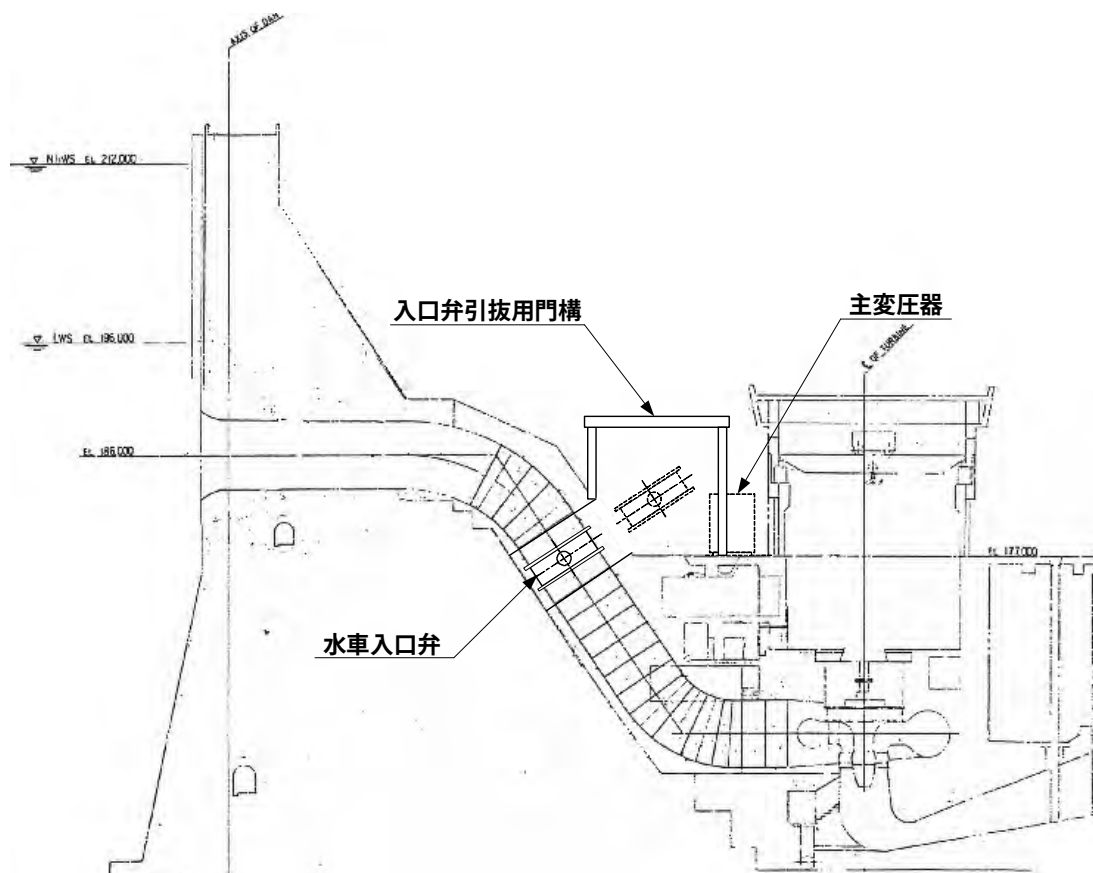
既設取水口ゲートは、水路の維持管理時に止水する機能に加えて、故障あるいは事故で水車ガイドベーンの閉塞が不可となった場合の流水遮断機能をもっている。拡張計画の場合も、同様の機能を持つ取水口ゲートの設置が必要となる。

ナムグム発電所のようにダム直下型の発電所の場合、水車発電機ごとに導水路が設けられることが多く、水路口径が大きい場合は経済性から水車入口弁を省略し、取水口ゲートに流水遮断機能を持たせる設計が多い。しかし、水車入口弁を設置し流水遮断機能をもたせれば、取水口ゲートを省略することも考えられる。拡張計画では、取水口ゲートの配置に加え、水車入口弁の設置の可能性について予備的に検討したが、以下に述べる理由で最適案の検討対象から外した。

a) 水車入口弁設置の可能性

水車スパイラルケーシングの直上流水平部には、ダムと発電所の現状の位置では、水車入口弁を配置するだけの空間が確保できないため、斜めになった水路の途中に配置する以外に設置場所がない。下図に水車入口弁設置案を示す。水車入口弁の物理的な設置は、可能ではあるが、図に示したように維持管理のための設備が大規模になることと、発電

所との十分な距離が確保できないため、主変圧器との干渉が起きる。従って、維持管理がほとんど困難な設備となるため、水車入口弁設置は採用しない。



Prepared by the JICA Survey Team

Figure 8.3.5 Example of Location of Inlet Valve

b) 取水口ゲートの配置検討

堤体穴あけ案以外の代替案では、取水口ゲートの形式は従来型のワイヤロープウインチ式開閉装置によるローラゲートが選択される。一方、堤体穴あけ案による代替案では、取水口ゲートの配置において次の3案が考えられる。

- i-1) ダム表面にローラゲートを配置し、ストップログは省略する案
- i-2) ダム表面にローラゲートを配置し、ストップログも配置する案
- ii) 鉄管の上部曲管直上流にボンネット形スライドゲートを配置する案

上記2案に加え、堤体に縦孔を掘削し既設と同形式ゲートを配置する案も考えられるが、縦孔掘削の堤体安定の検証実績がないことから、本計画では検討対象としなかった。各代替案の概要と得失についての比較を表に示す。

Table 8.3.12 Comparison of Intake Gate Layout Plan (1)

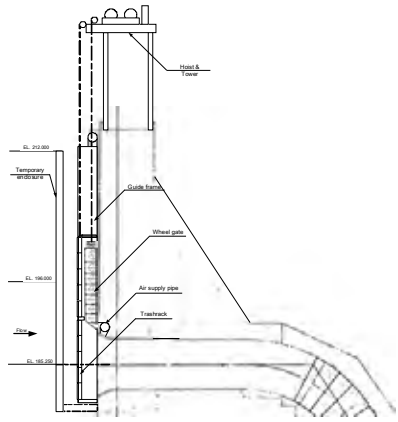
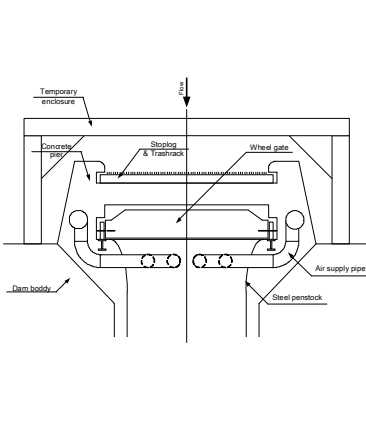
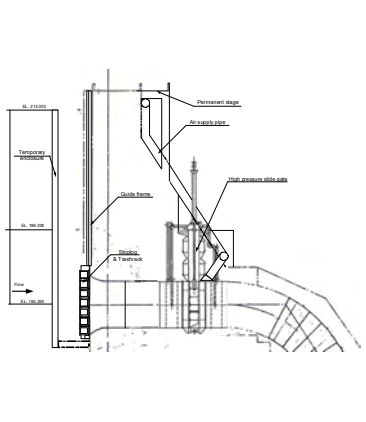
	i-1 案) ダム表面にローラゲートを配置し、ストップログは省略する案	i-2 案) ダム表面にローラゲートを配置し、ストップログも配置する案	ii 案) 鉄管の上部曲管直上流にボンネット形スライドゲートを配置する案
概念図			
構造	ローラゲートと可動スクリーンをダム上流面に配置する。ローラゲートとスクリーンのガイドフレームはゲート敷からダム天端まで全てステンレス鋼製となる。スクリーンは呑み口ベルマウス部ばかりでなく、取水口ゲートが中間位置で待機する部分も覆うだけの有効高さを持たせる。開閉装置タワーおよび巻上機は、仮締め切り工施工中に使用されるダム天端の仮設鋼台を撤去した後に、据付施工を行う。	ローラゲートの上流側にストップログと可動スクリーンを設置できるように、各設備をダム上流面に配置する。ストップログを設置するために、カーテンウォールと側壁をゲート敷からダム天端まで増設する。ストップログと可動スクリーンはガイドフレームを共用し、巻上機・開閉装置タワーに加え、ストップログ操作用のモノレールクレーンを設置する。仮締め切りは幅 13.5m 奥行き 5m が必要となる。	油圧で駆動されるボンネット形スライドゲートを、ダム下流側に設置する。 可動スクリーンとストップログをダム上流面に配置する。既設同様、ガイドフレームを共用し、既設ガントリークレーンの共用も図ることができる。ダム天端にゲート維持管理用のステージをコンクリートの永久構造物として建設する。
運転および維持管理	水車発電機の異常時に流水遮断操作を行うため、ゲートは呑み口直上部に常時待機する。常時、ゲートは上下流の水圧がバランスした状態で運転され、水車発電機の維持管理時に全閉となる。ゲートの維持管理が必要な場合は、可動スクリーンの上部カバーを開け、ゲートをダム天端まで引き上げて維持管理を行う。スクリーンの維持管理時は、スクリーンを水面上まで引き上げる。ゲートの維持管理期間中は、水車の水はガイドベーンにより止水されることになる。	ゲートの運転および維持管理は i-1 案と同様である。スクリーンの維持管理時は、モノレールクレーンによりスクリーンパネルを一枚ずつ引き上げて、ダム天端において保守を行う。ゲート及びゲートより上流の導水路を維持管理する場合、ストップログがモノレールクレーンにより操作される。	ガイドベーンの異常時における流水遮断を除き、ゲートは通常上下流水圧がバランス状態で操作される。ゲートは常時開状態であるが、水車発電機の維持管理時には全閉となる。スクリーンの維持管理時は、既設ガントリークレーンによりスクリーンパネルを一枚ずつ引き上げて、ダム天端において保守を行う。ゲート及びゲートより上流の導水路を維持管理する場合、既設ガントリークレーンによりストップログを操作する。ゲート・油圧開閉装置の引抜が必要な場合は、ダム天端ステージからトラッククレーンで吊り上げる。

Table 8.3.13 Comparison of Intake Gate Layout Plan (2)

	i-1 案) ダム表面にローラゲートを配置し、ストップログは省略する案	i-2 案) ダム表面にローラゲートを配置し、ストップログも配置する案	ii 案) 鉄管の上部曲管直上流にボンネット形スライドゲートを配置する案
概略費用と得失	コスト：1.67 百万ドル 取水口ゲート、可動スクリーン、ガイドフレーム、巻上機及び開閉装置タワー、空気管など ダム堤体上流面に制水ゲートを設置する形式は、一般的で ii 案に比べ、ダムの掘削量が少ない。 ストップログを設置しないため、ゲートの維持管理時にはガイドベーンで水路の止水をしなければならない。また、ゲートのガイドフレームは維持管理ができない構造である。建設期間は ii 案より長くなる。	コスト：3.04 百万ドル 取水口ゲート、可動スクリーン、ストップログ、ガイドフレーム、巻上機及び開閉装置タワー、モノレールクレーン、空気管など(仮設および土木工事の増分を含む) 取水口設備の必要機能を全て満足した配置である。 建設期間が 3 案中最も長くなる。仮設及び土木工事費が 3 案中最も高価となるため、設備全体として建設費用が大きい。	コスト：1.6 百万ドル スライドゲート、油圧開閉装置、可動スクリーン、ストップログ、ガイドフレーム空気管など 取水口設備の必要機能を全て満足した配置である。建設期間は 3 案中最も短い。 計画寸法と同規模のボンネット形スライドゲートの実施例が少ない。
評価	ストップログを設けないため、取水口ゲートのガイドフレームの維持管理が実施できない点が、問題である。	3 案中、最も工期が長く、建設費用も高いため、採用は不適當である。	取水口設備の必要機能を全て満足し、工期・費用とも最も有利であり、採用案として適當。

Prepared by the JICA Survey Team

堤体穴あけ案における取水口ゲートの配置の代替案では、3 案中の ii 案が取水口設備の機能と維持管理、工期・建設費を考慮すると最も有利であることから、ボンネット形スライドゲートをゲート形式の採用案とする。

(2) 水圧鉄管路

拡張計画では、取水口呑み口部のベルマウスから、発電所の水車スパイラルケーシング入り口までを、水圧鉄管で導水する形式で検討する。鉄管は、既設水車発電機と同様にすべて埋設鉄管となる。

鉄管は、最小板厚の検証、静水圧+水撃圧の設計水圧による検討、設計外水圧の検討により板厚・材質を決定する。設計外水圧に対して、既設鉄管路では補剛スティフナーを採用せずに板厚により強度を持たせた設計となっている。大口径鉄管の外周に補剛材を取り付けないことにより製作工数を軽減する設計となっており妥当な方法である。従って、拡張計画においても既設の設計手法を踏襲し、補剛材は取り付けずに板厚により外水圧に対抗する。ただし既設鉄管と同様、スラストカラー¹は設ける。鉄管路の据付けは、土木工事工程に合わせ次に示す 3 工区による実施を計画する。

¹スラストカラー：流水により鉄管に発生する軸方向力をコンクリートに伝達するために、鉄管外周に取り付けられたつば

	工区の位置	搬入路 — 据付け方向
第一工区：	ベルマウス	仮締め切り工から一体で吊り降ろし設置
第二工区：	ベルマウスから下流水平部および上部曲管まで	堤体穴あけのための仮設鋼台から、鉄管を搬入し、上流側から下流へ順次据付け
第三工区：	上部曲管終端部から水車スパイラルケーシング始点まで	堤体穴あけ仮設鋼台撤去後、EL. 177.0 m より吊り降ろし、水車スパイラルケーシング始点から上流へ向けて据付ける。

鉄管は、ナムグム発電所近傍に現場組立工場を仮設し、現場工場で単位管の完成品を製作し、据付け現場へ搬送する計画で、搬入路や据付け工程などを決定する。

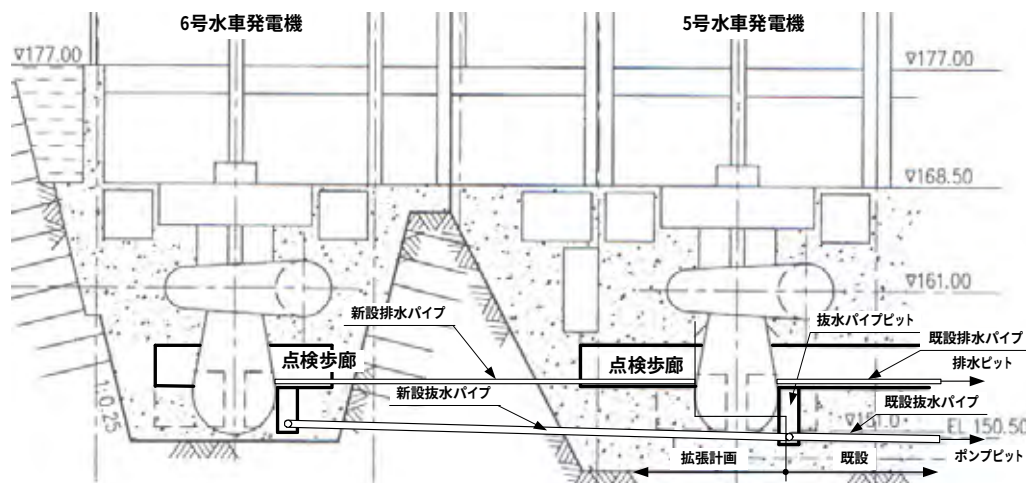
(3) 発電所内排水設備

既設発電所の排水設備は、所内の一般排水と水車軸封水の排水を目的とした所内排水設備と、水車点検時にドラフトチューブを排水するドラフトチューブ排水設備が設置されている。各設備は次のように1・2号水車側と3・4・5号水車側で分かれている。

- ① 1・2号水車側所内排水設備
- ② 1・2号水車ドラフトチューブ排水設備
- ③ 3・4・5号水車側所内排水設備
- ④ 3・4・5号水車ドラフトチューブ排水設備

水車軸封水の排水は、排水管が所内排水ピットにまで延長されている。排水ピットの水位がポンプ起動水位に達すると、排水ポンプが自動起動するようになっている。排水運転により排水ピットの水位が下がるとポンプは自動停止する。

1・2号水車ドラフトチューブ排水設備は、ドラフトチューブ内の水がいったん排水用の排水ピットに排水される。排水用のポンプによりピット内の水を排水することになる。一方、3・4・5号水車ドラフトチューブ排水設備は、排水ポンプに各水車のドラフトチューブの排水管が直結していて、排水を貯留するピットは設置されていない。拡張計画で、5号水車発電機に隣接して拡張する場合は、3・4・5号水車側排水設備の共用も可能であるが、新設の排水管と排水管を下図に示すように既設管と接続する必要がある。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 8.3.6 Pipe Arrangement for the Case of Sharing Existing Drainage Facility

拡張計画の新規水車と 5 号水車の間には基礎岩盤を残す必要がある。従って、排水パイプと排水パイプを連結させるためには、岩盤にトンネルを掘削する必要がある。排水設備を共用する場合と、独立して設置する場合の比較を表に示す。

Table 8.3.14 Comparison of Drainage Facility Plans

比較案	①共用案	②独立設置案
得失	新たな、ポンプ設備を設置する必要がない。基礎岩盤および 5 号水車近傍のコンクリート中に配管を通すトンネルを掘削する必要がある。 排水パイプピットの中で既設パイプと接続するが、施工の十分なスペースが確保できない。 軸封水の排水量が増加するため、既設排水ポンプの起動頻度が上がる。 排水パイプは拡張計画の水車までの延長が長くなるので、ポンプ吸込側管路損失が大きくなりポンプ更新の可能性がある。	既設設備との接続など、取り合いの制約条件がない。 岩盤やコンクリート掘削による既設構造物への影響がない。 ①案より工期は短く、建設コストも少なく済む。 ①案に比べ、ポンプの維持管理費が、既設に加えて拡張計画の設備にも発生する。
評価	将来の維持管理において有利であるが、岩盤及びコンクリートのトンネル掘削施工を考慮すると、採用は不適当と判断する。	維持管理費が既設と別途発生することになる点が不利であるが、施工費用及び工期などを考慮すると、採用が妥当と判断する。

最適規模の検討では上記の比較から、所内排水設備・ドラフトチューブ排水設備とも既設と独立して設置する計画を採用する。

(4) 放水口設備

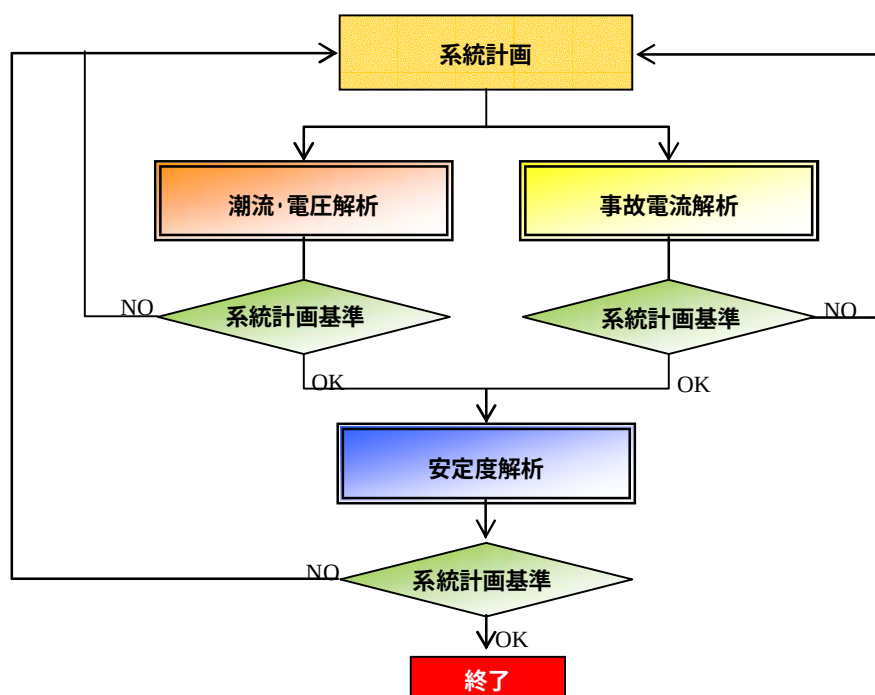
水車点検のために放水口にはドラフトチューブストップログを設置する。既設と同規模の水車の場合、既設ドラフトチューブストップログと同じ寸法とすることが可能となるので、既設ストップログの共用が可能である。また、ストップログ操作のガントリークレーンについても、レールおよび給電ケーブルの延長により、共用が可能となる。既設ガントリークレーンの開閉容量は 7.6 トンであるので、容量にあわせてストップログ重量を調整すれば、ストップログ寸法が若干変わる場合にも、既設ガントリークレーンの共用は可能である。

工事期間中、ガントリークレーンが資機材の搬入を阻害するので、発電所の壁に寄せて退避させることにより、アクセスを確保する。移設には、ジャッキアップにより移動装置を装着する方法を検討する。

8.3.6 系統解析

(1) 概説

ナムグム第一発電所拡張事業後に当たる 2016 年断面のビエンチャン市内を中心とした C1 地域の系統について、各代替案の拡張後に電力系統が適切に機能することを確認する上で基本検討項目である潮流・電圧、短絡事故電流、安定度が系統計画基準を満たすかどうかを系統解析により確認した。解析フローを下図に示す。



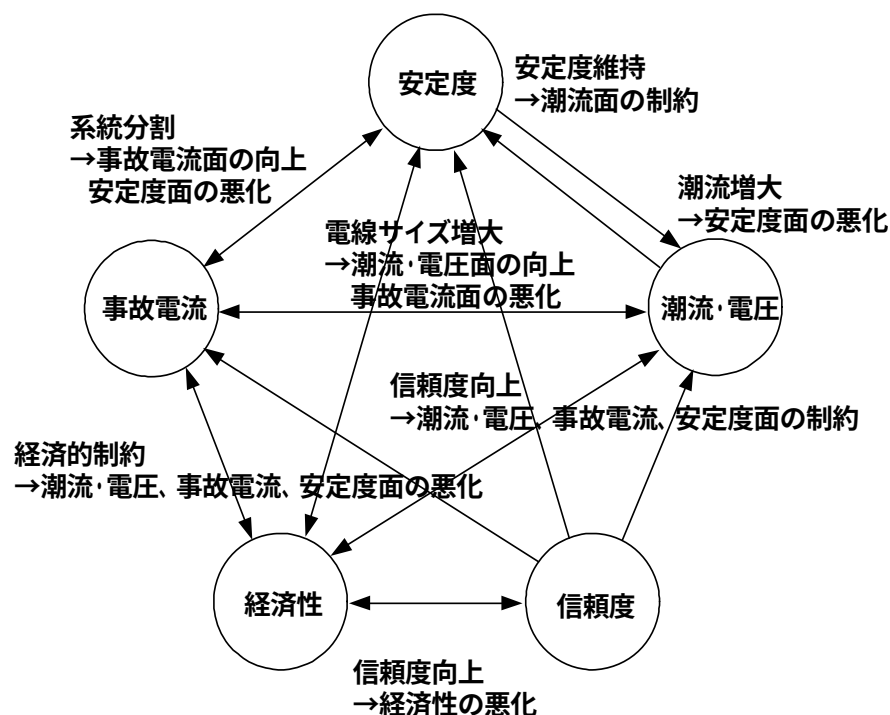
Prepared by JICA Survey Team

Figure 8.3.7 Study Flow of Power System Analysis

解析にあたっては系統に以下の問題点が生じていないかを中心に評価する。

- | | |
|----------------|-----------------------|
| a) 電力潮流・系統電圧解析 | : 過負荷や異常電圧が生じないか確認 |
| b) 事故（短絡）電流解析 | : 過大な事故電流が生じないか確認 |
| c) 安定度解析 | : 発電機が安定した運転を継続できるか確認 |

上記基本検討項目は、下表に示すように、相互に影響しあい、相反する性質を持っていることがある。例えば電線サイズを大きくする（または回線数を増加する）ことで、ある区間の送電線過負荷が解消できる一方、線路インピーダンスが減少することにより事故電流が増大してしまう。このため、上記全ての基本検討項目について系統計画基準を満足しない場合、送電線の増強、または改修を必要とすることとした。



Source: JICA ラオス国送変電設備マスタープラン調査ファイナルレポート P.VI-23

Figure 8.3.8 Interrelationships among System Analysis Study Items

(2) 解析ツール

EdL が保有し、現在実施中の JICA 系統チームも使用している系統解析ソフトウェアである PSS/E (Pwer System Simulator for Engineering) ver.31.1.0 により系統解析を行った。

PSS/E は、米国の Siemens Power Technologies International (Siemens PTI) 社によって開発された系統解析ソフトウェアである。PSS/E は現在 115 ヶ国を超える国々において電力会社、エンジニアリング会社、教育機関などで導入されており、国際的にも汎用的なソフトウェアである。PSS/E は定常時・故障時の送電系統解析や発電機動作のシュミレーションを行える。解析機能は、潮流・電圧解析をはじめ、事故電流解析、安定度解析など、多岐にわたっており、解析精度及び結果の信頼性も高いものである。

(3) 基本的な技術基準及び検討条件

基本的な技術基準及び検討条件は 4.3.2 項に述べた通りとする。

(4) 電力潮流・電圧解析

ナムグム第一発電所拡張事業後に当たる 2016 年断面の送電線負荷容量が最も大きい雨季における設備健全時の潮流・電圧解析を実施した。解析実施上の仮定条件は次の通り。

- 1) 各変電所における負荷は、雨季のピーク負荷の場合を仮定した。
- 2) 雨季において、設備健全時のタイ EGAT 系統側 Sirindhom～Ubon 間の 115 kV 送電線 (2

回線)が過負荷となっており、安定度が収束しない。このため、本来タイ側の系統の増強は EdL の系統計画範囲外であるが、同区間の回線数を 2 回線増加し、4 回線化すること、安定度計算の収束を図った。

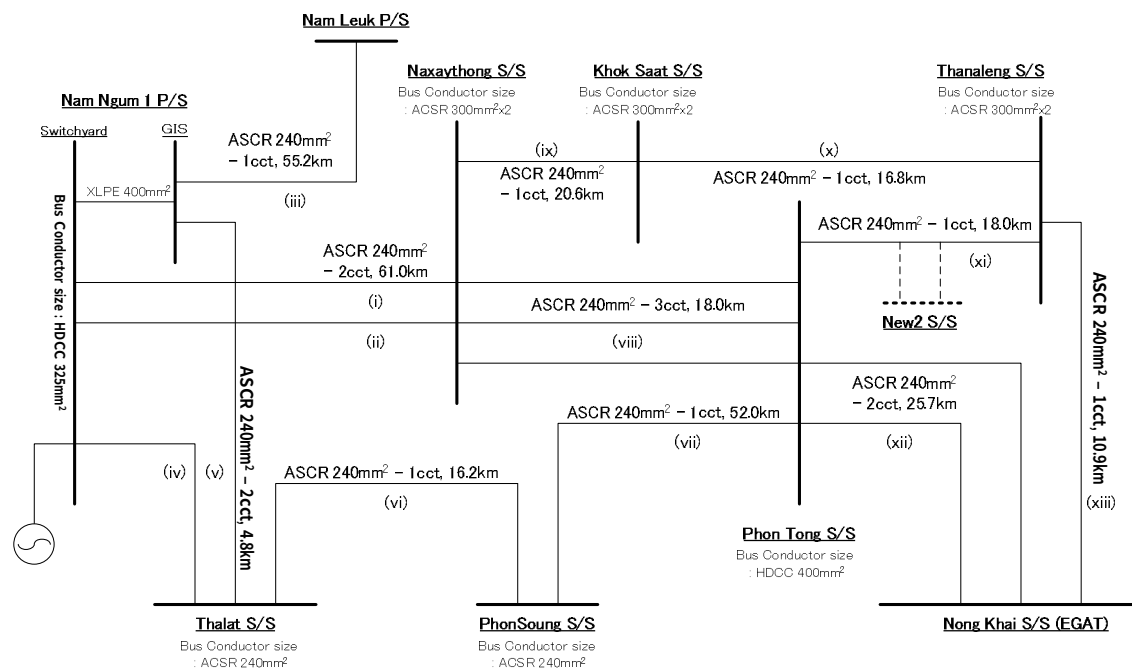
- 3) Hongsa Lignite の 500/115 kV 変圧器は、雨季にラオスからタイ側への電力輸出量を 119 MW 増大させてしまうことにより、変圧器が過負荷となってしまうため、通常運用状態においては、同変圧器を開放することとした。

上記仮定条件のもと、本拡張事業がナムグム第一発電所周辺、およびビエンチャン周辺の送電線と変電所主母線にあたえる影響を解析した。なお、定常運転時と単一設備事故の場合 (N-1 条件) についてそれぞれの解析を行った。N-1 条件は以下の 2 つ条件のそれぞれで解析を行った。

N-1 条件

- 1) 115kV 送電線一回線故障：ナムグム第一発電所 ～ タラット変電所
- 2) 115kV 送電線一回線故障：ナムグム第一発電所 ～ ナサイトン変電所

対象とした送電線は下図に示す通りである。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 8.3.9 Transmission Lines and Substations in C1 area intended for the Analysis

上図に示したナムグム第一発電所に接続されている送電線 (5 回線) の他、拡張事業が影響を与えと考えられるビエンチャン周辺の送電線についても過負荷が生じないか解析を行った。

各拡張容量における、ナムグム第一発電所周辺、およびビエンチャン周辺の送電線の電流潮流の結果を下表に、拡張の影響が考えられる変電所主母線の最大負荷の結果を Table 8.3.17 に示す。なお、赤字で記載の箇所は送電線および変電所主母線の過負荷を示す。

Table 8.3.15 Results of Load Flow of Transmission Line (around Nam Ngum 1 P/S)

Transmission Line		NN1-NXA		NN1-NLE	NN1-TLA		TLA-PSO	PSO-PTO
MW	Line No.	(i)	(ii)	(iii)	(iv)	(v)	(vi)	(vii)
Without Expansion	Normal	64.9	64.9	-27.1	27.4	27.4	81.3	61.4
	N-1	TLA fault	65.6	-26.5	52.0		80.3	60.5
		NXA fault	94.6	-15.8	43.0	43.0	96.3	76.0
40	Normal	72.6	72.6	-19.7	35.4	35.4	86.3	68.0
	N-1	TLA fault	73.7	-18.9	67.5		86.9	66.8
		NXA fault	94.8	-7.1	53.4	53.4	105.2	84.4
60	Normal	76.5	76.5	-16.0	39.4	39.4	91.6	71.4
	N-1	TLA fault	77.7	-15.0	75.2		90.3	70.0
		NXA fault	99.9	3.0	58.6	58.6	109.6	88.5
80	Normal	80.4	80.4	-12.2	43.5	43.5	95.3	74.7
	N-1	TLA fault	81.7	-11.2	83.0		93.6	73.2
		NXA fault	105.0	3.0	63.8	63.8	114.0	92.7
120	Normal	88.2	88.2	5.0	51.7	51.7	102.3	81.3
	N-1	TLA fault	89.8	4.0	96.7		100.3	79.4
		NXA fault	115.2	11.7	74.2	74.2	122.8	100.9

(MVA)

NN1: Nam Ngum 1 P/S NXA: Naxaithong S/S NLE: Nam Leuk P/S TLA: Thalat S/S
 PSO: Phon Soun S/S PTO: Phon Tong S/S
 Prepared by the JICA Survey Team

Table 8.3.16 Results of Load Flow of Transmission Line (around Vientiane)

Transmission Line		NXA-PTO	NXA-KSA	KSA-TNA	PTO-TNA	PTO-NK	TNA-NK
MW	Line No.	(viii)	(ix)	(x)	(xi)	(xii)	(xiii)
Without Expansion	Normal	64.0	15.9	77.7	38.8	55.0	68.7
	N-1	TLA fault	64.2	77.7	38.7	55.0	68.7
		NXA fault	57.0	78.5	37.0	55.3	68.5
40	Normal	67.5	14.1	81.8	40.2	63.1	76.7
	N-1	TLA fault	67.9	81.8	40.1	63.1	76.7
		NXA fault	59.9	83.0	38.1	61.3	76.2
60	Normal	69.4	13.6	84.2	41.7	66.3	79.6
	N-1	TLA fault	69.8	84.2	41.6	66.3	79.6
		NXA fault	61.3	85.4	39.4	64.3	79.1
80	Normal	71.3	13.4	86.5	43.2	69.4	82.5
	N-1	TLA fault	71.7	85.6	43.1	69.4	82.4
		NXA fault	62.8	87.8	40.7	67.2	81.9
120	Normal	74.9	13.7	91.2	46.3	75.7	88.2
	N-1	TLA fault	75.4	91.2	46.1	75.6	88.1
		NXA fault	65.3	91.8	43.5	72.8	87.5

(MVA)

NXA: Naxaithong S/S PTO: Phon Tong S/S KSA: Khok Saat S/S TNA: Thanaleng S/S
 NK: Nong Khai S/S (EGAT)
 Prepared by the JICA Survey Team

Table 8.3.17 Results of Maximum Load of Main Bus of Substations

Substations			NN1 P/S	TLA S/S	PSO S/S	NXA S/S	PTO S/S	KSA S/S	TNA S/S
Conductor Size			HDCC325	ACSR240	ACSR240	ASCR300x2	HDCC400	ASCR300x2	ASCR300x2
MW	Current	(A)	875	590	590	1394	950	1394	1394
without Expansion	N-1	TLA fault	191.2	106.3	80.3	288.0	269.9	246.0	178.7
		NXA fault	126.1	120.4	96.3	266.3	265.2	254.3	179.6
40	N-1	TLA fault	230.5	112.0	86.9	299.1	287.5	252.3	190.5
		NXA fault	155.8	129.8	105.2	274.6	281.9	261.1	192.0
60	N-1	TLA fault	250.1	114.0	90.3	305.0	295.4	256.8	196.8
		NXA fault	181.4	134.9	109.6	279.0	289.2	265.3	198.2
80	N-1	TLA fault	269.7	117.6	93.6	314.2	303.1	261.2	203.1
		NXA fault	196.9	143.2	114.0	283.0	296.3	269.5	202.4
120	N-1	TLA fault	314.8	119.5	100.3	327.2	318.5	270.4	215.5
		NXA fault	236.6	166.5	122.8	290.8	309.5	274.4	214.9

(MVA)

NN1: Nam Ngum 1 P/S NXA: Naxaithong S/S TLA: Thalat S/S PSO: Phon Soung S/S PTO: Phon Tong S/S

KSA: Khok Saat S/S TNA: Thanaleng S/S

Prepared by the JICA Survey Team

各拡張容量別の潮流・電圧解析の結果と各送電線の送電容量の推移、また、ビエンチャン市内を含めた影響が考えられる変電所主母線の最大負荷の推移を Appendix A に示す。これらより、ナムグム第一発電所～ナサイトン変電所間の 115 kV 送電線 1 回線が故障した場合、他の送電線に与える影響がもっとも大きくなる。また変電所についても、ナムグム第一発電所～ナサイトン変電所間の 115 kV 送電線 1 回線が故障した場合、ビエンチャン市内の変電所の主母線に与える影響は大きいことが確認された。これらよりナムグム第一発電所～ナサイトン変電所間の送電線は、ナムグム第一発電所から発電した電力をビエンチャン市内へ電力を供給するための重要な役割を担うことが確認された。

拡張容量ごとの各送電線、及び変電所主母線の電線の負荷占用率を Table 8.3.18 にまとめた。なお、ハッチング箇所は過負荷を示し、送電線及び変電所主母線の増設、または改修の必要性がある場所を示している。

Table 8.3.18 Percentage on Current Carrying Capacity of Conductors

Expansion Capacity (MW)			40			60			80			120		
Consditions			Normal Condition	N-1 Criteria		Normal Condition	N-1 Criteria		Normal Condition	N-1 Criteria		Normal Condition	N-1 Criteria	
				TLA Fault	NXA Fault		TLA Fault	NXA Fault		TLA Fault	NXA Fault		TLA Fault	NXA Fault
Transmission Line	NN1-NXA	61.0 km	76%	61%	79%	80%	65%	83%	84%	68%	88%	92%	75%	96%
	NN1-TLA	4.8 km	37%	56%	45%	41%	63%	49%	45%	69%	53%	54%	81%	62%
	NN1-NLE	55.2 km	21%	16%	6%	17%	13%	3%	13%	9%	3%	5%	3%	10%
	TLA-PSO	16.2 km	90%	72%	88%	95%	75%	91%	99%	78%	95%	107%	84%	102%
	PSO-PTO	52 km	71%	56%	70%	74%	58%	74%	78%	61%	77%	85%	66%	84%
	NXA-PTO	18 km	70%	57%	50%	72%	58%	51%	74%	60%	52%	78%	63%	54%
	NXA-KSA	20.6 km	15%	12%	17%	14%	11%	16%	14%	11%	16%	14%	11%	15%
	KSA-TNA	16.8 km	85%	68%	69%	88%	70%	71%	90%	71%	73%	95%	76%	77%
	PTO-TNA	18 km	42%	33%	32%	43%	35%	33%	45%	36%	34%	48%	38%	36%
	PTO-NK	25.7 km	66%	53%	51%	69%	55%	54%	72%	58%	56%	79%	63%	61%
	TNA-NK	10.9 km	80%	64%	64%	83%	66%	66%	86%	69%	68%	92%	73%	73%
Sustation	NN1 P/S	HDCC 325mm ²		132%	90%		144%	104%		155%	113%		181%	136%
	TLA S/S	ACSR 240mm ²		93%	108%		95%	112%		98%	119%		100%	139%
	PSO S/S	ACSR 240mm ²		72%	88%		75%	91%		78%	95%		84%	102%
	NXA S/S	ACSR 300mm ² x2		100%	92%		102%	94%		105%	95%		110%	98%
	PTO S/S	HDCC 400mm ²		152%	149%		156%	153%		160%	157%		169%	164%
	KSA S/S	ACSR 300mm ² x2		85%	88%		86%	89%		88%	90%		91%	92%
	TNA S/S	ACSR 300mm ² x2		64%	64%		66%	67%		68%	68%		72%	72%

Prepared by the JICA Survey Team

Table 8.3.18 より、送電線及び変電所の増設および改修につき、以下の結論が言える。

1) 送電線

- a) 40 MW、60 MW、80 MW のナムグム第一発電所の拡張の場合では、いずれの送電線においても過負荷が生じないことから送電線の増設、および改修の必要はない。
- b) 120 MW のナムグム第一発電所の拡張の場合、定常時及び N-1 条件時共にタラット変電所～フォンスン変電所間の 115 kV 送電線 1 回線が過負荷となる。フォンスン変電所の母線構成は 115 kV 送電線 1 回線のみ対応した T 分岐であるため、新規の送電線を接続するには変電所の大幅な増設・改修が必要となる。タラット変電所～フォンスン変電所間の送電負荷を減らすためには、ナムグム第一発電所からナイサイトン変電所間、もしくはヒンフップ変電所間に 115 kV 送電線 1 回線を追加する必要がある。
- c) ビエンチャン周辺については、いずれの送電線にも過負荷は生じず、送電線の増設または改修は必要ないことが確認された。

2) 変電所母線

- a) いずれの代替案においても、ナムグム第一発電所内開閉所、およびタラット変電所の主母線は過負荷となるため、より電流容量の大きい電線に張り替える必要がある。
- b) 120 MW のナムグム第一発電所の拡張の場合、フォンスン変電所の主母線が過負荷となるため、より電流容量の大きい電線に張り替える必要がある。
- c) 60 MW 以上のナムグム第一発電所の拡張の場合、ナサイトン変電所の主母線が過負荷となるため、より電流容量の大きい電線に張り替える必要がある。
- d) フォントン変電所の主母線については、いずれの代替案においても過負荷になることが確認された。ただし、これらの変電所はナムグム第一発電所の拡張を行うに問わず、主母線が過負荷になることが、Table 8.3.17 より分かる。

(5) 短絡故障電流解析

2016 年におけるラオスの電力系統の最大 3 相短絡電流の計算を行った。ナムグム第一発電所の各拡張容量ごとに算出した最大 3 相短絡電流値と発生箇所は下表の通りであり、許容最大事故電流値以下となっている。

Table 8.3.19 Short Circuit Fault Current for each Expansion Plan

NN1 拡張容量	230kV 母線		115kV 母線		22kV 母線	
40MW	20.47kA	Ban Sok	12.02kA	Naxaithong	23.30kA	Phonetong
60MW	20.47kA	Ban Sok	12.10kA	Naxaithong	23.35kA	Phonetong
80MW	20.47kA	Ban Sok	12.10kA	Naxaithong	23.35kA	Phonetong
120MW	20.47kA	Ban Sok	12.24kA	Naxaithong	23.44kA	Phonetong
許容短絡電流値	40~50kA		25~31.5kA		25~31.5kA	

Prepared by the JICA Survey Team

(6) 安定度解析

系統を構成する機器の事故時においても、系統上の全ての発電機が同期運転を維持し、安定して運転される時、その系統は安定であるといえる。系統安定度は、系統を構成する機器の最過酷単一設備事故時に、発電機回転子間の位相角の動揺が収束する傾向にある場合、安定であると判断

とする基準により計算を行った。検討ケースを下表に示す。

Table 8.3.20 Analysis cases for Stability

拡張容量	ケース	安定度ケース	事故区間 (1cct)		
40MW	NN1_40MW_1_TLA_fault	Angle	NN1	-	TLA
	NN1_40MW_2_NXA_fault		NN1	-	NXA
60MW	NN1_60MW_1_TLA_fault	Angle	NN1	-	TLA
	NN1_60MW_2_NXA_fault		NN1	-	NXA
80MW	NN1_80MW_1_TLA_fault	Angle	NN1	-	TLA
	NN1_80MW_2_NXA_fault		NN1	-	NXA
120MW	NN1_120MW_1_TLA_fault	Angle	NN1	-	TLA
	NN1_120MW_2_NXA_fault		NN1	-	NXA
事故シーケンス	0ms	1 回線 3 相短絡故障			
	140ms	事故除去 (1 回線開放)			
	10s	計算終了			

NN1: Nam Ngum P/S TLA: Thalat S/S NXA: Naxaythong S/S

Prepared by the JICA Survey Team

発電機モデルについては、EdL から提供されたデータを使用した。但し、一部の計画発電機でモデルが不明のものについては次表に示す突極機モデルを適用した。

Table 8.3.21 Generator Model for the unknown Planned Generator: GENSAL

T'_{d0}	T''_{d0}	T'''_{d0}	H	D	X_d	X_q	X'_d	X''_d	X_l	S(1.0)	S(1.2)
6.27	0.041	0.047	4.01	0	0.93	0.61	0.31	0.2	0.13	0.1	0.37

Prepared by the JICA Survey Team

計画発電機には、励磁系モデルとして単純モデルを適用した。単純モデルは、特殊な励磁システムのタイプではなく、広範囲の適切に整定された励磁システムの一般的な特徴を示すもので、次表に示す通りである。

Table 8.3.22 Exciter Model: SEXS

T_A/T_B	T_B	K	T_E	E_{MIN}	E_{MAX}
0.1	10	200	0.05	0	5

Prepared by the JICA Survey Team

次表に示す発電機には、Power System Stabilizer (PSS) を適用した。また、ガバナはラオス系統の発電機については全てオフとした。PSS モデルは、Table8.3.24 に示す通りである。

Table 8.3.23 Generators with PSS

大規模 IPP ユニット	Nam Ngum 2, Nam Ngum 3, Nam Theun 1, Nam Ngiep 1, Hongsa Lignite, Theun Hinboun, Nam Theun 2, Houay Ho, Xekaman 3, Xekaman 1, Xekong 4*, Xekong 5*
国内供給用ユニット	Nam TLA 1, Nam Khan 2, Houaylamphan*

Prepared by the JICA Survey Team

Table 8.3.24 PSS Model : IEEEEST

A1	A2	A3	A4	A5	A6	T1	T2	T3
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.06	0.18	0.06
T4	T5	T6	Ks	Lsmax	Lsmin	Vcu	Vcl	
0.18	5.00	5.00	-0.75	0.10	-0.10	0.00	0.00	

Prepared by the JICA Survey Team

(7) 解析結果

南部セセット発電所を基準としたナムグム第一発電所の新規発電機を含む C1 地域の主な発電機との間の発電機回転子相差角振動の様子を Appendix A に示す。なお、線の色と対応する発電機の

関係は次の通り。

緑	:	Nam Ngum 1 Unit 1 (17.5 MW)
青	:	Nam Ngum 1 Unit 6 (新規発電機：40~120 MW)
水色	:	Nam Leuk
赤	:	Nam Mang 3
黄色	:	Nam Lil 1/2

Table 8.3.25 Results of Stability Analysis

拡張容量	ケース	安定度ケース	事故区間 (1cct)			結果
40MW	NN1_40MW_1_TLA_fault	Angle	NN1	-	TLA	安定
	NN1_40MW_2_NXA_fault		NN1	-	NXA	安定
60MW	NN1_60MW_1_TLA_fault	Angle	NN1	-	TLA	安定
	NN1_60MW_2_NXA_fault		NN1	-	NXA	安定
80MW	NN1_80MW_1_TLA_fault	Angle	NN1	-	TLA	安定
	NN1_80MW_2_NXA_fault		NN1	-	NXA	安定
120MW	NN1_120MW_1_TLA_fault	Angle	NN1	-	TLA	発散
	NN1_120MW_2_NXA_fault		NN1	-	NXA	発散
事故シーケンス	0ms	1 回線 3 相短絡故障				
	140ms	事故除去 (1 回線開放)				
	10s	計算終了				

Prepared by the JICA Survey Team

安定度解析の結果、ナムグム第一発電所の新規発電機の出力が大きくなるにつれ、収束しにくくなり、発散する傾向が見られた。即ち、80 MW の拡張までは振幅が大きくなり、比較的大きな発散は見られない。一方、120 MW の拡張時には振幅が大きくなり、発散するため安定しないことが確認された。これらの対処として、国内需要供給を行う大容量の発電所において PSS の設置を行うか、または回線距離が長く電力潮流の大きい送電線の回線追加などの方法をとる必要がある。また、(3)電力潮流・電圧解析の結果にて示したとおり、ナムグム第一発電所～ナサイトン変電所間の送電線は、ビエンチャン市内への電力供給に大きな役割を担っていることより、送電負荷の大きいナムグム第一発電所～ナサイトン変電所間の 115 kV 送電線 1 回線の 3 相短絡事故時の方が、ナムグム第一発電所～タラット変電所間の 115 kV 送電線 1 回線の 3 相短絡事故時に比べ、収束しにくい傾向にあることが確認された。

(8) フォントン変電所母線過負荷対策

(4)電力潮流・電圧解析にて検討したように、2016 年断面において、ナムグム第 1 発電所の拡張を行わない場合でも、ビエンチャン首都圏を中心とした大需要地への電力供給のため、フォントン変電所の 132kV 母線容量が過負荷となる。これらを回避するために、ナサイトン変電所～ヒンフップ変電所間に 220kV 送電線がされ、ナムグム 5 発電所などの国内供給用発電所が完成して両変電所への供給が大きくなる 2012 年頃までに変電所母線をより容量の大きいコンダクターに張替える必要がある。既設の母線構成は二重母線方式を採用していることより、片側の母線を張替える間でも、もう一方の母線で電力需給が可能なことから、計画停電時間を殆ど考慮せず母線の張替え作業が可能である。なお、変電所母線のサイズを変更する際には、遮断器や断路器などの機器から母線に接続するケーブル、また、機器におけるケーブルコネクタ等の変更も同時に検討しなければならない。

8.3.7 代替案の技術的考察

上記 8.3.2 節から 8.3.6 節に亘って各比較代替案の技術的検討を行い、それぞれの構造物や機器の基本仕様を決定した。Appendix E-3 に各比較代替案の基本仕様を一覧表にして示す。さらに、主要な代替案の概略設計図面(平面図および断面図)を Appendix E-1 に示す。

各比較代替案について技術的観点からの考察を行った。その結果を次表に列記する。

Table 8.3.26 Engineering Assessment of Each Alternative

比較案	規模	長所	短所
A1	40 MW	- 取水口工事のためダムの上流面に高水深の仮締め切り工が必要だが、日本に多くの実績があり、独立型取水塔仮締め切りに比べ施工は容易である。 - 他の案と比べ水路長が短く水路水頭損失も少なく発電に有利である。また発電所が最もコンパクトになり経済的である。 - 拡張規模が 40MW で既存の機器と同じであり、所内天井クレーンは走行路を延ばせば既存の設備をそのまま使用できる。	- 発電所拡張用地が窮屈で、狭くて深い場所での工事となり、アクセスも難しく施工は必ずしも容易でない。 - ダム穴あけ工事のため、ダムと既存発電所変圧器の間のスペースに斜路を設ける必要がある。その期間変圧器の大規模保守はできない。
A2	60 MW	- 取水口が A1 案より大型となり、そのための仮締め切りも大規模になるが、独立型取水塔仮締め切りに比べ施工は容易である。 - 取水口から水車までの水路長が短く水路損失が小さい上、コンパクトな発電所になる。	- 発電所拡張用地が非常に窮屈で施工を難しくする。A1 案以上に大きな発電所幅が必要になる。隣の洪水吐き水路側壁直下の岩を除去しなくてはならず、特殊な掘削斜面安定化工事を要する。 - 水車は寸法が大きいいため既存の発電所と同じ断面では納まらない。そのため、主機室断面幅を 2 m 大きくする必要がある。 - 発電機ローター重量が既存の 40 MW 機より重く、しかもクレーン走行路スパンも広がるので既存の天井クレーンを利用できない。 - 既存 5 号機主機室の右岸側床面を増設 6 号機組立て室として使用する。6 号機用新クレーンを 5 号機主機室内まで走行させるために主機室天井屋根を嵩上げする必要がある。その工事の間約 3 ヶ月屋上にある 5 号機の開閉機器を停止しなくてはならず、5 号機の発電も停止せざるを得ない。
A4-1 A4-3	40 MW	- 発電所拡張用地は左岸の山腹を掘削除去することによって所要の面積を確保できる。 - A4-3 案の放水口は既存 1-2 号機放水庭から離れた下流に設けられ、1-2 号機運転の支障にならない。 - 取水口は A1 案と同じで仮締め切りも独立型に比べ施工は容易である。 - 増設発電所も既存発電所と同じ敷地内に設けられるので運転管理が	- A4-1 案の放水路出口は既存 1-2 号機放水庭に面して造られる。放水路出口工事のための仮締め切り設備が 1-2 号機放水庭の一部を塞ぐことになり、その結果水位が上昇し 1-2 号機運転に影響が出る。 - 天井クレーンの走行路を新発電所まで延長すれば既存クレーンをそのまま利用できる。しかし、走行路を延長するためには既存発電所管

比較案	規模	長所	短所
		容易である。	理棟の 2 階部分を撤去し走行路用の柱を管理棟内床を貫通して新設しなくてはならない。そのための工事費は拡張発電所にクレーンを新設する以上のコストがかかる。既存クレーンの利用を断念せざるを得ず、6 号機単独のクレーンを設備しなくてはならない。 ● 増設発電所位置は既存の 115 kV 送電線(架空線 3 回線)の真下に当る。送電線との安全離隔距離をとるため、増設発電所屋上には開閉所機器を設置できない。そのため、高圧絶縁ケーブルをダム左岸の GIS 建屋まで延長して既存送電線へ繋がなくてはならない。
A4-2 A4-4	60MW	● A4-1 案と同様の長所がある。 ● A4-4 案の放水口は既存 1-2 号機放水庭から離れた下流に設けられるので、1-2 号機運転の支障にならない。	● 水車寸法が大きいため建屋断面幅を A4-1 案より 2m 広げる必要あり。 ● 増設発電所の真上に既存の送電線が通っているので、離隔距離をとるため屋上に開閉機器を設置できず、高圧絶縁ケーブルを左岸の GIS 建屋まで延ばし既存送電線に繋がなくてはならない。
B2-1 B2-2	80 MW 120 MW	● 取水口は A1 案と同様既存ダムを利用して設置でき、独立した取水塔と比べ施工は容易である。 ● 増設発電所は既存発電所から離れた位置に設けられるので、発電所用地は十分確保でき、施工中・施工後とも既存発電所の運転に支障にならない。 ● 80MW 増設ではまだ既存送電線を利用して送電可能である。80MW の場合高圧絶縁ケーブルを主変圧器から左岸の GIS 建屋まで延ばしそこから既存発電所屋上の開閉所を経由して既存送電線に繋ぎこむことができる。	● 取水口から発電所までの導水路は暗渠とトンネルだが、トンネルの土被りが薄いので施工が難しい。 ● 導水路には内水圧がかかるがトンネルの土被りが薄く漏水に対する抵抗も小さいので暗渠とトンネルの全長に亘って鋼管で内張りする必要がある。 ● 120MW 増設案の場合、既存送電線の容量が不足するので、開閉所を発電所付近(または屋上)に設け、延長 54km の送電線を新設しなくてはならない。
D2-1 D2-2 D2-3 D2-4	40 MW 60 MW 80 MW 120 MW	● 取水口・発電所予定地周辺に既存の構造物がないので用地は十分に確保できる。 ● 80MW の増設規模までは既存の送電線を利用して送電が可能であるから、増設発電所の主変圧器から架空線で既存発電所屋上の開閉所へ結び、そこを経由して送電線へ繋ぎこむことが出来る。	● 貯水池内に独立した取水塔を造る必要があり、貯水池水位を下げずにドライな状態で施工するのは高水圧(水深 30m 以上)に耐える特別な仮締め切り(鋼管矢板等)が必要である。その施工が難しく、工費が嵩み施工期間も長くなる。 ● 120MW の増設は既存送電線の容量を超えるので、開閉所を新発電所付近に設け、54km の送電線を新設しなくてはならない。

Prepared by the JICA Survey Team

40 MW 増設の場合 A1 案が水路・発電所の配置を最もコンパクトにでき、天井クレーンや放水口ストップログなどの既存設備を有効利用できる所以他の 40MW 案に比べ技術的に優れている。

60 MW 増設の場合、A2 案が最もコンパクトであるが隣の洪水吐き側壁の安定を脅かす恐れがあり、

既存の天井クレーンを使う利点もないので、用地の確保が容易な左岸の A4-4 案が優れている。

80 MW および 120 MW 増設の場合、既存ダム堤体を利用して取水口を設ける左岸案(B2 案)が優れている。右岸案(D2 案)は独立取水塔の仮締切りを水中施工しなくてはならず、難工事となる。

環境影響に関する考察

A 案・B 案とも拡張工事の施工区域は既設のダム・発電所構内に限られるので、工事活動が現状の環境を大きく変えることは無い。D2 案(右岸案)の取水塔および発電所は既存発電所から離れているが、それでも現ダムを施工した 1960 年代に工事用地として使われた区域内であり、施工活動が自然環境を大きく変えることはない。

発電所拡張後最も目立つ環境変化は下流河川水位の日変動が増大する点である。現状でのピーク発電 (155 MW) とオフピーク発電 (40 MW) に伴う日水位変動幅の絶対値は、ダムから 10 km 下流の地点で 2.0 m-2.3 m と推定される。40 MW を増設した場合、水位変動幅は現状より 0.4 m-0.5 m 増大する。第 6 章で述べた環境調査結果によれば、水位の増加変動幅が 0.5-1.0 m 以内であれば下流の河川利用者に深刻な影響を与えることはなく、特別な環境影響軽減策は不要とされている。

ピーク発電に起因する下流河川の水位変動は増設規模が大きくなるほど変動幅が増大する。60 MW 増設の場合は 0.6-0.7 m の変動幅増大となり、80 MW の場合は 0.8-0.9 m の増大、120 MW の場合は 1.1-1.3 m の増大になると推定される。このように現状と比較した変動幅の増分が 0.5-1.0 m を超えると、河岸の農地が冠水したり、渡し舟の運航や養魚籠事業に支障がでると予想される。それらの支障に対して相応の補償を行う必要が生じうる。

8.3.8 代替案の概略工事費

各比較案についての概略設計を基に、土木・機電の工事数量を計算して建設コストを見積もった。

土木工事の単価は、国際入札によって施工業者が選定されるものと想定し、近年の東南アジアでの類似工事の国際入札単価を参考にして決めた。ただし、貯水池内の仮締切り工事は特殊工事であり、参考にできるのは日本国内での実績しか無いので日本の価格を基に見積もった。しかし、ラオスでの工事に対し日本価格をそのまま適用するのは現実的ではないので、資材をタイ国で調達・加工し、現地の労務者を雇用して施工すると想定し、その分の費用減額を考慮した。

水門・鉄管工事および発電変電機器・送電施設のコストについても、最近の国際入札価格を参考にしさらに近年の価格動向を考慮して見積もった。

各比較案の建設コストの見積もり結果を Appendix E-2 に示す。その要約を一覧表にして以下の表に示す。

Table 8.3.27 Summary of Estimated Construction Costs of Alternatives

	Description	Unit	40 MW Expansion				60MW Expansion				80 MW Expansion		120 MW Expansion	
			A1	A4-1	A4-3	D2-1	A2	A4-2	A4-4	D2-2	B2-1	D2-3	B2-2	D2-4
1	Construction Cost													
	a) Civil Works	M US\$	24.4	28.6	28.1	43.5	29.7	35.2	34.9	51.8	52.3	62.3	58.5	75.3
	b) Hydraulic Steel Works	M US\$	3.5	4.0	4.0	4.6	6.7	6.7	6.7	7.0	12.7	5.3	20.1	7.4
	c) Electrical/ Mechanical Eq.	M US\$	20.0	23.3	23.3	22.4	31.6	31.5	31.5	30.5	45.0	45.0	60.1	63.6
	d) Transmission Line	M US\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.4	5.4
	Sub-total	M US\$	47.9	55.9	55.4	70.5	68.0	73.4	73.1	89.3	110.0	112.6	144.1	151.7
2	Engineering cost and environmental impact treatment cost	M US\$	4.2	4.7	4.7	5.7	5.6	6.2	6.1	7.3	8.9	9.1	11.8	12.3
	TOTAL (Base Price)		52.1	60.6	60.1	76.2	73.6	79.6	79.2	96.6	118.9	121.7	155.9	164.0

(注)：上記コストには用地取得費、施主側管理費、予備費は含まれない。

Prepared by the JICA Survey Team

建設コストは 40 MW 増設では A1 案が最も低く 52.1 百万米ドルと見積もられた。同じ 40 MW 増設でも右岸に増設する D2-1 案は取水口および導水路トンネルの費用が嵩み、建設コストは 40 MW 比較案の中で最も高い。

60 MW 増設の場合、レイアウトがコンパクトな A2 案が最も安く 73.6 百万米ドルと見積もられた。

80 MW およ 120 MW 増設の場合、発電所を左岸下流に新設する B2 案が、発電所を右岸に新設する D2 案よりコストを低くできる。これは、D2 案が独立型の取水塔を要し、そのための建設費が嵩むためである。

最も安い A1 案でも kW 当り建設単価は 1,302 US\$/kW となる。この単価はダム新設を伴わないにも拘わらず必ずしも安いとは言えない。2004 年に完成した Nam Mang 3 発電所(40 MW)の建設単価はダム工事も含め 1,575 US\$/kW とされている。NN1 拡張がコスト高になる原因は、大深度の水中工事を伴う取水口の施工を行わなくてはならず、それが難工事でコストを押し上げるからである。取水口工事中でも既存の発電機の運転は継続し、貯水池水位を大きく下げることとはしない。

8.3.9 代替案の経済比較

(1) 拡張による便益

保証出力と発生電力量の増加

発電所拡張による便益は保証出力(MW)の増加と年間発生電力量(GWh/y)の増加によってもたらされる。各代替案の増加出力と増加電力量は、第 5 章で述べた貯水池運用計算によって求められている。その結果を一覧表にして Table 8.3.28 に示す。

経済便益

増加出力と増加電力量の経済価値は、拡張と同規模の最も安い代替案の建設費と運転保守費を基に計算される。NN1 拡張に代わる発電案件は稼働率が同程度の中速ディーゼル発電と考えられる。中速ディーゼル発電の kW 価値と kWh 価値はそれぞれ 275.35 US\$/kW および 0.0783 US\$/kWh と見積もられる。これらの価値の詳細計算は第 12 章に述べられている。kW 価値と kWh 価値から計算される年間経済便益を Table 8.3.28 に示す。

Table 8.3.28 Annual Economic Benefits of Alternatives

Expansion Scale	Alternative	Incremental capacity and energy (*)		Annual economic benefit (M US\$/ year)		
		Capacity increment (MW)	Energy increment (GWh/year)	Capacity benefit	Energy benefit	Total
40 MW	A1	33.83	51.93	9.32	4.07	13.39
	A4-1	33.61	50.75	9.25	3.97	13.22
	A4-3	33.54	50.27	9.24	3.94	13.18
	D2-1	33.76	51.56	9.30	4.04	13.34
60 MW	A2	51.02	54.56	14.05	4.27	18.32
	A4-2	50.71	52.59	13.96	4.12	18.08
	A4-4	50.61	51.95	13.94	4.07	18.01
	D2-2	51.04	54.70	14.05	4.28	18.33
80 MW	B2-1	78.09	66.56	21.50	5.21	26.71
	D2-3	77.16	62.40	21.25	4.89	26.14
120 MW	B2-2	116.53	71.73	32.09	5.62	37.71
	D2-4	114.52	65.49	31.53	5.13	36.66

Reference (*): NN1 generation status before expansion (with NN2):

Dependable capacity: 110.67 MW

Energy production: 1,068.3 GWh/year

Prepared by the JICA Survey Team

財務便益

拡張計画最適化の検討における財務便益は、増加した分の電力量をラオス国内で売電して得られる収入である。2008 年における売電平均単価は第 12 章で述べるように k Wh 当り 6.21 セントである。この単価を適用して各代替案の財務便益を下表のように計算した。

Table 8.3.29 Annual Financial Benefits of Alternatives

Expansion Scale	Alternative	Incremental energy (GWh/year)		Annual financial benefit (M US\$ / year)
		Generated energy	Sold energy after loss (*)	
40 MW	A1	51.93	48.33	3.00
	A4-1	50.75	47.23	2.93
	A4-3	50.27	46.78	2.91
	D2-1	51.56	47.98	2.98
60 MW	A2	54.56	50.77	3.15
	A4-2	52.59	48.94	3.04
	A4-4	51.95	48.34	3.00
	D2-2	54.70	50.90	3.16
80 MW	B2-1	66.56	61.94	3.85
	D2-3	62.40	58.07	3.61
120 MW	B2-2	71.73	66.75	4.15
	D2-4	65.49	60.94	3.78

(*): Loss: Transmission 6.0%, Internal consumption 0.5%, Forced outage 0.5%

Loss factor = $(1-0.06) \times (1-0.005) \times (1-0.005) = 0.9306$

Prepared by the JICA Survey Team

(2) 拡張事業費

各代替案の建設費は上記 Table 8.3.27 に示されている。事業費(総投資額)は建設費に 10%の予備費を加えた値とする。事業費の計算を Table 8.3.30 に示す。

Table 8.3.30 Project Costs of Alternatives

Expansion Scale	Alternative	Base cost (M US\$)	Contingencies (M US\$)	Project cost (M US\$)
40 MW	A1	52.10	5.21	57.31
	A4-1	60.60	6.06	66.66
	A4-3	60.10	6.01	66.11
	D2-1	76.20	7.62	83.82
60 MW	A2	73.60	7.36	80.96
	A4-2	79.60	7.96	87.56
	A4-4	79.20	7.92	87.12
	D2-2	96.60	9.66	106.26
80 MW	B2-1	118.90	11.89	130.79
	D2-3	121.70	12.17	133.87
120 MW	B2-2	155.90	15.59	171.49
	D2-4	164.00	16.40	180.40

事業費は事業の進捗に合わせて支出される。事業実施期間は入札時期も含め合計 5 年と考え、第 1 年目に 2%、第 2 年目に 3%、第 3 年目に 20%、第 4 年目に 40%そして第 5 年目に 35%の支出があると推定される。拡張工事完成後の年間運転保守費は初期投資額の 0.2%と推定される。

(3) 経済財務分析

上で計算した便益と費用を基に各代替案の経済的・財務的優位度について分析する。開発規模が異なる場合の投資効率は一般に便益-費用率(B/C)を指標として判定される。従って、今回の拡張案の投資効率分析は B/C を基に判定する。

経済的 B/C は運転寿命を 50 年とし年 10%の割引率を適用して計算する。財務的 B/C も 50 年の運転寿命を考えるが、割引率は総投資額の 85%に低金利 ODA 融資($i=0.7\%$)が適用されるものとして 1.405%とする(第 12 章参照)。機器の更新のため運転開始から 30 年目に初期投資額の 8%相当を再投資するもとする。計算された各比較案の B/C を以下の表にまとめて示す。

Table 8.3.31 Benefit-Cost Ratio (B/C) of Each Alternative

Expansion Capacity	Alternative Plan	Economical B/C (least cost alternative: Diesel) discount rate = 10%	Financial B/C (current tariff income) discount rate = 1.405 %
40MW	A1	2.06	1.65
	A4-1	1.75	1.38
	A4-3	1.76	1.38
	D2-1	1.40	1.12
60MW	A2	1.99	1.22
	A4-2	1.82	1.09
	A4-4	1.82	1.08
	D2-2	1.52	0.94
80MW	B2-1	1.80	0.92
	D2-3	1.72	0.85
120MW	B2-2	1.94	0.76
	D2-4	1.79	0.66

Prepared by the JICA Survey Team

B/C の値が高いほど投資効率がよいことを表す。上表で示したように A1 案 (40MW)が経済・財務両面での B/C が最も高く、経済的 B/C が 2.06、財務的 B/C が 1.65 である。

2 番目に経済的投資効率が高いのは A2 案 (60 MW) で、経済的 B/C が 1.99 である。しかし、財務

的 B/C は他の 40 MW 案より劣る。これは出力規模が増える割には発生電力量が比例して増えないからである。3 番目に経済的投資効率が高いのは B2-2 案 (120 MW) であり、その経済的 B/C は 1.94 であるが、財務的 B/C は 0.76 に落ちる。これらのことから、60 MW を超える規模の拡張は財務的に不利であることが理解できる。

8.3.10 最適案選定

上の 8.3.9 節で分析したように、A1 案 (40MW) が 12 の比較案の中で最も投資効率がよいと判断できる。A1 案は既設発電所に隣接して 40 MW 建屋を増築するもので、既設の発電所天井クレーンや放水口ゲートをそのまま利用可能であり、レイアウトが最もコンパクトで経済的となる。しかも導水路・放水路の長さが短いので水路の水頭損失が小さくなり、落差を最も有効利用できる。

技術的な面および経済・財務的な面から総合判断して、A1 案を最適拡張案として選定する。

第9章 最適拡張計画の基本設計

9.1 発電所および放水路

9.1.1 増設6号機の定格貯水池水位

(1) 貯水池運用形態の変化

現在のナムグム第1(NN1) 貯水池の水位状況は以下の通りである。

洪水位 (PMF) :	EL. 215.0 m (堤頂標高と同じ)
常時満水位 :	EL. 212.0 m
運転最低水位(1-5 号機) :	EL. 196.0 m
貯水池面積(常時満水位) :	370 km ²
有効貯水容量(EL.212m - EL.196m) :	4.7 x 10 ⁹ m ³
年間貯水池流入量、合計 :	11.9 x 10 ⁹ m ³ (375.5 m ³ /s)
内訳 : NN2 から	6.2 x 10 ⁹ m ³ (197.5 m ³ /s)
残流域から	5.7 x 10 ⁹ m ³ (178.0 m ³ /s)
	(Nam Song, Nam Luek からの転流含む)

NN1 ダムの貯水池容量曲線を Figure 9.1.1 に示す。

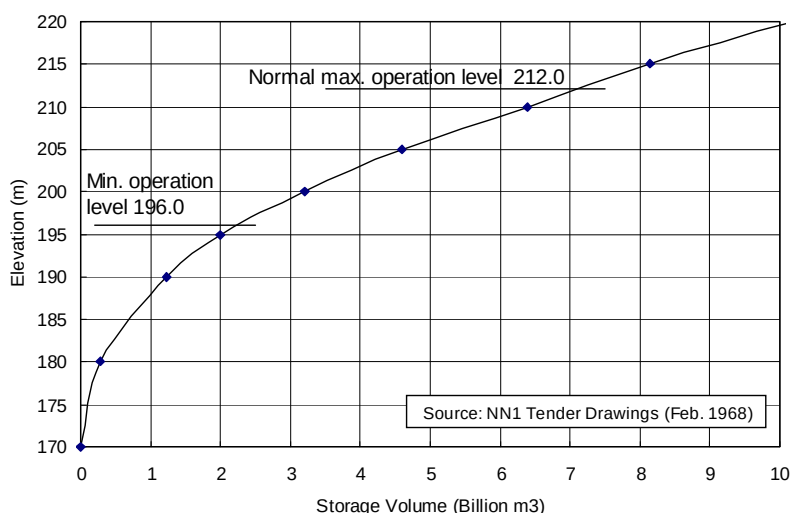


Figure 9.1.1 NN1 Reservoir Storage Curve

NN1 の上流で現在建設中のナムグム第2 発電所 (NN2) が 2011 年に完成し運用が開始される予定である。その4年後即ち 2015 年にNN1 の増設機 (40MW) の運転が開始される。NN2 の貯水

池は 29.9 億 m^3 の有効貯水容量を持ち、これは NN2 への平均年間流入総量の約半分を貯留するのに匹敵する。現状では NN1 への流入量は乾季と雨季で大きな差がある。乾季には $50 \text{ m}^3/\text{s}$ 程度まで流入量が減少し、雨季には $800 \text{ m}^3/\text{s}$ 以上の流入量が続く。しかし、NN2 が完成すると、NN2 から NN1 貯水池への流入量は NN2 の貯留効果により大幅に平坦化される。即ち、乾季の流入量は $230 \text{ m}^3/\text{s}$ 前後に増え、代わりに雨季の流入量は減少する。

既存状態 (NN2 完成前) の貯水池水位は NN1 発電所で記録されている。記録された水位変動を Figure 9.1.2 に示す。

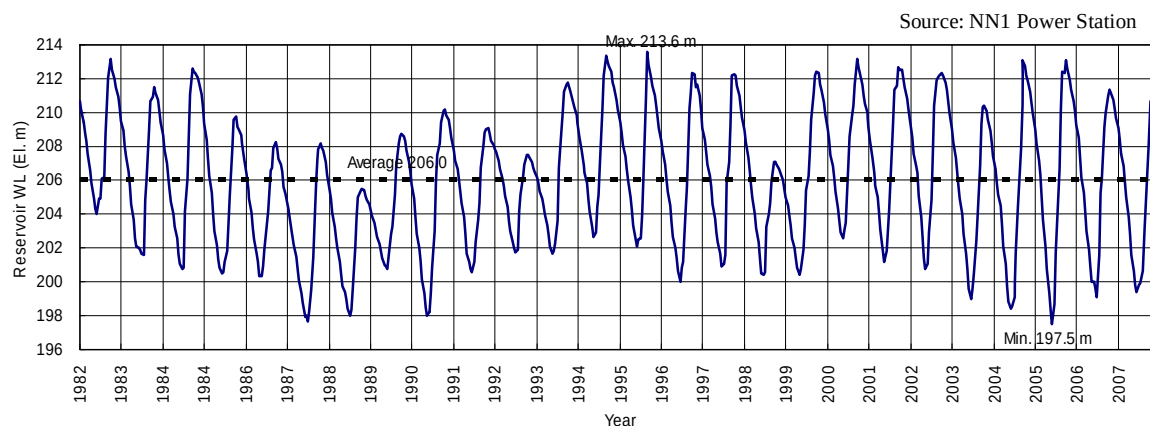
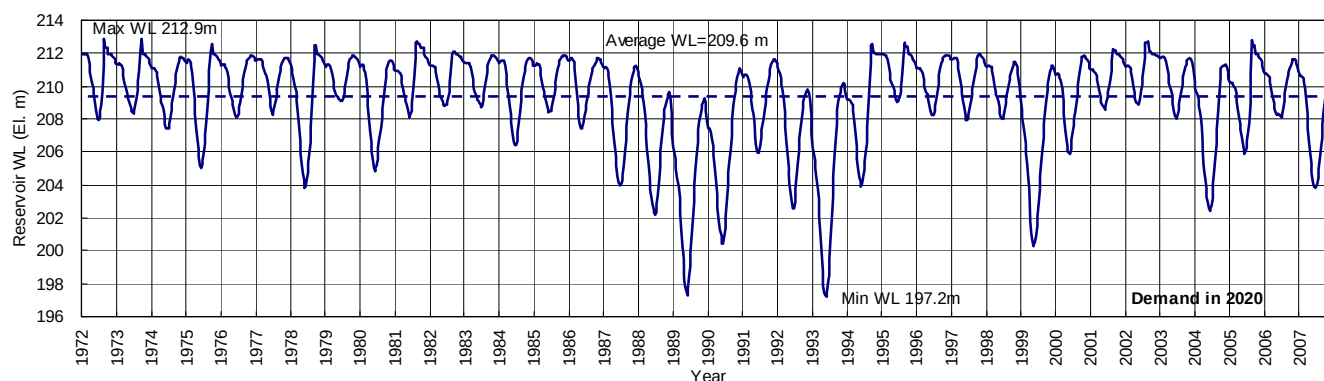


Figure 9.1.2 Reservoir WL under Existing Condition (Actually Observed in 1982-2007)

調査団は過去 36 年間 (1972-2007) の月別流量を基に、増設後の NN1 運用計算を実施し貯水池水位の変化を調べた。NN2 が完成し、さらに NN1 に 40 MW を増設した状態での貯水池水位変化を Figure 9.1.3 に示す。Figure 9.1.4 は NN2 完成前と NN2 完成後の NN1 貯水池水位発生頻度をグラフ化したものである。



Source: NN1 Power Station

(注)：貯水池の水位変動は国内電力需給バランスによって変わる。第 2.4 章に EdL の将来需給予測が示されている。2021 年以降の需給予測は需要を完全カバーしているとは言えないので、予測された 2020 年の需給状態が将来の代表的需給パターンと見なした。

Figure 9.1.3 Simulated Reservoir WL with 40MW Expansion (with NN2)

Figure 9.1.4 は現状 (NN2 完成前) と、NN2 が完成して更に NN1 を増設した場合の NN1 貯水池水

位発生頻度をグラフ化したものである。

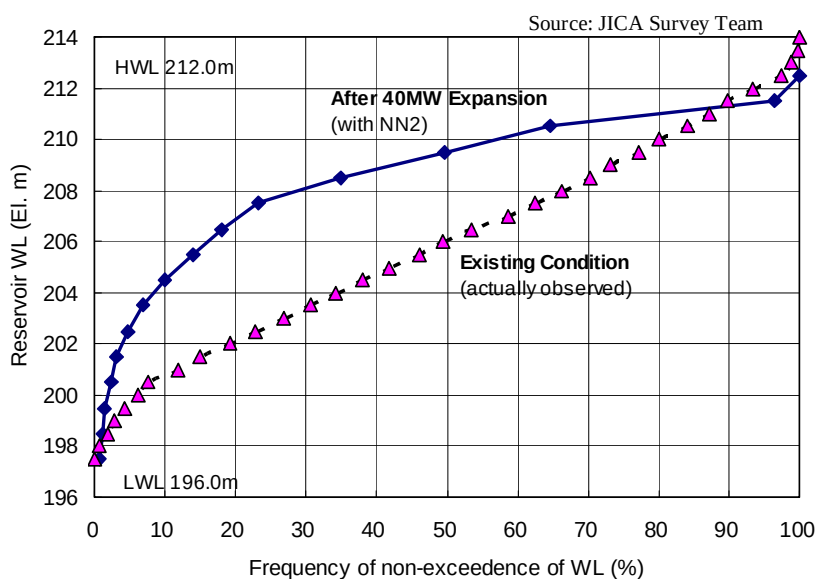


Figure 9.1.4 Reservoir WL Frequency Before and After Expansion

NN1 増設前 (NN2 運用前) と 40 MW 増設後の貯水池水位変化を Table 9.1.1 に示す。

Table 9.1.1 Reservoir Water Level Rise after Expansion

	貯水池水位	現状 NN2 なし (EL. m)	40MW 増設後 NN2 あり (EL. m)	水位上昇分 (m)
1	洪水期最高水位	213.6	212.9	-0.7
2	多年平均水位	206.0	209.6	+3.6
3	95%保証水位	199.6	202.7	+3.1
4	最低運転水位	197.5	197.2	-0.3

Prepared by JICA Survey Team

NN2 無しの現状のままで推移した場合の貯水池水位の多年平均は EL. 206.0 m である。NN2 が完成し、しかも NN1 に 40 MW を増設した場合、貯水池の多年平均水位は EL. 209.6 m に上昇する。これは増設後の NN1 発電所は現状よりも平均的に 3.6 m 高い貯水池水位で運転されることを意味する。95%保証水位は現状では EL. 199.6 m だが 40 MW 増設後は EL. 202.7 m に上昇する。

(2) 6号機用定格貯水池水位

既存 3-5 号機水車の設計定格落差(有効落差)は 37.0 m である。3-5 号機フル運転時の放水庭水位が EL. 168.0 m でありその時の水路損失が 1.0 m と推定されるので、既存号機の定格貯水池水位は EL. 206.0 m と推定される(=168.0 m+1.0 m+37.0 m)。しかし、前項 a)で述べたように増設後の NN 1 は EL. 202.7 m より低い貯水池水位で運転されることは殆どなく、長期的平均水位は EL. 209.6 m である。増設後は現状よりも平均的に 3.6 m 高い水位で運転される。

従って、増設 6 号機の設計定格落差を決める貯水池水位を EL. 209.6 m に選定する。これは既存号機の定格水位より 3.6 m 高くなり、新設 6 号機の水車サイズを小さくすることに貢献し結果的にコスト節減に繋がる。

(3) 増設後の放水庭水位

NN1 発電所の放水庭水位－流量曲線 (H-Q 曲線) はダム建設時の入札図(1968 年)に示されたものが今回の調査でも使用される (Figure 9.1.5 参照)。今年の乾季の放水庭水位と水車流量の実測記録を同図にプロットすると既存の曲線とほぼ一致する。従って既存の H-Q 曲線が今回の調査にも使える精度を有していると判断する。

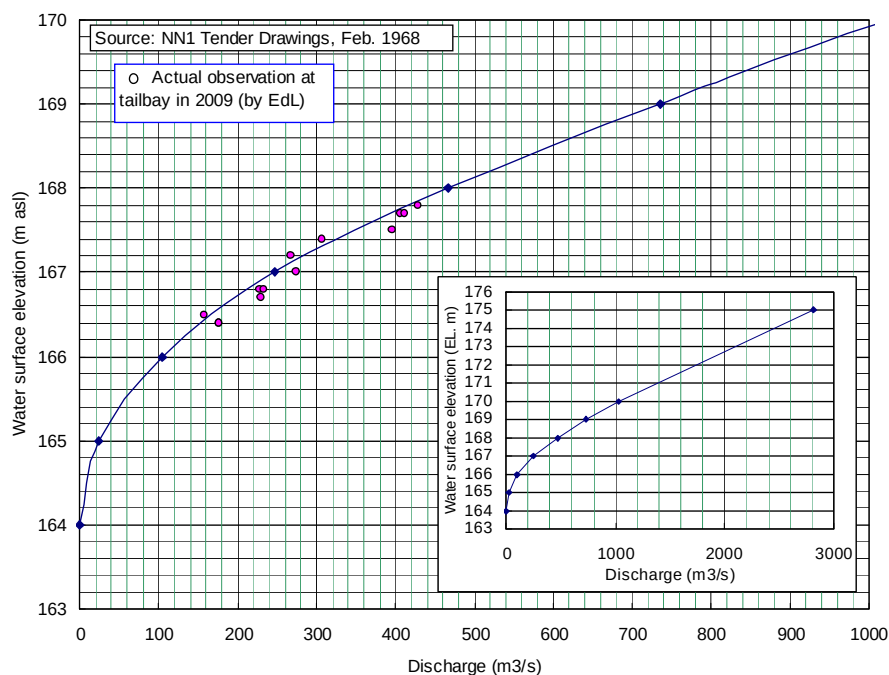


Figure 9.1.5 NN1 Power Station Tail Water Rating Curve

しかし、この H-Q 曲線は下流からの背水の影響が無い場合にのみ適用可能である点注意が必要である。雨季になると NN1 ダムの下流 4km で合流している Nam Lik 川の洪水の影響でナムグム川の水位が上昇し、NN1 の放水庭水位は同じ水車流量でも背水の影響がある時と無い時で異なる。この背水の影響による放水庭水位上昇は NN1 洪水吐きからの放流がなければ 1 m 以上に達することもある。

既存の全号機を定格出力で運転した時の合計水車流量は 465 m³/s であり、その時の放水庭水位はおよそ EL. 168.0 m である。発電機を増設して運転すると放水庭水位は上昇する。

上流の NN2 発電所が完成すると NN1 貯水池への流入量の変動幅が大幅に減少する。これにより NN1 貯水池は現状よりも高い水位で運用されることが多くなる。結果的に平均貯水池水位は現状より 3.6 m 高い EL. 209.6 m に上昇する。貯水池水位 EL. 209.6 m のもとで運転した場合の水車流量は下記ようになる。

水車	水車流量 (m ³ /s)
1-2 号機 (17.5 MW x 2)	50 x 2 = 100
3-5 号機 (42 MW x 3)	122 x 3 = 366
新設 6 号機 (40 MW x 1)	<u>111 x 1 = 111</u>
合計	577

貯水池水位 EL. 209.6 mのもとで新設6号機を含む全号機をフル出力で運転した場合の合計水車流量は $577 \text{ m}^3/\text{s}$ 前後であり、その時の放水庭水位は EL. 168.4m である。この水位を新設6号機水車の定格放水庭水位と見なす。

ただし、第10章で述べるように、もし下流河床に堰状に露頭している岩を除去すればフル運転時の放水庭水位はおよそ 0.2 m 下がると推定される。

(4) 6号機水路系の損失水頭

40 MW 出力の水車流量は有効落差の大きさによって変わる。有効落差が 40.0 m の時、40 MW 発電中の6号機水車の流量は $111.2 \text{ m}^3/\text{s}$ である。後述の第(2)項で選定されるようにペンストックの管径は 5.5 m であるから、定格出力時の6号機水路系の損失水頭は以下のように計算される。

6号機水車流量(最大)：	111.2 m^3/s	
損失水頭 (最大),	取水口およびゲート：	0.19 m
	ペンストック管：	0.69 m
	ドラフトチューブ出口：	0.30 m
	放水路：	<u>0.02 m</u>
	合計	1.20 m

(5) 6号機水車定格落差

上記の検討結果を踏まえて、新設6号機水車の定格有効落差は以下のように計算される。

定格貯水池水位：	EL. 209.2 m
定格放水庭水位：	EL. 168.4 m (又は下流露岩除去後 EL. 168.2m)
水路系損失水頭 ($Q=111.2 \text{ m}^3/\text{s}$)：	1.20 m
有効落差：	40.0 m (又は 40.2 m) → 40.0 m

有効落差 40.0 m を新設6号機水車の定格落差として選定する。

貯水池の運転最低水位は EL. 196 m である。従ってフル出力運転時の最小有効落差は 27 m である。一方、雨季の最高貯水池水位は EL. 213 m であり、洪水越流が無い状態でのフル運転時最大有効落差はおよそ 43.5 m となる。

9.1.2 増設6号機ペンストックの最適管径

既存 40 MW 機(3-5号機)のペンストック管径は 6.0 m である。この管径は新設6号機用としては少し大きすぎる。何故なら、6号機ペンストック用地が既存ダムと新設発電所建屋に挟まれて非常に狭いからである。既存 3-5号機と違って6号機地点のダム基礎がペンストックの最深部基礎標高より高いので、ダムの安定を脅かさないためにペンストックの基礎掘削をなるべくダムから離す必要がある。しかし、ペンストックの配置を決める上では管径は小さい方が望ましいが、逆に水路損失が増え発電便益が減少する。6号機ペンストックの経済的最適径を探すため、4種類の管径(6.0 m、5.5 m、5.0 m および 4.5 m)について工事費と発生電力量を計算し経済比較を行う。

(1) 工事費の節約

ペinstockの管径を小さくすれば取水口のサイズを小さくでき工事用の仮締め切りの規模も小さくなる。さらに、取水口スクリーンやゲートのサイズも小さくなり、工事費削減に繋がる。管径を 6.0 m にした場合と比較して、管径(D)を小さくすると工事費がどれだけ縮減されるかを計算した結果を Table 9.1.2 に示す。

Table 9.1.2 Construction Cost of Waterway (in 1,000 US\$)

		D = 6.0 m	D = 5.5 m	D = 5.0 m	D = 4.5 m
1	土木工事 ダム穴明け工事 取水口仮締め切り 小計	2,106 15,660 17,766	1,970 15,300 17,270	1,813 14,940 16,753	1,634 14,580 16,214
2	鋼構造工事 取水口スクリーン 角落とし 制水ゲート ペinstock管 小計	52 441 1,404 1,498 3,395	48 413 1,179 1,302 2,942	36 343 1,035 1,120 2,534	36 287 855 889 2,067
3	合計工事費	21,161	20,212	19,287	18,281
4	D=6.0m からの節約分	0	949	1,874	2,880

Prepared by the JICA Survey Team

上の表は、管径を 6.0 m から 5.5 m に小さくすると工事費が 949,000US\$の節約になることを表している。管径を 5.0 m に小さくすれば 1,874,000US\$の節約である。

(2) 発電量の減少

ペinstock管径を小さくすると水路損失が増え結果的に 6 号機の発生電力量が減少する。6 号機用として4種類の異なる管径を考え 36 年間 (1972-2007) の貯水池流入資料を使って全号機の発電運用計算を行った。その結果を Table 9.1.3 に示す。

Table 9.1.3 Reduction of Annual Energy and Dependable Output

		ペinstock管径			
		D = 6.0 m	D = 5.5 m	D = 5.0 m	D = 4.5 m
1	水路の損失水頭 (m)	1.06	1.18	1.37	1.69
2	発生電力量 (GWh/年) D=6m からの減少分 (GWh/年)	1,119.17 0	1,118.67 0.50	1,117.86 1.31	1,116.56 2.61
3	保証出力 (MW) D=6m からの減少(MW)	144.42 0	144.33 0.09	144.20 0.22	144.00 0.42

Prepared by the JICA Survey Team

管径を 6.0 m から 5.5 m に小さくすると年間発生電力量が 0.50 GWh 減少し保証出力が 0.09 MW 減少する。さらに管径を 5.0m に小さくすれば発生電力量は 1.31 GWh 減少し保証出力は 0.22 MW 減少する。

(3) 経済比較

異なる管径ごとの工事費節約と発電減少を経済比較するため、50 年間の発生電力量減少分と保証出力減少分を現在価値に換算する。その結果を発電便益減少分とし、工事費節約額と合算したものが Table 9.1.4 である。

Table 9.1.4 Economic Comparison

		D = 6.0 m	D = 5.5 m	D = 5.0 m	D = 4.5 m
1	工事費節約分 (1000US\$)	0	949	1,874	2,880
2	年間便益減少分 (1000US\$/y)				
	電力量 (*1)	0	-38.0	-101.8	-203.6
	保証出力 (*2)	0	-23.6	-60.5	-116.5
	Total	0	-61.6	-162.3	-320.1
3	便益減少分の 50 年合計現在価値 (1000 US\$) *3	0	-611	-1,610	-3,174
4	合計現在価値, 1+3 (1000US\$)	0	338	264	-294

*1: 電力量単位便益 = \$0.0783/kWh

*2: 保証出力単位便益 = \$275.35/kW

*3: 割引率 i=10%, 経済的運用期間 = 50 年

Prepared by the JICA Survey Team

管径を 5.5 m にすれば合計現在価値(NPV)が 338,000US\$ と他の管径と比べ最も高くなる。これは 6 号機に関する限り、ペンストック管径を既存の号機と同じ 6.0 m にするのが必ずしも経済的ではないことを表している。理由は 6 号機の場合取水口工事費の比率が高くペンストック管径を小さくした方が有利だからである。

(4) 6 号機ペンストック最適管径

上記で比較したように、4 種類の管径のうち 5.5 m の管径が最も経済的である。従って、6 号機ペンストックの管径は 5.5 m に決定する。

9.1.3 増設 6 号機取水口中心標高

(1) 貯水池最低運転水位

2011 年に竣工する上流 NN2 発電所での流量調節効果により NN1 貯水池水位は乾季でも現状よりかなり高い水位を保って運転される。36 年間の流量記録に基づく発電運用計算によると、40 MW 増設後 (NN2 完成後) の 95%保証最低水位は EL. 202.7 m である。

しかし、36 年間の運用計算 (40 MW 拡張後) の結果では最低水位は 2 回 EL. 197 m 近くまで下がっている。この水位は既存号機用に規定された運転最低水位(EL. 196 m)に近い。従って、既存号機と同じく、6 号機の運転最低水位を EL. 196.0 m とする。

(2) 取水口呑み口水深

取水口は、呑み口前面での渦の発生に因る取水口への空気混入を防止するため、水面から十分な深さを持たなくてはならない。所要の呑み口水深は Knauss の式を参考にして次式で計算される。

$$h = cD \frac{v}{\sqrt{gD}}$$

ここに: h = 所要の呑み口水深、即ち水面から呑み口管路天端までの水深 (m)

c = 係数 (= 2.43 既存号機の呑み口水深から逆算した値)

D = 呑み口管路直径 (= 5.5 m)

v = 呑み口管路内流速 (m/s)、ただし水位が MOL の場合

- 管路流速, v 4.38 m/s
- 所要呑み口水深 h 8.0 m
- 呑み口中心標高 = $196 - 8.0 - 5.5/2 =$ EL. 185.52 m

従って、6号機取水口中心標高を EL. 185.52 m とする。

9.2 取水口およびペンストック

9.2.1 取水口

9.1.2 節で述べたように、取水口および水圧鉄管の内径は、経済性を検討した上で 5.5 m を選定した。更に 9.1.3 節で述べたように、取水口の中心標高は、将来の貯水池運転最低水位を検討した上で空気連行抑制、運用操作の統一性を考慮して EL.185.25 m を選定した。また、6号機の最大取水量は定格貯水池水位を高く設定することができるので既存号機より少なくなる。既存 3-5 号機、および増設機(40 MW)の取水口の諸元を下表に示す。

Table 9.2.1 Principal Features of Intake

	Existing Units Nos.3 to 5 (40 MW)	Additional Unit No. 6 (40 MW)
Penstock Diameter	6.0 m	5.5 m
Intake center elevation	EL. 186.0 m	EL. 185.25 m
Max. discharge	118 m ³ /s	111.2 m ³ /s

Prepared by the JICA Survey Team

Appendix G に取水口の基本設計図面を示す。

9.2.2 堤体穴あけ

ダム堤体の掘削内径は 6.7 m とする。これは径 5.5 m の水圧鉄管の外周に据付時の作業用クリアランス 0.6m を加えたものである。0.6 m のクリアランスは類似の工事実績を基に設定した。堤体掘削の概略諸元は Table 9.2.2 に示す通りである。

Table 9.2.2 Principal Feature of Piercing Dam

Items	Dimensions
Penstock diameter	5.5 m
Dam piercing diameter	6.7 m
Piercing length	22.3 m

Prepared by the JICA Survey Team

9.2.3 水位制約と仮締切

取水口工事の仮締切の放水期間中に貯水池水位制約を行うことが可能となれば、建設が比較的容易な鋼製桁方式の採用も可能となる。仮締切内放水時に Table 9.2.3 に示す水位制約をとる場合について、鋼製桁方式の採用を以下に検討する。

Table 9.2.3 Restriction of Reservoir Water Level

Items	Conditions
Upper limit of water level during restriction	EL. 207m
Period of water level restriction	3.5 months (March, April, May & June)

Prepared by the JICA Survey Team

仮締切の支持として台座コンクリート式(Case 1) および鋼製桁式(Case 2) の2案を検討対象に選んだ。それらの概略諸元を Table 9.2.4 に示す。

Table 9.2.4 Principal Feature of Steel Enclosure

		Case 1	Case 2
Type of enclosure		Square type	
Type of support		Pedestal concrete	Steel girder
Inside dimensions	Width	11.5 m	11.5 m
	Length	4 m	4 m
	Height	34 m	29 m
Weight of steel enclosure		830 t	580 t
Volume of pedestal concrete		1,250 m3	-

Note: Restriction of reservoir water level during dewatering of temporary enclosure is needed in Case2.

Prepared by JICA Survey Team

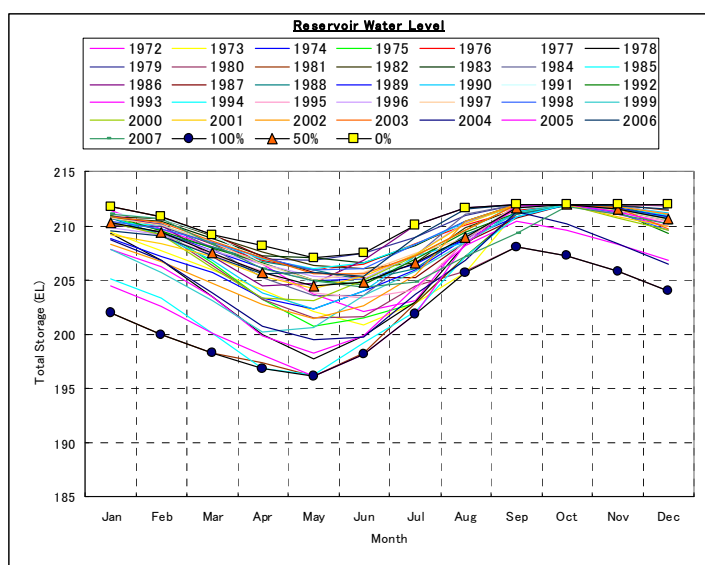
鋼製桁式 (Case 2) は台座コンクリートが無く、その重量を期待できないので、抜水中のダム堤体安定が課題となる。次節 9.2.4 (ダム安定性検討) に示すように、水位制約 EL. 207 m を考慮すれば、鋼製桁式 (Case 2) の場合で No.20 ブロックは仮締切内抜水中にも十分に安定的である。

一方、取水口工事工程において仮締切内を抜水しなくてはならない時期は次の期間である。

- 抜水ポンプ据付および仮締切内の揚水
- 堤体穴あけ最終段階、貫通工事
- 水圧鉄管上流呑み口単管据付および単管外周埋め戻しコンクリート打設
- 呑み口ストップログ戸当り金物据付
- ストップログ扉体吊り込み、据付および呑み口上流端止水機能確認

上記の全工程を終えるには少なくとも 3.5 ヶ月必要であり、その期間中は仮締切内を完全に抜水し越流が起こらない状態を保たなくてはならない。

過去 36 年間の流量記録を基にした発電運用計算によって得られた各年の貯水池水位変動(NN2 運転開始後) によって得られた各年の貯水池水位変動を Figure 9. 2.1 に示す。

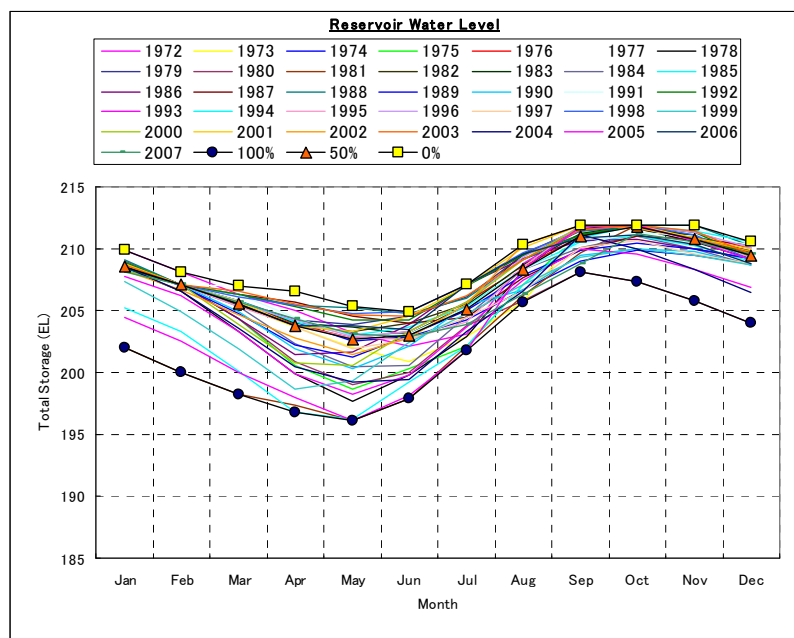


Prepared by JICA Survey Team

Figure 9.2.1 Reservoir WL Variation without WL Restriction

計算した 36 年の殆どの年において、乾季の終わり (5 月-6 月) の貯水池水位はおよそ EL. 207 m またはそれ以下に下がっている。従って、乾季に EL. 207 m 程度の水位制限の設けるのであれば、水位低下による発電電力低下を最小限に抑えることができると考えられる。今回の検討においては、EL. 207 m を制限水位として選定する。

しかし、通常 6 月中旬ごろから雨季に入り水位上昇が始まるので、水位制限期間を 3.5 ヶ月とすると 3 月初めには水位を下げておかなくてはならない。さらに、水位降下操作を洪水吐きから越流させることなしに発電放流だけで行うには、前年の 12 月ごろから水位降下を目的とした発電放流を開始する必要がある。その結果、計算した多くの年の 12 月から 3 月にかけて強制的に水位を下げることになり、発電用の落差が減って発生電力量が低下する。ただし、この影響は工事中の 1 年間だけと想定される。この低下発生電力量を求めるため、36 年間の流量記録をもとに 3 月初めに水位を EL. 207 m まで下げ、引き続き 6 月末まで水位を EL. 207 m 以下に下げたまま保つという条件で発電運転計算を行った。その結果を各年の水位変動グラフとして Figure 9.2.2 に示す。



Prepared by the JICA Survey Team

Figure 9.2.2 Reservoir WL Variation with WL Restriction in Mach-June

36 年間の発電計算の結果、EL. 207m の水位制限を設けると、その年は 50%確率で発生電力量が 34 GWh 減少することが判明した。この電力量減少は EdL の売電量の減少となる。現行の平均売電単価 (0.0621US\$/kWh) をもとに計算した売電収入の減少は 2.1 百万 US\$である。

しかし、水位制限を設けることにより、仮締切のコストを大幅に抑制することができる。制限水位を EL. 207m にした場合の仮締切コストの削減は 4.9 百万 US\$と見積もられる。次の Table 9.2.5 に示す通り、工事中の水位制限を設けることにより売電収入は減るものの、それ以上に工事費削減の額が大きいので、3 月から 6 月にかけて貯水池水位を EL. 207m に制限する計画を採用する。

Table 9.2.5 Estimation of Decreased Benefit and Cost

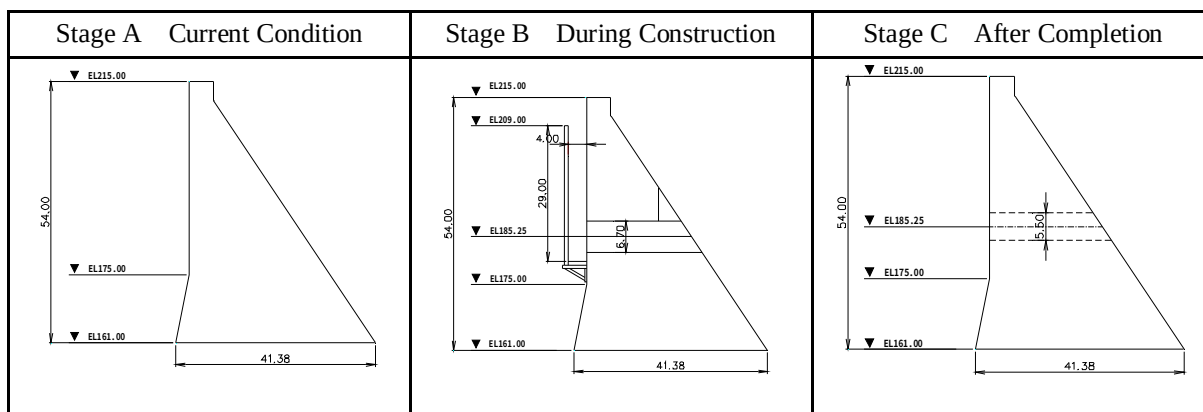
	Estimated amount
Decreased energy output	34 GWh
Decreased energy benefit	2.1×10^6 US\$
Decreased cost of enclosure	4.9×10^6 US\$
Balance (net reduction)	2.8×10^6 US\$

Prepared by JICA Survey Team

水位制限を設けることにより、仮締切構造体に働く水圧および浮力が大幅に減少し、工事中のダム
の安全度も向上する。仮締切構造体の支持も台座コンクリートでなく鋼製桁に簡略化できる。

9.2.4 ダム安定性の検討

Case2 に対して、ダム安定性および基礎地盤の応力に関して、検討を行った。対象断面は NO.20
ブロックとした。荷重としては自重、静水圧、動水圧、泥圧、地震力、揚圧力を考慮した。また、
堤体掘削・仮締切による荷重増減を考慮した。仮締切諸元は Table 9.2.4、穴開け諸元は Table 9.2.2
に示す通りである。検討対象とするダムの状態は、Figure 9.2.3 に示す通りである。



Prepared by the JICA Survey Team

Figure 9.2.3 States of Dam to be Analyzed on Stability (Block No. 20)

現状、工事中および供用後の荷重条件を考慮した。検討対象とする荷重状態は、Usual、Unusual
（洪水時、地震時 $k=0.061$ ）、Extreme（地震時 $k=0.215$ ）ケースとした。物性値等は、基本的に
ナムグムダムの完成記録を基に設定した。

上記の内容で、転倒、滑動および基礎地盤の応力について、ラオス電力技術基準（Lao Electric Power
Technical Standards）に準じて照査した。なお、Extreme 条件では、US Army Corps of Engineer の基
準を参照した。

安定性照査基準（転倒、滑動、地盤応力）は前章 8.3.2 節の(6)項に示した値に基づく。ダムブロッ
ク No. 20 の安定解析に関する詳細計算は荷重分布図と共に Appendix F に示す。

検討結果は Table 9.2.6 に示す通りである。水位制約 EL. 207 m の条件では、鋼製桁式仮締め切り
でダム安定性は確保される。

Table 9.2.6 Result of Dam Stability Analysis (No.20 Block, Case2)

Load condition		Criteria		Case2 No.20_40MW Evaluation											
				Current Condition				During Construction (Upper Limit of Water Level EL.207m)				After Completion			
Usual	Overturning	$e \leq B/6$		$ e = 5.58$	$\leq$	$B/6 = 6.9$		$ e = 3.94$	$\leq$	$B/6 = 6.90$		$ e = 6.12$	$\leq$	$B/6 = 6.90$	
						OK				OK				OK	
	Sliding	$n \geq 3$		$n = 6.96$	$\geq$	3		$n = 8.67$	$\geq$	3		$n = 6.92$	$\geq$	3	
						OK				OK				OK	
	Max. Stress in foundation	$\sigma \leq 400$ tf/m ²		$\sigma = 90.79$	$\leq$	400		$\sigma = 71.13$	$\leq$	400		$\sigma = 90.67$	$\leq$	400	
						OK				OK				OK	
Unusual	Flood	Overturning	$e \leq B/4$	$ e = 7.88$	$\leq$	$B/4 = 10.35$						$ e = 8.62$	$\leq$	$B/4 = 10.35$	
						OK								OK	
		Sliding	$n \geq 2$	$n = 6.79$	$\geq$	2						$n = 6.75$	$\geq$	2	
						OK								OK	
		Max. Stress in foundation	$\sigma \leq 400$ tf/m ²	$\sigma = 94.43$	$\leq$	400						$\sigma = 94.34$	$\leq$	400	
						OK								OK	
	Earthquake (k=0.061) OBE	Overturning	$e \leq B/4$	$ e = 8$	$\leq$	$B/4 = 10.35$		$ e = 6.26$	$\leq$	$B/4 = 10.35$		$ e = 8.59$	$\leq$	$B/4 = 10.35$	
						OK				OK				OK	
		Sliding	$n \geq 2$	$n = 5.86$	$\geq$	2		$n = 7.15$	$\geq$	2		$n = 5.85$	$\geq$	2	
						OK				OK				OK	
		Max. Stress in foundation	$\sigma \leq 400$ tf/m ²	$\sigma = 109.1$	$\leq$	400		$\sigma = 86.36$	$\leq$	400		$\sigma = 109.53$	$\leq$	400	
						OK				OK				OK	
Extreme	Earthquake (k=0.215) MCE	Overturning	$e \leq B/2$	$ e = 14.13$	$\leq$	$B/2 = 20.69$						$ e = 15.15$	$\leq$	$B/2 = 20.69$	
						OK								OK	
		Sliding	$n \geq 1.3$	$n = 4.2$	$\geq$	1.3						$n = 4.16$	$\geq$	1.3	
						OK								OK	
		Max. Stress in foundation	$\sigma \leq 532$ tf/m ²	$\sigma = 211.04$	$\leq$	532						$\sigma = 239.35$	$\leq$	532	
						OK								OK	

Prepared by JICA Survey Team

9.3 発電所及び放水路

9.3.1 発電所レイアウト

第8章で示した最適拡張計画の検討をベースに、既設発電所構造物、現地形および必要機器設備を精査し、発電所の基本設計を行った。

発電所の代表的な平面および断面図を次図に示す。

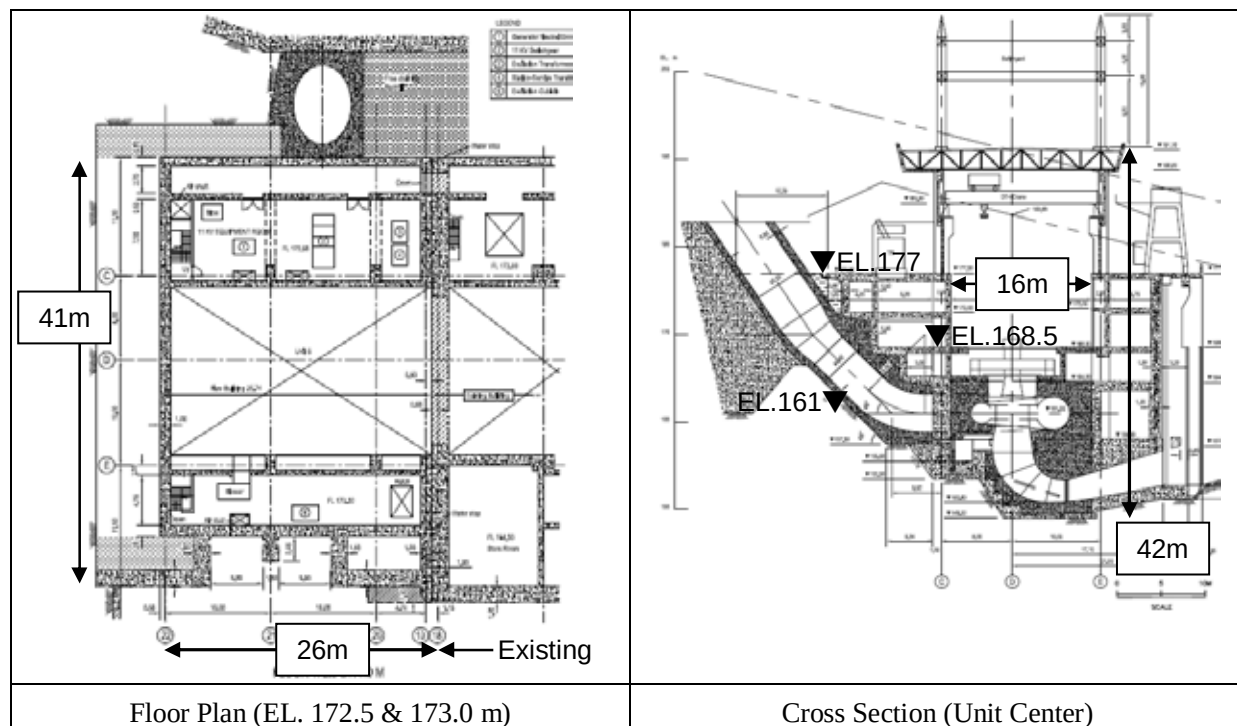


Figure 9.3.1 Plan and Section of Powerhouse

尚、発電所各フロアの平面、横断および縦断などの詳細な図面は、Appendix G に添付した。

また、本設計において考慮した発電所各フロアに設置される主な設備は下表のとおりである。

Table 9.3.1 Major Equipment to be Installed in Powerhouse

Floor Elevation (EL.m)	No.	Equipment to be Installed
172.5 & 173.0	1	Generator Neutral Grounding Transformer
	2	11 kV Switchgear
	3	Excitation Transformer
	4	Station-Service Transformer
168.5	1	Excitation Cubicle
	2	Low Voltage Switchgear
	3	AC/DC Distribution Panel
	4	Local Control and Relay Board
	5	Clean Water Tank
164.5	1	Unit Motor Control Center
	2	Common Motor Control Center
	3	Governor and Turbine Control Panel
	4	Governor Oil Sump Tank with Pressure Oil Pumps
	5	Pressure Oil Tank
	6	Air Compressor
	7	Primary Air Tank
	8	Brake Air Tank
158.0	1	Raw Water Tank
	2	Raw Water Strainer
	3	Water-to-Water Heat Exchanger
	4	Cooling Water Circulation Pump

Prepared by the JICA Survey Team

9.3.2 発電所建屋の安定

今回基本設計を行った発電所建屋に対し、安定性の確認を下記の通り実施した。

(1) 検討断面

- i) 上下流方向の水車・発電機中心断面（添付 Appendix G 図面の A-A 断面）
- ii) 上下流方向の右岸側断面（添付 Appendix G 図面の B-B 断面）

(2) 検討ケース

Table 9.3.2 Analysis Cases for Powerhouse Stability

Cases		Upstream WL (EL.m)	Downstream WL ^{*)} (EL.m)	Seismic Coeff. (Horizontal)
1. Normal	Usual	168.5	168.5	-
2. Earthquake	Unusual	168.5	168.5	0.061
3. Flood		177.0	177.0	-
4. Empty at up/downstream		-	-	-
5. Normal WL at upstream, Empty at downstream	Extreme	168.5	-	-

^{*)} WL in all units full operation: 168.4 EL.m, Flood WL176.5 EL.m

Prepared by the JICA Survey Team

(3) 載荷重： 自重, 静水圧, 動水圧, 揚圧力（浮力）, 慣性力（地震時）

(4) 照査基準： ダム安定性に順ずる

(5) 検討結果

Table 9.3.3 Analysis Results for Powerhouse Stability

Cases			Overturning (Eccentricity, m)	Sliding (Safety factor)	Max. Stress in Foundation (tf/m ²)
i) A-A Section	1. Normal	Usual	e=0.1 < B/6=6.0	-	q=10.6 < 400.0
	2. Earthquake	Unusual	e=1.5 < B/4=9.0	f=129.6 > 2.0	q=13.0 < 400.0
	3. Flood		e=2.4 < B/4=9.0	-	q=3.0 < 400.0
	4. Empty at up/downstream		e=2.7 < B/4=9.0	-	q=34.4 < 400.0
	5. Normal WL at upstream, Empty at downstream	Extreme	e=5.3 < B/2=18.0	f=29.3 > 1.3	q=34.5 < 532.0
ii) B-B Section	1. Normal	Usual	e=2.3 < B/6=6.8	-	q=16.3 < 400.0
	2. Earthquake	Unusual	e=3.3 < B/4=10.2	f=99.0 > 2.0	q=18.1 < 400.0
	3. Flood		e=9.3 < B/4=10.2	-	q=8.5 < 400.0
	4. Empty at up/downstream		e=2.0 < B/4=10.2	-	q=33.7 < 400.0
	5. Normal WL at upstream, Empty at downstream	Extreme	e=4.6 < B/2=20.4	f=62.9 > 1.3	q=32.6 < 532.0

Prepared by the JICA Survey Team

上記検討結果から、発電所建屋の安定性に問題は無い。

また、発電所建屋の総重量は約 30,000 トン、洪水時に構造物にかかる総浮力は約 20,000 トンで、総重量は総浮力の 1.5 倍となっており、建屋全体の浮き上がりの問題は無いと判断される。

9.3.3 放水路レイアウト

発電所に併せ、今回実施した発電所周りの地形測量結果も参照し、放水路の基本設計を行った。放水路の概要を下表にまとめる。

Table 9.3.4 Main Features of Tailrace Channel

Item	Features	
Type	Open channel	
Length	52m	
Width	from 11.5m to 20.5m	
Longitudinal Gradient	1:3 and 1:4	
Approach Elevation	Inlet	EL. 152.74m
	Outlet	EL. 164.00m
Cut Slope	Gradient	1:0.25
	Protection	Concrete facing with anchor bars

Prepared by JICA Survey Team

尚、放水路の詳細図は Appendix G に添付した。

9.4 電気設備

9.4.1 水車

(1) 水車運転水位

a) 貯水池水位

現在の貯水池の加重平均水位は EL. 206.0 m である。しかし、第 9.1.1 項に記載されている通り、現在ナムグム川上流に建設中のナムグム第 2 水力発電所が完成すると、第 1 発電所への流入量が調整されて貯水池の年間平均水位が上昇し、その加重平均水位は EL. 209.6 m になると予測される。その他の貯水池水位は現設計のまま変更しない。その結果、6 号機の運転水位は以下ようになる。

- 洪水水位	EL. 215.0 m
- 常時満水位	EL. 212.0 m
- 加重平均水位	EL. 209.6 m
- 最低水位	EL. 196.0 m

b) 放水庭水位

既存の水車 5 台がすべて定格出力にて運転されている時の流量は 462.1 m³/s である。6 号機の定格流量は 111.2 m³/s であるため、6 号機を含む水車 6 台がすべて定格出力で運転される時の流量は 573.3 m³/s となる。これらの水車流量をベースに放水庭水位を見直すと以下のようになる。

- 洪水位	EL. 176.5 m
- 水車 6 台定格出力運転時	EL. 168.4 m
- 水車 1 台定格出力運転時	EL. 166.1 m
- 水車全台停止時	EL. 164.0 m

(2) 有効落差

第 9.1.1 項における定格貯水池水位の検討結果に基づき、6 号機水車の基準有効落差を 40.0 m とした。なお、これは既存 3、4、5 号機の基準有効落差 37.0 m よりも 3.0 m 高くなっている。一方、最高有効落差は貯水池常時満水位における水車 1 台定格出力運転時の有効落差と定義し、3、4、5 号機に合わせて 45.5 m とした。その結果、6 号機水車の落差変動範囲は以下の通りになる。

- 最大総落差	48.0 m
- 最高有効落差 (水車 1 台定格出力運転時)	45.5 m
- 基準有効落差	40.0 m
- 最低有効落差	26.4 m

(3) 水車出力

6 号機水車の定格出力および最大出力を以下の通り選定した。

a) 水車定格出力

水車定格出力は基準有効落差 40.0 m における水車出力とし、発電機端における出力が 40 MW となるよう発電機効率を勘案して 40.9 MW (= 40.0/0.98) とした。

b) 水車最大出力

貯水池水位の上昇などにより運転落差が基準有効落差を超える場合には、発電機の定格出力の範囲内で水車出力を増加させることができるが、その上限を水車最大出力として定める。一方、既存 3、4、5 号機の発電機定格出力は各 50 MVA (定格力率 0.8 において 40 MW) であるが、雨季の増水時には 46 MW (運転力率 0.92 に相当) で運転している。3、4、5 号機の運転実績を鑑み、6 号機の水車最大出力は、発電機端で 46 MW 出力できるよう 47 MW (= 46.0/0.98) とした。

(4) 水車形式

水車形式は既存の水車と同じ立軸フランシス水車を採用した。

(5) 水車定格速度

水車定格速度は比速度 (Ns) を指標として、以下の手順で選定した。

a) 水車比速度

水車比速度は次式の通り定義されている。

$$Ns = N * \sqrt{P_t / H_n}^{1.25}$$

ここに、	Ns:	比速度 (m-kW)
	N:	水車速度 (rpm)

Pt: 水車出力 (kW)
Hn: 有効落差 (m)

b) 水車比速度の上限

JEC 4001「水車およびポンプ水車」に記載されている「フランス水車の有効落差と比速度の関係式」を参照すれば、基準有効落差 40 m の場合の比速度は 368.6 m-kW となる。しかし、フランス水車の場合比速度が 300 m-kW を超えると性能が著しく低下するため、比速度の上限を 300 m-kW とした。

c) 水車速度

水車速度は発電機の定格周波数および極数から次式にて算出する。

$$N = 120 * f/p$$

ここに、
N: 水車速度 (rpm)
f: 発電機定格周波数 (Hz) = 50 Hz
p: 発電機極数

比速度 $N_s = 300$ m-kW 前後となる水車速度は 136.4 rpm (極数 = 44)、142.9 rpm (極数 = 42)、150 rpm (極数 = 40) であり、その比較表を Table 9.4.1.1 に示す。

Table 9.4.1 Selection in Turbine Speed for Unit 6

Turbine Output Pt (kW)	Net Head Hn (m)	Number of Poles; p	Speed N (rpm)	Specific Speed; N_s (m-kW)	N_s Upper Limit (m-kW)	Judgment
40,900	40.0	44	136.4	274.2	300	○
		42	142.9	287.3		◎
		40	150.0	301.6		×

Prepared by the JICA Survey Team

d) 水車定格速度

水車速度が速いほどマシンサイズが小さくなり経済性が増すため、比速度が上限値 300 m-kW 以下で最大の 142.9 rpm を水車定格速度として選定した。

(6) 水車中心位置

水車中心位置は、水車 1 台運転時の放水庭水位を基準として、次式で計算した。

$$\text{水車中心位置} = \text{TWL}_1 + H_s \quad [\text{EL. m}]$$

ここに、 TWL_1 : 水車 1 台定格出力運転時の放水庭水位 (EL. m)
= 164.0 m

H_s : 水車中心位置を基準にした吸出し高さ (m)
= $H_a - H_v - \sigma_p * H_d$

H_a : $\text{TWL}_1 = 164.0$ m における大気圧 (m) = 10.12 m

H_v : 飽和蒸気圧 (mAq) = 0.32 m

H_d : 水車設計落差 (m) = 40.0 m

σ_p : キャビテーション係数 = 0.2682

この計算の結果、必要な吸出し高さ H_s は -1.0 m となり、水車中心位置は EL. 163.0 m 以下にすることが要求されている。一方、3、4、5 号機の水車中心位置は EL. 161.0 m である。6 号機

の水車中心位置は 3、4、5 号機と異なる標高に設定することも可能であるが、以下の事情を考慮し、3、4、5 号機と同じ EL. 161.0 m に設定した。

- 1) 既存の組立室には十分なスペースがないため、発電機室フロアの 5 号機と 6 号機の間スペースを組立室代わりに利用する。
- 2) そのため、5 号機と 6 号機の上に段差が付かないよう 6 号機の発電機トップカバーの据付標高も 3、4、5 号機と同様に EL. 168.5 m の発電機室フロアに合わせる方がよい。
- 3) 6 号機の水車・発電機の寸法は 3、4、5 号機と大差がないため、3、4、5 号機と同様に配置すれば水車中心位置は EL. 161.0 m となる。

(7) 既存水車との比較

水車の運転条件および定格事項に関して、6 号機と既存 3、4、5 号機との比較を Table 9.4.1.2 に示す。

Table 9.4.2 Comparison of Turbine Operating Conditions and Ratings

Items	Unit 6	Unit 3, 4, 5	Reference
1. Reservoir Water Level			
(a) Flood water level	EL. 215.0 m	EL. 215.0 m	
(b) Full supply water level	EL. 212.0 m	EL. 212.0 m	
(c) Weighted average water level	EL. 210.0 m	EL. 206.0 m	Item (1) 1)
(d) Low water level	EL. 196.0 m	EL. 196.0 m	
2. Tailrace Water Level			
(a) Flood water level	EL. 176.5 m	EL. 176.5 m	
(b) When all units operating with rated output	EL. 168.4 m	EL. 168.0 m	Item (1) 2)
(c) When one unit operating with rated output	EL. 166.1 m	EL. 166.2 m	Item (1) 2)
(d) When all units being stopped (no flow)	EL. 164.0 m	EL. 164.0 m	
3. Heads			
(a) Maximum gross head	48.0 m	48.0 m	
(b) Maximum net head at one unit operating	45.5 m	45.5 m	Item (2)
(c) Rated net head	40.0 m	37.0 m	Item (2)
(d) Minimum net head	26.4 m		Item (2)
4. Type of Turbine	Francis turbine	Francis turbine	Item (4)
5. Turbine Ratings			
(a) Rated output	40,900 kW	40,000 kW	Item (3) 1)
(b) Maximum output	47,000 kW	53,000 kW	Item (3) 2)
(c) Rated speed	142.9 rpm	136.4 rpm	Item (5)
(d) Specific speed	287.3 m-kW	298.9 m-kW	
6. Turbine Centerline Elevation	EL. 161.0 m	EL. 161.0 m	Item (6)

Prepared by JICA Survey Team

(8) 水車部品

a) 材質

水車部品の材質は、壊食・侵食・腐食の防止効果の高いものを選定し、補修の軽減化を図る。特に、キャビテーションによる壊食や侵食による損傷を受けやすい次の部位については耐食性に優れたステンレス鋳鋼を採用する。

- ランナ
- ガイドベーン
- ドラフトチューブライナ上部

b) 軸受

ガイドベーン軸受など水に接触する軸受は、水質汚染防止と保守の省力化の観点から、無給油方式の軸受（グリースレス軸受）を採用する。

(9) 入口弁

既存の水車と同様に入口弁は省略する。

(10) 主給水設備

水車軸受、発電機軸受、発電機空気冷却器などに冷却水を給水する主給水設備は、既存設備と同様の閉鎖循環給水方式を採用する。しかし、6号機用増設建屋の構造上の問題により、6号機の主給水設備を既存設備と連系することは困難であるため、6号機単独で設置することにした。

6号機用主給水設備は、原水供給システム、水-水熱交換器、冷却水循環システムで構成するが、それぞれ2重化し、常用/予備運転が可能となるよう計画する。なお、主給水設備のシステム構成を基本図面 E-012 に示す。

a) 原水供給システム

原水供給システムは、原水供給ポンプと自動ストレーナで構成し、ドラフトチューブより取水しドラフトチューブに排水する。

b) 水-水熱交換器

水-水熱交換器は熱交換効率の高いプレート式を採用する。

c) 冷却水循環システム

冷却水循環システムは、冷却水循環ポンプと漏水分補給用の清水供給タンクで構成する。なお、清水は既存の清水供給システムから分岐して配管する。

(11) 排水・拔水設備

6号機増設建屋の構造上の問題により、6号機の排水・拔水設備も既存設備と連系できないため、6号機単独で設置することにし、発電所増設建屋からの湧水や水車6号機からの排水・漏水を6号機専用として追加設置する所内排水ピットに集めるよう計画する。

なお、排水設備は所内排水ピット内の水を排水ポンプによって放水庭に排出する設備であり、拔水設備はドラフトチューブ内の水を拔水ポンプによってドラフトチューブから直接放水庭に排出する設備である。排水ポンプおよび拔水ポンプは各2台とし、常用/予備運転を可能にする。

排水ポンプおよび拔水ポンプの形式および定格は、既存の設備を参照して、下表の通り計画する。

Table 9.4.3 Types and Ratings of Drainage and Dewatering Pumps

Items	Unit 6	Unit 3, 4, 5
1. Water Drainage Pumps		
(a) Type of drainage pump	Submersible	Submersible
(b) Displacement volume of each pump	1.0 m ³ /min	0.9 m ³ /min
(c) Pumping head	30 m	30 m
2. Draft Tube Dewatering Pumps		
(a) Type of dewatering pump	Vertical-shaft	Vertical-shaft
(b) Displacement volume of each pump	5.0 m ³ /min	4.2 m ³ /s
(c) Pumping head	30 m	30 m

Prepared by the JICA Survey Team

9.4.2 発電機

(1) 発電機定格力率

既存 3、4、5 号機の発電機定格力率は 0.8 である。一方、ラオス国内で近年完成した水力発電所および現在建設中の水力発電所においては、Table 9.4.4 の通り、発電機定格力率を 0.9 に選定している場合が多い。

Table 9.4.4 Generator Rated Power Factors for Other Hydropower Stations in Lao PDR

Hydropower Station	Generator Output	Rated Power Factor
Nam Leuk	34.5 MVA	0.90
Nam Man 3	22.5 MVA	0.90
Nam Lik 1/2	58.8 MVA	0.85
Nam Lik 1	35.5 MVA	0.90
Nam Ngum 5	70.6 MVA	0.85

Prepared by the JICA Survey Team

そこで、6 号機の発電機定格力率が 0.8 と 0.9 の場合の比較を行った。その結果を Table 9.4.5 に示す。

Table 9.4.5 Comparison of Generator Rated Power Factor between 0.8 and 0.9

Table 9.4.5 Comparison of Generator Rated Power Factor between 0.8 and 0.9		
Rated Power Factor	0.8	0.9
Turbine Rated Output	40,900 kW	40,900 kW
Turbine Max. Output	45,900 kW	40,900 kW
Unit Rated Output	40,000 kW	40,000 kW
Unit Max. Output (under power factor of 0.9)	45,000 kW	40,000 kW
Generator Rated Output	50,000 kVA	44,400 kVA
Transformer Rated Power	50,000 kVA	50,000 kVA
Cost (C)	+622,367 USD	0 USD
Annual Energy Production	+2 GWh	0 GWh
Benefit from energy production for 50 years (B)	+1,189,776 USD	0 USD
(B) - (C)	+567,409 USD	0 USD
<u>Turbine Design Conditions</u>		
(a)	Turbine rated net head	= 40.0 m
(b)	Turbine rated speed	= 142.9 rpm
(c)	Turbine specific speed	= 287.3 m-kW
<u>Present Worth Factor Calculating Conditions</u>		
(a)	Lifetime of Unit 6	= 50 years
(b)	Discount rate	= 10 %/annum

Prepared by JICA Survey Team

Table 9.4.5 に示す通り、発電機定格力率を 0.8 とする方が便益が大きく、有利であることが判明した。したがって、6 号機の発電機定格力率は 0.8 に選定した。

(2) 発電機定格出力

水車定格出力 40.9 MW、発電機定格力率 0.8、発電機効率 0.98 (想定値) より、発電機定格出力は 50 MVA と計算される。

$$\begin{aligned}\text{発電機定格出力} &= \text{水車定格出力} \times \text{発電機効率} / \text{発電機定格力率} \\ &= 40.9 \times 0.98 / 0.8 \\ &= 50.0 \text{ MVA}\end{aligned}$$

(3) 発電機形式

発電機は既存 3、4、5 号機と同じ傘型構造の立軸交流同期発電機とする。

(4) 発電機定格電圧

発電機定格電圧は既存 3、4、5 号機と同じ 11 kV とする。

(5) 発電機中性点接地方式

中性点接地方式は、既存発電機と同じく、変圧器接地方式を採用する。

(6) 発電機消火設備

発電機の消火設備は、既存発電機と同じく、注水式を採用する。

(7) 発電機同期方式

発電機同期方式は、既存発電機と同じく、115 kV 遮断器による高圧同期方式とする。

(8) 発電機回路主母線

発電機と主要変圧器を接続する発電機回路主母線は、安全性に優れた相分割母線を採用する。

9.4.3 主要変圧器

(1) 変圧器形式および冷却方式

既存 3、4、5 号機に合わせて、変圧器形式は単相形、冷却方式は油入風冷式を採用する。なお、既存の予備変圧器を 6 号機にも適用できるよう 6 号機の単相変圧器の構造および主要寸法は、既存 3、4、5 号機と同じ設計とする。

(2) 変圧器定格容量

6 号機の変圧器定格容量は既存 3、4、5 号機の単相変圧器と同じ、16,666 kVA (三相容量：50,000 kVA) とする。

9.4.4 115 KV 屋外開閉所設備

(1) 115 kV 母線方式

既存の 115 kV 屋外開閉所は発電所屋上にあり、その母線方式は“単母線 + 迂回母線”である。

(2) 6号機用屋外開閉装置

既存の 115 kV 屋外開閉所を Appendix G の基本設計図面 E-021 および E-022 に示す通り約 25 m 拡張し、6号機用として以下の 115 kV を追加配置する。

- | | |
|--|-----------|
| 1) 115 kV 遮断器、123 kV、1250 A、31.5 kA | 1 台 |
| 2) 115 kV 断路器、123 kV、1250 A、31.5 kA (3 s) | 3 台 |
| 3) 115 kV 変流器、123 kV、300/5 A、31.5 kA (3 s) | 3 台 (単相形) |
| 4) 115 kV 電圧変成器、123 kV、115/√3//0.11/√3 kV | 3 台 (単相形) |
| 5) 115 kV 避雷器 | 3 台 (単相形) |

なお、6号機用 115 kV 屋外開閉装置の単線結線図を基本設計図 E-002 に示す。

(3) 主母線区分断路器

115 kV 母線の運用強化 (保守による停電時間の短縮) を目的として、115 kV 主母線上に 区分断路器 (機器番号: 189M3) を 1 台追加する。この区分断路器は、基本設計図面 E-001 及び E-021 に示されているように 3号機と 4号機 (送電線 TL2 と TL3) の間にあるビーム鉄構上に設置する。

(4) 115 kV 母線導体の更新

既存屋外開閉所の 115 kV 主母線は HDCC 325 mm² であり、その連続許容電流は連続許容温度 90 °C において 875 A でしかない。一方、6号機増設後の最大連続電流は 1,305 A に達する。したがって、115 kV 主母線導体を更新し、HDCC 725 mm² に取替える。なお、主母線導体の取替え範囲は、基本設計図面 E-001 に示す通り、3号機から 6号機までの区間だけで十分である。その他の導体は現状のまま使用する。

9.4.5 所内電源設備

既存の所内電源設備は、発電機から受電する 11/0.38 kV 所内変圧器と 22 kV 回路から受電する 22/0.38 kV 所内変圧器の計 2 台の所内変圧器を有している。各所内変圧器の容量は 1,000 kVA であるが、容量的には十分な余裕があり、6号機の所内交流電源としても利用できる。しかし、22 kV 回路は近隣地区の一般需要家への電力供給を担う 22 kV 配電線にも接続されているため、22 回路から受電した場合には発電所の所内電力供給が不安定になりがちである。

一方、既存の低圧配電盤には予備の遮断器がなく、遮断器追加の改造も困難であることから、6号機への所内電力供給には利用できない状況にある。その対策として、Figure 9.4.1 に示すように 6号機を電源とする 11/0.38 kV 所内変圧器を 1 台追加し、既存 22/0.38 kV 所内変圧器との所内電源切替が可能となるよう既存低圧配電盤に接続する。

9.4.6 直流電源設備

(1) 据置形蓄電池

既存の据置形蓄電池は容量に十分な余裕があるため、そのまま増設号機の直流電源として流用できる。しかし、既存の蓄電池は 2004 年に取替えられたものなので、拡張計画が完成する 2015 年

までには寿命が尽きる可能性がある。

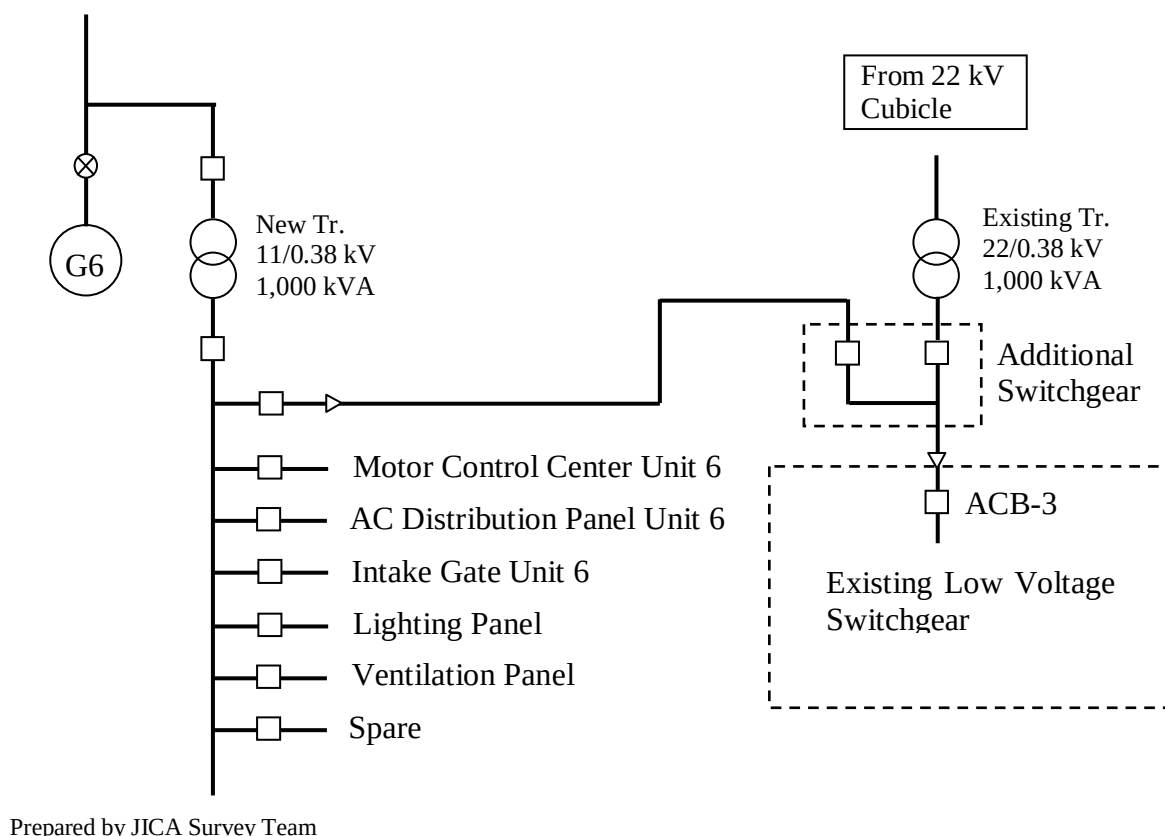


Figure 9.4.1 Station-Service Power Supply System for Unit 6

したがって、既存の据置型蓄電池 2 セットを更新することにする。更新する据置型蓄電池の使用は以下の通りである。

- 1) 形式： 制御弁式鉛蓄電池
- 2) 電池容量： 300 AH
- 3) セル数： 53 セル

(2) 充電装置

既存の充電装置は容量に十分な余裕があるため、そのまま増設号機の直流電源として流用する。

(3) 直流配電盤

既存の直流配電盤には予備回路が少ないため、増設号機専用の直流配電盤 1 面を追加する。直流配電盤は交流制御電源配電盤と共に増設号機に隣接した場所に設置する。

9.4.7 制御・保護リレー盤

(1) ローカル制御盤および保護リレー盤

既存のシステムと同様に、増設号機専用のローカル制御盤、保護リレー盤および自動制御盤を増設号機に隣接した場所に設置する。なお、発電機および主要変圧器の保護リレーは最近主流とな

っているデジタル形を採用する。また、自動制御盤には最近主流となっているシーケンサを採用する。

(2) リモート制御盤

増設号機も既存の制御室から遠方制御を行うべく、既存の5号機用制御盤の隣にリモート制御盤を配置する。増設号機用のリモート制御盤は既存の制御盤と同じベンチ形とする。なお、リモート制御盤は自動制御盤（シーケンサ）と光伝送システムでリンクし、高速データ通信を可能にする。

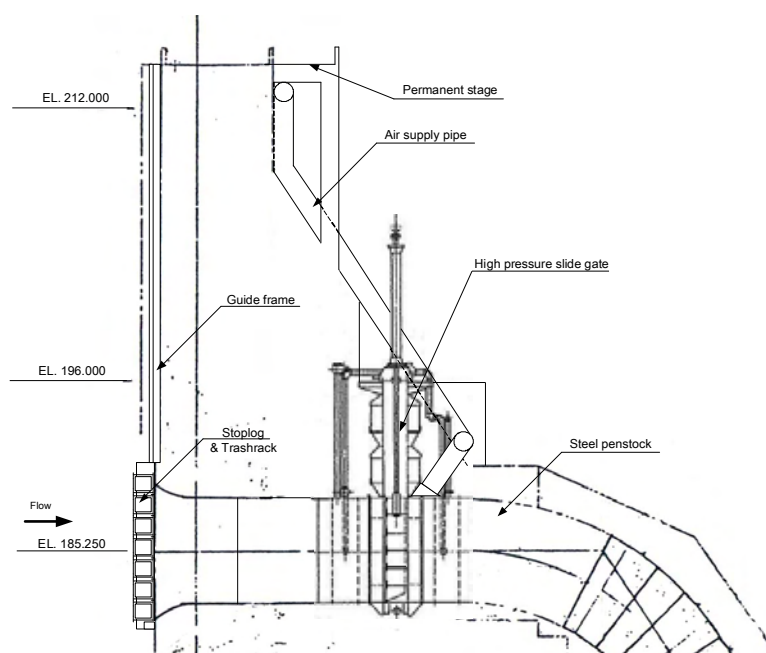
9.4.8 Thalal 変電所の 115 kV 母線サイズ

ナムグム第1発電所の増設に伴い、Thalal 変電所の 115 kV 主母線の電流容量が不足するため、115 kV 主母線導体を取替える。なお、計算上は、新しい母線導体のサイズを ACSR 330 mm² に変更すれば十分であるが、余裕をみて ACSR 410 mm² 程度に引き上げることにする。

9.5 機械設備

9.5.1 取水設備の配置

最適拡張計画案の検討により、最適な配置として「鉄管の上部曲管直上流にボンネット形スライドゲートを配置する案」を採用する。本案の設備配置を下図に示す。



Prepared by the JICA Survey Team

Figure 9.5.1 Arrangement of Intake Facilities

設備配置の概略は次のようになる。

- 1) 取水口呑み口の直上流に、可動式スクリーンを設ける。ガイドレールは、取水口ストップログと兼用で配置する。

- 2) ガイドレールが取水口スクリーンと兼用となるので、ストップログ設置時には、スクリーンを撤去した後、ストップログを呑み口前面に設置する。
- 3) 取水口スクリーンおよびストップログの操作は、既設のガントリークレーンを共用する。従って、ガントリークレーンの走行レールおよび給電ケーブルを拡張計画の取水口位置まで延長する。
- 4) ダム背面の水圧鉄管上部曲管の直上流に、ボンネット形スライドゲートを取水口ゲートとして設置する。

以下に、それぞれの基本設計を述べる。

9.5.2 取水口スクリーン

(1) スクリーンの基本寸法

スクリーンの諸元は以下の通りである。

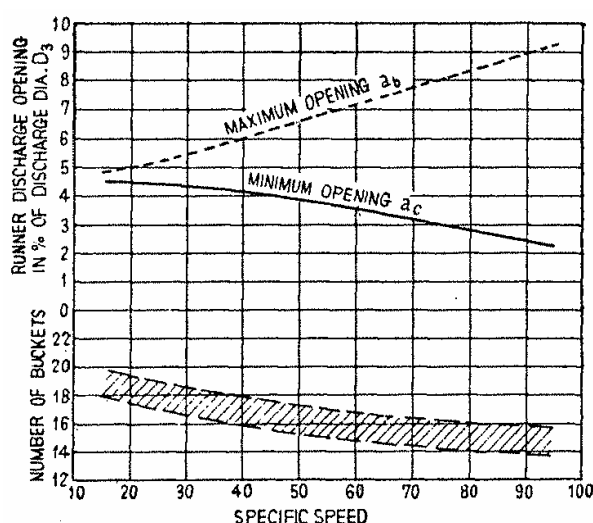
純径間：	7,150 mm
有効高：	7,150 mm
径間数：	1 径間

(2) スクリーンの設計流速

呑み口が円形ベルマウスであるので、スクリーンの取水通過面積は純径間を直径とした円形とする。従って、発電取水量 $118 \text{ m}^3/\text{s}$ のとき、平均通過流速は 2.94 m/s とする。

(3) バーピッチおよびバーの寸法

一般的にフランシス水車の場合、水車羽根の最小間隔を上回らないように、スクリーンのバーピッチを決定する。水車の詳細寸法が確定していない設計段階において、最小間隔の決定には経験的データを元に作成された下図が用いられる。



From Trashracks and Raking Equipment, Water Power 1960, 9

Figure 9.5.2 Experience Data for Approximate Determination of Clear Openings in Francis Runners

上図で、Specific Speed (比速度：Ns) は ft-HP で示されているので、m-kW に換算するには 3.81 を乗ずる。基本設計における水車の Ns は 300 m-kW を上限としているので、Figure 9.5.2 では 79 ft-HP であり、推定される水車羽根の最小間隔は水車出口径の 2.9% となる。従って、基本設計における水車出口径 4600 mm に対して、水車羽根の最小間隔は 130 mm となる。

一方、既設スクリーンのバーピッチは 75 mm である。スクリーンバーの強度を確保するために板厚を増した場合でも、スクリーンによる損失水頭を増加させないために、バーピッチは大きい方が有利であるので、既設寸法も考慮して拡張計画のバーピッチは 100 mm とする。

(4) スクリーンパネルの支承間隔

ガイドフレームがストップログと兼用になるので、スクリーンパネルの支承間隔はストップログのそれと同じくする。

(5) スクリーンおよびパネルの材質

可動式スクリーンであり水車発電機の年点検時にあわせて、水上に引き上げて保守点検が可能であることから塗装による防食が有効であり、ステンレス鋼を使用しなければならない強い理由はない。また、パネルは溶接構造のフレームとなることから、溶接性に優れた材料である必要があるので、スクリーンおよびパネルの材料として溶接用圧延鋼 (SM 材) を使用する。接水面に対して 1 mm の腐食代を考慮する。

(6) その他

スクリーンパネルの吊り降ろし、吊り上げ操作をガイドフレームに沿わせて安全に行うために、側部ガイドローラを片側 2 個ずつ配置する。

9.5.3 取水口ストップログ

(1) ストップログの基本寸法

土木構造の呑み口基本寸法から、ストップログの基本寸法は以下の通りである。

純径間： 7,150 mm
有効高： 7,150 mm
径間数： 1 径間

既設ガントリークレーンを共用するので、その能力に合わせて、ストップログ 1 枚あたりの重量を 6 トン以下とするため、ストップログ 1 枚の高さは 1.050 m とした。有効高さに対してストップログ全体の高さは 7 段重ねで、7,350 mm とする。

(2) ストップログの支承間隔および止水板の配置

ストップログに働く全水圧をコンクリート構造に伝達するために、ガイドフレームの設置位置を考慮して、ストップログの支承間隔は純径間の 7,150 mm に対して 7,450 mm とした。呑み口の端部とストップログ支承位置の間隔は 150 mm となるので、ストップログの側部止水ゴムの受けとなる止水板の配置は十分可能である。

(3) ストップログの材質および構造

ストップログは溶接構造の桁構造となることから、溶接性に優れた溶接用圧延鋼 (SM 材) を使用する。ストップログは常時水上に保管されるので、腐食は考慮しない。防食は塗装を基本として検討し、紫外線に対して耐久性のある塩化ビニル系の塗装材料を使用する。

ストップログの最大たわみは、ダム堰施設技術基準により、支承間隔に対して $1/600$ 以下となるようにする。

7 段重ねの最上段に設置するストップログにはバイパスバルブを装備し、充水の際にはバイパスバルブより充水を行う構造とする。

(4) ガイドフレーム

円形ベルマウスの外側に、額縁状の止水平面となるようステンレス鋼の止水板を配置する。ベルマウス部の側部の支承部にあたるガイドフレームは、水圧を受けるため重構造としコンクリート構造に十分埋設するが、ベルマウス上部からダムクレストまでのガイドフレームは、側部ガイドローラのガイドレールの機能のみであるので、ダム上流面にケミカルアンカーで固定する。

ベルマウス部の側部ガイドフレームは、コンクリート構造で戸溝構造を形成し、ガイドフレームの露出する面はステンレス鋼板とする。上部ガイドフレームについては、アンカーボルトで固定するのみの露出した構造とする。ガイドフレームの露出部は、将来の維持管理が困難であることから、全てステンレス鋼を使用する。

(5) ストップログの保管

年一度の水車点検時に使用されている既設ストップログは 1～5 号機のストップログスロットに分割して格納されている。拡張計画では、堤体上流側に格納スペースを設置して休止ビーム上に載せて保管する。専用のリフティングビームもストップログ上に保管する。

9.5.4 取水口ガントリークレーン

既設のガントリークレーンを共用する方針であるので、拡張計画のために、走行レールと給電ケーブルを延長する。給電ケーブル及びケーブルリールはケーブルサイズが変更となるので、更新となる。

9.5.5 取水口ゲート

(1) 取水口ゲートの諸元

最適拡張計画の検討により諸元を以下の通り決定した。

形式：	ボンネット形円形スライドゲート
数量：	1 門
寸法：	純直径 5,500 mm

設計水頭： 30 m
止水方式： 後面4方ゴム水密

(2) 取水口ゲートの材料および構造

取水口ゲートの構造は、次の3つの主要部分によって構成されている。

- 扉体： 開閉装置により駆動される可動部分であって、桁構造の扉である。溶接による桁構造となることから、溶接性に優れた溶接用圧延鋼 (SM 材) を主として使用するが、支承板はケーシングの支承板上を摺動するため、焼き付きを防ぐためアルミ青銅を使用する。その他、止水ゴムの押え板および止めボルトは将来の維持管理を考慮して、ステンレス鋼を使用する。
- ケーシング： 上流側水圧鉄管と下流側水圧鉄管の間に挟まれて、扉体により止水する部分で、溶接による桁構造である。溶接性に優れた溶接用圧延鋼 (SM 材) を主として使用するが、止水面および支承板はステンレス鋼を使用する。
- ボンネット： ゲートが全開時に扉体を格納している部分で、上部をボンネットカバーで蓋をした形の溶接による桁構造である。溶接性に優れた溶接用圧延鋼 (SM 材) を主として使用するが、支承板はステンレス鋼を使用する。また、ボンネットカバーには開閉装置のピストンロッドの軸封水 (パッキンボックス) を設け、扉体の維持管理のため、取り外しが可能な構造とする。

(3) 開閉速度

常時は、水車発電機の維持管理時に全閉にされる以外は、常時全開で使用されるゲートであり、バランス状態で開閉操作される。開閉時間は急を要さないので、5,500 mm の揚程を 30 分程度で操作できればよい。従って、常時の開閉速度は 150 mm/分とした。一方、水車ガイドベーンに異常が発生し、緊急に流水遮断しなければならない場合は、閉鎖時間として 10 分程度が要求される。従って、流水遮断の閉鎖速度は 550 mm/分とする。

(4) 油圧装置などの機器配置

開閉装置である油圧シリンダーを駆動するために、油圧装置を設置するが、常時の保守点検を容易にするために、設置位置は発電所地盤高さと同じ EL. 177.00 m とする。拡張計画の水圧鉄管路と既設 5 号機水圧鉄管路の間に、油圧装置室を設け、油圧装置および機側操作盤を設置する。発電所コントロールルームには遠方操作盤を設置する。

(5) その他

扉体点検のために、ゲート下流側にマンホールを設置する。

取水口ゲートケーシングの上流部と下流部をバイパスパイプとバイパスバルブで連結し、取水口ゲート操作時には鉄管路を充水し、上下流水圧をバランスさせる。バイパスバルブは電動操作として、油圧装置室の機側盤あるいは発電所コントロールルームの遠方操作盤から操作する。

流水遮断時の扉体下流への給気のために内径 1200 mm の空気を、取水口ゲート下流側ケーシ

ダム上部に取付、空気管出口をダムクレストまでダム背面上に沿わせて延長する。

9.5.6 水圧鉄管路

口径から決定される最小板厚は、水門鉄管技術基準に従い、以下の計算式を適用する。

$$t = \frac{D + 800}{400}$$

ここで、 t: 最小板厚(mm)

D: 鉄管内径(5,500 mm)

よって、最小板厚は 16 mm となる。水圧鉄管が最小板厚の 16 mm で製作された場合、68 m の設計水頭まで対応できる。拡張計画では水撃水頭と静水頭の和が 65 m 程度であることから、内圧に対しては最小板厚で強度的に問題ない。

ダムの浸透水は、ドレインを通して排除されるので、水圧鉄管に外圧は働かないと考えられるが、安全側の設計として、ダム堤体内の鉄管については、貯水池最高水位と鉄管中心の水頭差の 1/2 が外圧として働くものとする。外水圧に対して補剛材を設置した場合の製作重量および工数は、補剛材を付けずに鉄管の板厚を増した場合より、コスト増となる。従って、補剛材を考慮しない設計とする。

取水口ゲートの上流側の鉄管には、鉄管路充水時の排気のために、空気弁を取水口ゲートの直上流に設ける。

9.5.7 放水口ストップログおよびガントリークレーン

(1) ストップログ

既設放水口ストップログの共用が可能な、放水口寸法とし、拡張計画では基本的に新規のストップログを追加せず、ガイドフレームのみを設置する。既設放水口ストップログを共用するため、設置するガイドフレームは既設ガイドフレームと同一のものとする。

(2) ガントリークレーン

放水口ストップログの共用とともに、放水口ガントリークレーンも拡張計画において共用するので、走行レールと給電ケーブルを延長する。給電ケーブルおよびケーブルリールは更新となる。

第10章 放水庭水位低下の検討

10.1 放水庭水位の現状

ナムグム 1 ダムの 500 m 程度下流域の河川河床部に露岩が河川横断方向に連なっている箇所があり、この地点に 40 ~ 50 cm の水位落差が存在する。この断面の露岩の河川横断方向の連なりによって、上流側の発電所下流側の水位を堰きあげており、その影響が放水庭水位に影響している。



Photo: Rock Outcrop located 500 m downstream of NN-1 Hydropower Station

また、現時点での放水庭水位の流量-水位曲線は Figure 9.1.5 に示すとおりとなっている。過去の最低水位記録は、Table 10.1.1 に示すとおりである。この最低水位は、1 日のうち放流量が最小となった時間に於ける最低水位である。表中の最低水位に示されているように、通常の年間最低水位は EL. 166.0 m を下回っていない。これは、年間を通して発電を完全に停止することがなかったためである。ただし、2003 年には放水庭最低水位が EL. 165.0 m に低下している。これは 2003 年 12 月 27 日に全号機が数時間にわたり運転を停止したためである。ただし、Figure 9.1.5 に示す流量-水位曲線は、最低水位が EL. 164.00 m となっているにもかかわらず、放水庭水位として EL. 165.0 m より低い値は記録されていない。これは、発電所の直下流域の放水庭底部の等高線より、1、2 号機の直下流の標高は EL. 165.00 m 程度となっており、さらにコンクリート壁で閉じられた 1、2 号機の放水庭水位は EL. 165.00 m より低くはならない状況となっているためと推察される。

Table 10.1.1 Yearly Minimum Tail Water Levels

Minimum Water Level (masl)

Date	Tail Water Level
25/05/1981	166.6
12/06/1982	167.0
08/05/1983	167.0
13/03/1984	167.0
10/04/1985	167.0
20/06/1986	166.7
02/08/1987	166.6
31/12/1988	166.4
08/04/1989	166.6
01/03/1990	166.6
04/06/1991	166.6
08/06/1992	166.2
24/05/1993	166.0
01/11/1994	166.0
17/12/1995	166.2
16/02/1996	166.2
05/12/1997	166.5
26/12/1998	166.3
04/05/1999	166.6
31/01/2000	166.7
22/01/2001	166.2
23/03/2002	166.5
2003/12/27	165.0
13/02/2004	166.2
18/05/2005	166.5
01/07/2006	166.1
15/06/2007	166.5
12/01/2008	165.8

Source: Nam Ngum 1 Hydropower Station

10.2 放水庭水位低下の可能性検討

前節で述べた発電所約 500m 下流の露頭河床を掘削することにより、放水庭水位（＝放水位）が下がり、つまり有効落差が大きくなり、発生電力量を増加させることができる。

露頭河床の掘削による放水庭水位の低下量の推定するために、下記の作業を実施した（水理検討の詳細は Appendix H に添付）。

(1) 河川横断測量

発電所から下流約 10 km 区間における 500 m 間隔の計 25 断面（合流前 Nam Lik の 3 断面を含む）に加え、放水庭末端部から下流約 1 km 区間において計 15 断面のより詳細な河川横断測量を行った。

(2) 現状の流下状況の再現

以下の条件で水理検討（1 次元不等流解析）を行い、現状の流下状況を再現した。

➤ 解析区間： 発電所から合流部までの約 3 km

- 解析断面：放水庭末端部から下流約 1 km 区間における上記 15 断面＋その下流から合流部における 4 断面＋露頭河床箇所における仮想断面の計 20 断面
- 水位条件：河川横断測量時の観測水位データ、発電所観測の放水口水位データ、および既存の放水庭水位・流量曲線のデータを参照
- 解析結果：

Table 10.2.1 Hydraulic Analysis Results for Current Condition

Discharge (m ³ /s)	105	167	247	351	440	467	735	1,025	2,815
Upstream WL (EL.m)	166.2	166.5	166.9	167.3	167.6	167.7	168.9	169.9	174.9
WL Difference at Exposed Riverbed (cm)	54	55	47	42	39	36	16	7	2
Downstream WL (EL.m)	165.6	165.9	166.3	166.7	167.0	167.1	168.5	169.5	174.5

Prepared by JICA Survey Team

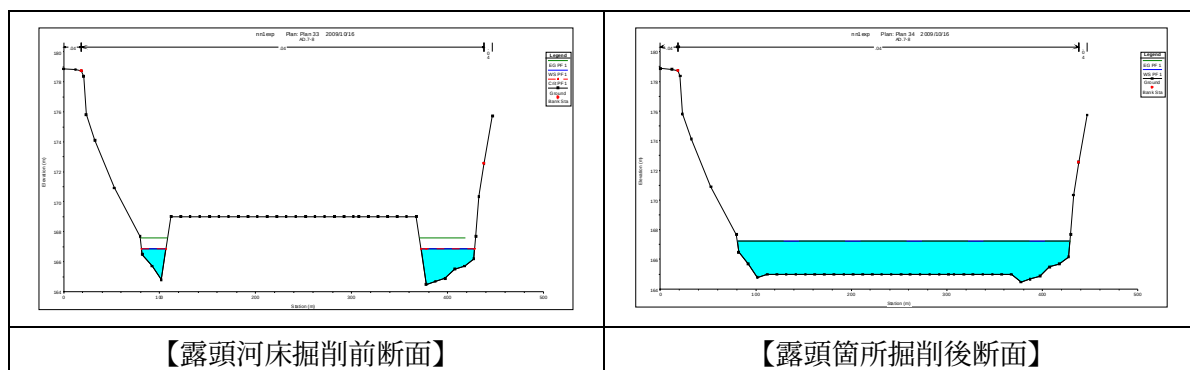
上記上流端水位は、河川横断測量時の観測水位データおよび発電所観測の放水口水位データとほぼ整合が取れており、また、河川横断測量時に観測された露頭箇所水位差（流量：440 m³/s, 水位差：39 cm）とも合致している。従って、妥当な再現結果と評価できる。

解析結果から、既存の 5 台フル運転時の放流量（466 m³/s）を超えると、露頭箇所の流積も確保され、当箇所に発生する水位差も減少することが考察される。

(3) 露頭河床掘削後の流下状況の予測

上記で構築した解析モデルを基に、以下の条件で水理検討を行い、露頭河床掘削後の流下状況を予測した。

- 解析区間：現状の再現解析と同じ
- 解析断面：現状の再現解析で用いた断面に対し、露頭河床箇所の断面（掘削後断面）および上流端断面（6 号機放水庭掘削後断面）を変更



- 水位条件：現状の再現解析で用いた下流端水位を適用

➤ 解析結果：

Table 10.2.2 Hydraulic Analysis Results for Condition After Riverbed Excavation

Discharge (m ³ /s)	105	167	247	351	440	467	735	1,025	2,815
Upstream WL (EL.m)	165.7	166.0	166.4	166.9	167.2	167.3	168.8	169.8	174.9
WL Difference at Exposed Riverbed (cm)	0	1	1	1	1	0	1	1	0
Downstream WL (EL.m)	165.6	165.9	166.3	166.7	167.0	167.1	168.5	169.5	174.5

Prepared by the JICA Survey Team

上記解析結果から、想定した露頭河床掘削により当箇所が発生する水位差は解消され、水位は上下流方向にスムーズに変化することが考察される。

(4) 放水庭水位低下量の推定

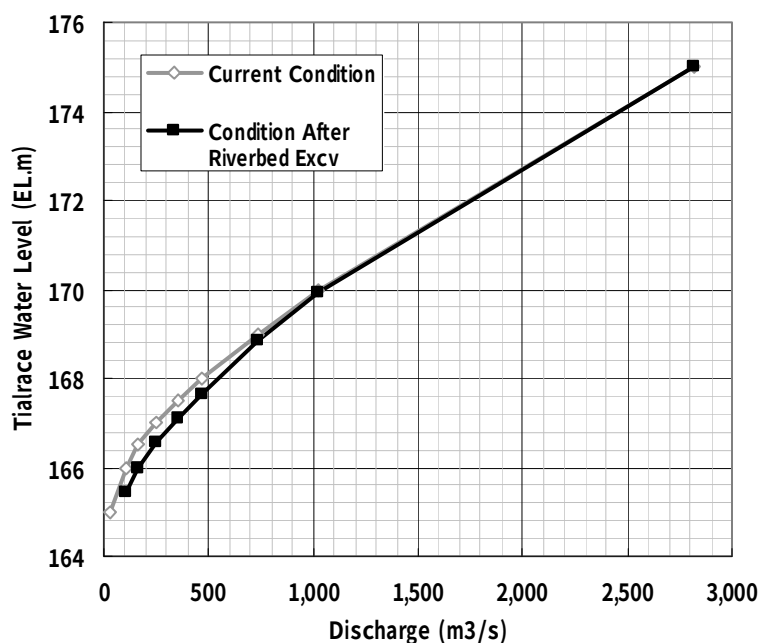
現状の流下状況の再現および露頭河床掘削後の流下状況の検討から、放水庭水位低下量は下表のとおり推定される。

Table 10.2.3 Difference of Tailrace Water Level Before and After Riverbed Excavation

Q (m ³ /s)	105	167	247	351	440	467	735	1,025	2,815
U/S WL - Before (EL.m)	166.2	166.5	166.9	167.3	167.6	167.7	168.9	169.9	174.9
U/S WL - After (EL.m)	165.7	166.0	166.4	166.9	167.2	167.3	168.8	169.8	174.9
Difference of Tailrace Water Level (m)	-0.54	-0.54	-0.46	-0.40	-0.35	-0.34	-0.14	-0.06	-0.01

Prepared by the JICA Survey Team

また、上記水位低下量に基づき作成した露頭河床掘削後の放水庭水位・流量曲線を下図に示す。



WL (EL.m)	Q (m3/s)
175.0	2,815
169.9	1,025
168.9	735
167.7	467
167.1	351
166.5	247
166.0	167
165.5	105

Prepared by the JICA Survey Team

Figure 10.2.1 Tailrace Water Level Rating Curve After Riverbed Excavation

(5) 露頭河床掘削による河道の流速変化の確認

発電所の下流約 200 m 地点における露頭河床掘削前後の流速を下表に示す。

Table 10.2.4 Difference of Water Velocity Before and After Riverbed Excavation

Discharge (m ³ /s)	105	167	247	351	440	467	735	1,025	2,815
Water Velocity - Before (m/s)	0.08	0.12	0.16	0.22	0.26	0.27	0.34	0.42	0.72
Water Velocity - After (m/s)	0.09	0.13	0.18	0.23	0.28	0.29	0.35	0.42	0.72
Difference of Water Velocity (m/s)	0.01	0.01	0.02	0.01	0.02	0.02	0.01	0.00	0.00

Prepared by JICA Survey Team

上記解析結果から、露頭河床掘削による河道の流速変化はほとんど無く、流速増加に起因する侵食の問題は発生しないと推察される

10.3 既存水車への影響

放水庭水位の低下は、既存の発電機器に影響を与える可能性がある。既設水車に及ぼすキャビテーションなどの影響について以下のとおり検討した。

10.3.1 既存水車の比速度

水車比速度 N_s は次式で計算する。

$$N_s = \frac{N * P_t^{1/2}}{H_d^{3/4}} \quad [\text{m-kW}]$$

ここに、 N_s : 水車比速度 (m-kW)
 N : 水車定格速度 (rpm)
 H_d : 水車設計落差 (m)
 P_t : 水車定格出力 (kW)

既存水車の比速度の計算結果は以下の通り。

Table 10.3.1 Specific Speed of Existing Turbines

Existing Turbines	Turbine Speed (rpm)	Design Head (m)	Turbine Output (kW)	Specific Speed (m-kW)
Unit 1/Unit 2	176.5	37.0	18,300	268.0
Unit 3/Unit 4/Unit 5	136.4	37.0	40,000	298.9

Prepared by JICA Survey TEam

10.3.2 キャビテーション係数

キャビテーション係数の計算式は数々の文献で紹介されているが、ここでは技術雑誌「Water Power & Dam Construction (Aug. 1987)」を参照し、次式で計算する。

$$\sigma_p = 0.0245 * e^{(0.00833 * N_s)}$$

ここに、 σ_p : キャビテーション係数
 N_s : 水車比速度 (m-kW)

Table 10.3.2 Cavitation Coefficient of Existing Turbines

Existing Turbines	Specific Speed (m-kW)	Cavitation Coefficient
Unit 1/Unit 2	268.0	0.2284
Unit 3/Unit 4/Unit 5	298.9	0.2955

Prepared by JICA Survey Team

なお、上記のキャビテーション係数は水車中心位置を参照している。

一方、上記のキャビテーション係数を臨界キャビテーション係数（キャビテーション現象が水車効率に顕著な影響を与え始める値）と比較すると 1.5 倍以上の余裕がある。

10.3.3 水車中心位置

水車中心位置は、水車 1 台運転時の放水路水位を基準として、次式で計算する。

$$\text{水車中心位置} = TWL_1 + H_s \quad [\text{EL. m}]$$

ここに、 TWL_1 : 水車 1 台定格出力運転時の放水路水位 (EL. m)
 $= 164.0 \text{ m}$

H_s : 水車中心位置を基準した吸出し高さ (m)
 $= H_a - H_v - \sigma_p * H_d$

H_a : 放水路 $TWL_1 = 164.0 \text{ m}$ における大気圧 (m)
 $= 10.12 \text{ m}$

H_v : 飽和蒸気圧 (mAq)
 $= 0.32 \text{ mAq}$

H_d : 水車設計落差 (m)
 $= 37.0 \text{ m}$

σ_p : キャビテーション係数
 $= 0.2284$ (Unit 1 および Unit 2)
 $= 0.2955$ (Unit 3、Unit 4 および Unit 5)

既設水車の水車中心位置の計算結果は以下の通り。

Table 10.3.3 Turbine Centerline Elevation of Existing Turbines

Existing Turbines	Tailrace WL (m)	Suction Head (m)	Turbine Centerline Elevation (m)	
			Calculated	Actual Setting
Unit 1/Unit 2	164.0	+ 1.35	165.35	165.5
Unit 3/Unit 4/Unit 5	164.0	- 1.12	162.88	161.0

Prepared by JICA Survey Team

10.3.4 既存水車のキャビテーション発生状況

(1) Unit 1 および Unit 2

2004 年のリハビリ後は、顕著なキャビテーションによる壊食はない。

(2) Unit 3、Unit 4、Unit 5

各号機のランナでキャビテーションによる壊食が発生しているが壊食の程度は非常に小さい。低落差における運転が長引いた年にはランナバケットに顕著な壊食が見られるが、いずれの壊食量も許容値以下で、且つ現場修理可能な程度である。

なお、キャビテーションによる壊食に対しては、ほぼ毎年補修が実施されている。

10.3.5 検討結果

(1) Unit 1 および Unit 2

上記の結果より、Unit 1 および Unit 2 の実際の水車中心位置は計算値に対して全く余裕がない。したがって、河床を下げる場合には、1 台運転時の放水路水位が EL. 164.0 m を下回ることがないよう、水車出口付近に Cofferdam を設けるなどの対策が必要である。

(2) Unit 3、Unit 4、Unit 5

上記の結果、Unit 3、Unit 4、Unit 5 の各号機の水車中心位置は計算値に対して 1.8 m 以上の余裕がある。この余裕は、キャビテーションの問題を考慮したというよりも、発電機回転子の組立・分解に必要な吊上げ高さを確保するために、敢えて発電機の設置位置を低くした結果であると推察する。

河床の低下によって放水庭水位が下がった場合、キャビテーションによる壊食が若干増える可能性は否定できないが、十分な吸出し高さが確保されている限り、壊食量が許容値および現場補修限度を超えることはないと思われる。

したがって、河床が下がったとしても、それが 1.8 m 以内であれば、キャビテーション発生防止に必要な吸出し高さを確保できるため、既設 Unit 3、Unit 4、Unit 5 への影響は殆どないと推察する。特に 6 号機が追加された場合には、放水庭水位が上昇するため、河床低下の影響は更に小さくなる。

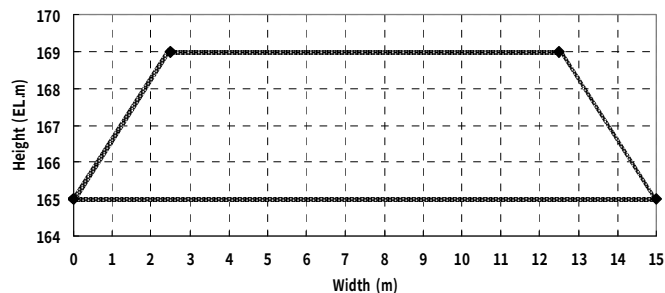
現在の Unit 1 および Unit 2 の放水庭下流の河床標高は、EL. 165.00 m であり、本計画における河床掘削は、Unit 1 および Unit 2 の放水庭水位に影響が出ないように実施することとする。また、Unit 3、Unit 4、Unit 5 の放水庭水位を低下させることが、下流河川の河床掘削により可能となる見通しであるが、放水水位低下が、1.8m 以内に収まるような計画とする

10.4 放水庭水位低下の便益およびコスト

10.2 節で述べた露頭河床掘削後の放水庭水位・流量曲線を用いて発生電力量を計算した結果、年間発生電力量の増分は 5 GWh と算定された。

また、露頭河床掘削にかかるコストは、以下の条件で計算した結果、約 7,400 万円（78 万米ドル）と見積もられた。

- 掘削断面積：50 m²



- 掘削長（横断方向）：260 m
- 掘削量：13,000 m³
- 掘削単価（水中掘削）：60 US\$/m³

上記の発生電力量増加および露頭河床掘削コストを考慮した本拡張事業の経済性については 12 章で述べる。

第11章 実施計画及び事業費積算

11.1 事業概要

選定された最適案に基づき容量 40 MW の 6 号機が既設ナムグム 1 水力発電所の余水吐側に増設されることにより同発電所の発電能力は、現在の 155 MW から 195 MW に増強される。既設の 1 ～ 5 号機の設置年は次のとおりである。

- 1971: 15,000 kW x 2 基、1 号機& 2 号機
- 1975: 40,000 kW x 2 基、3 号機& 4 号機
- 1984: 40,000 kW x 1 基、5 号機
- 2004: Up-rating 2,500 kW x 2 基、1 号機& 2 号機修復

基本計画で提案された新 6 号機の拡張計画は次のとおりである。

- 定格落差 : 40.0 m
- 取水口中心 : EL. 185.25 m
- 水圧鉄管内径 : 5.5 m
- 取水ゲート : Bonnet type high pressure slide gate
- 水車 : Francis type, rated output 40,900 kW
- 発電機 : Umbrella type, rated output 50,000 kVA
- 主変圧器 : Single phase type, rated capacity 16,666 kVA x 3

基本計画案のレイアウトは、次のような特徴がある。

- ダム堤体上流面に設ける新規取水口は、5 号機取水口と余水吐の間に位置する。
- 水圧鉄管は、ダム堤体を貫通して設置する。
- 既設発電所建屋を拡張して新規 6 号機の水車、発電機、補機類を収容する。
- 下流放水路の拡張

本拡張事業計画地点は、ビエンチャン県を通る国道 13 号線の北東に位置する。首都ビエンチャンから 90 km の距離である。土木工事、水力機械工事、及び電気機械工事が本拡張事業の主要工種である。既設ナムグム 1 発電所は、拡張工事中にその発電を停止しないものとする。

11.2 拡張事業実施体制

(1) 一般

本拡張事業の基本設計は、2009 年 12 月完了予定である。従い以下に述べる実施計画は基本設計にもとづく事前の案である。

(2) 実施機関

本拡張事業の実施機関は、ラオス国鉱山エネルギー省傘下の DOE である。DOE は実施部局を設置の上で事業の管理を行うものとする。工事完成後は、事業主としての電力公社（EdL）が完成施設を受け継ぎ、事業主となる。

本事業の入札図書作成を含む入札設計及び建設工事監理のための国際コンサルタントは、入札で選ぶものとする。

(3) 実施工程

拡張事業の全体実施工程を Figure 11.2.1 に示す。全工期は入札準備作業も含め開始から 5 年間とする。事業実施に必要な作業項目は以下のとおりである。

- 事業資金調達
- コンサルタント調達
- 入札設計・入札図書作成
- 入札・工事請負業者調達
- 工事実施・工事監理・環境マネジメント
- 有水試験および試運転
- 完成引渡し(商業運転開始)

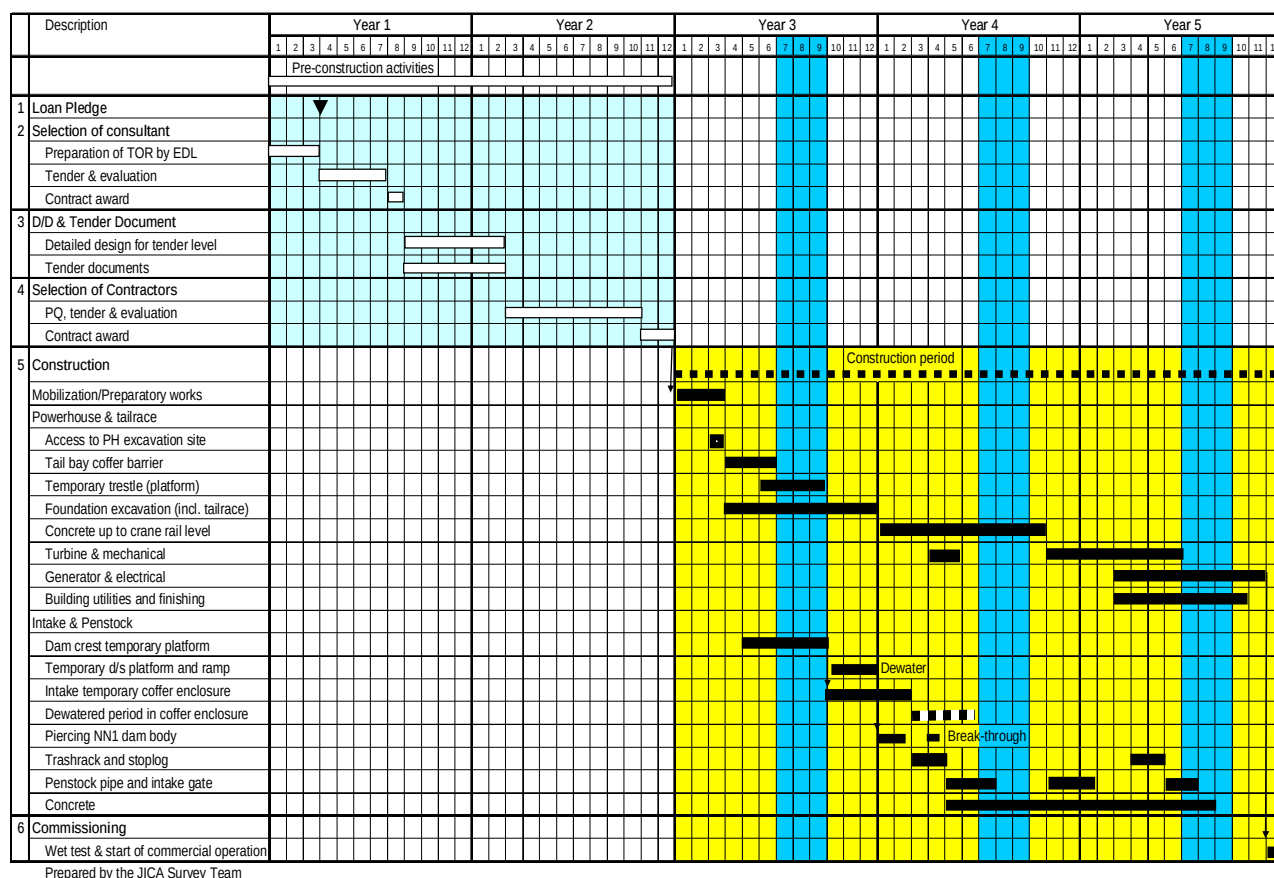


Figure 11.2.1 Overall Tentative Implementation Schedule

(4) 資金源

拡張事業の資金源は、日本国 ODA の最貧国向け円ローンを想定する。

(5) 調達計画と工区割り

建設工事は、国際競争入札により建設業者を調達して実施することを想定する。本入札前に事前資格審査を行う。建設業者は、JICA および DOE のガイドラインに準拠して選ぶこととした。拡張工事の工区割りは、以下の 3 パッケージの予定である。

- Lot 1: 土木工事
- Lot 2: 水力機械の調達と据付
- Lot 3: 電気機械の調達と据付

11.3 施工計画と工事工程

(1) 施工範囲

拡張事業の工事範囲は以下のとおりである。

A	土木工事	A1	準備工事
		A2	取水口と水圧管路工事
		A3	発電所と放水路工事
		A4	屋上スイッチヤード
B	水力機械の調達と据付	B1	取水口と水圧管路工事
		B2	ドラフトチューブ止水施設
C	電気機械の調達と据付	C1	発電機器
		C2	タラット変電所改造

(2) 土木工事

工事場所への進入路

工事現場へは、国道 13 号線でホンホンを通り、タラット村経由で進入できる。道路の維持管理状況は、概ね良好である。機電類と主要な工事用資機材は、外国で調達、タイ国経由メコン川に架かる友好橋を通過して現場に搬入される。

建設資源

工事用原材料は、セメント、骨材、鉄筋、砂、砂利、木材、水等である。セメントはラオス国産品の使用を考慮するが、品質が技術仕様を満たさない場合はタイ国からの輸入を考慮する。コンクリート用骨材は、ナムリック川の河床材を採取して用いる。拡張工事にブルドーザ、ダンプトラック、クレーン等の建設機械が必要である。中・小型のこれら建設機械はビエンチャンで運搬工込みのレンタル調達可能であるが、大型機械類はタイ国での調達となろう。

技能潜水士や溶接工、艀装工、トンネル工、大型クレーン運転工の調達・雇用が拡張工事を成功

させるために必須条件となる。これら技能工は、日本を含め広くアジア諸国で調達することとなる。

工事順序

本拡張工事は、取水口と水圧管路工事（上流側）で 1 組、発電所と放水路工事（下流側）で 1 組の計 2 組に分けてほぼ同時並行で工事を進捗させるものとする。

工事工程

土木工事、機電工事およびクリチカル工程を明示した工事工程表を Appendix I-2 に示す。工程表は、仮締め切り工事のためにナムグム湖の水位変動を考慮した。NN2 発電所は、本拡張工事開始前の運転開始が予定されているが、運転開始後の水位変動も考慮している。

準備工事

本工事開始前に発注者や工事業者が使用する現場作業ヤード、事務所、宿舍の設営などの準備工事を実施する。これら施設の必要面積は、約 2ha と見積もられ、ダム下流左岸側に集中して設けるものとする。レイアウト図を 2009 年 8 月 3 日の会議で JICA 準備調査団は、これら仮設用地の利用可能性に関して協議を行った。レイアウト図を Appendix I-3 に示す。建設残土などの廃材は、ダム下流約 2km の左岸地点に捨て土として処理する。

仮締め切り

取水口工事用アクセスはダム天端 5.5 m 幅の道路を用いる。ダム天端の既存走行クレーンは、工事のために一時的に右岸側アバット上に移動する。仮締め切り設備は、貯水池に設ける。仮締め切りは、H 鋼やアングル鋼（SM490 または同等品）を使用した門型鋼構造物とする。仮締め切りサイズを下記諸元で計画する。

内空:	11.5 m x 4.0 m (46.0 m ²)
外縁:	13.1 m x 4.8 m (62.88 m ²)
水深:	30 m (EL. 179.0 m – EL. 209.0 m)

必要鋼材量は、約 580 トンと見積もられる。これらの鋼材を用いて上記仮締め切りサイズに合わせた門型の鋼構造物を地組製作する。1 個の門型鋼構造物の高さは 2.0 m とする。門型の鋼構造物の必要数量は、15 個である（水深 30 m / 1 個の高さ 2.0 m = 15 個）。1 個の門型の鋼構造物の重さは、最大 40 トンである。各々の門型鋼構造物は、地組後ダム天端に運搬し、作業場に設置された 200 トン級クレーンで吊りこみ所定の位置に設置、ケミカルアンカーでダム本体に固定し、片持ち梁方式で支持される。ケミカルアンカーは、長さ 40-50 cm、M36 が計 200 本ほど必要と見積もられる。

仮締め切り工事は、下記する順序と工期約 5 ヶ月で実施予定である。

（仮締め切り据付工）

① 準備工 (0.25 月) → ② 作業台船組み立て (0.25 月) → ③ 測量・芯出し・不陸確認 (0.5

月) → ④ 戸当り金物設置 (1.5 月) 門型鋼構造物地組 (2.5 月) 平行作業 → ⑤ 門型鋼構造物据付 (2.5 月) → ⑥ 抜水 (0.5 月) → ⑦ 昇降設備取り付け (0.5 月) → 据付完了

(仮締め切り撤去工)

① 準備工 (0.25 月) → ② 作業台船撤去(0.25 月) → ③ 仮締め切り撤去 (2.0 月) → ④ 片付工 (0.25 月) → 撤去完了

作業台船は、その規模・容量を検討のうえで選択するため、上載荷重の詳細検討が望まれる。仮締め切り据付工は、熟練の潜水士による水中作業であり、また確実な止水を求められることより、安全管理・品質管理に万全を期さねばならない。貯水池水位は仮締め切り工事中制約される。仮締め切り水中工事の潜水作業は、下記で実施予定である。

潜水チーム編成	: 5～6 パーティ
潜水方法	: 空気潜水
作業日	: 土曜日・日曜日継続作業
潜水サイクル	: 1 日 1 回ひとつのパーティが潜水作業
作業サイクル	: 1 時間潜水作業 (実質 50 分、水深 30m) 後休憩 30～60 分

仮締め切り工事、取水口及び水圧管路工事、取水ゲート据付などのためにダム天端（ブロック番号 19 と 20）に長さ 36.0 m x 幅 10.1 m の作業構台仮設備を設置するものとする。仮締切りの設置・撤去に必要な主要機械等は、以下で計画する。

主要機械など	仕様	用途	備考
トラッククレーン	200 t 級	仮締切の設置・撤去	最大重量 40t, 最大作業半径 14m, ラフテレーンクレーン可、1 台
トラッククレーン	200 t 級	地組・トレーラ積込	最大重量 40t, 最大作業半径 14m, ラフテレーンクレーン可、1 台
トレーラ	40 t 級	地組ヤード～ダム天端間運搬	最大重量 40t、1 台
揚錨船	10 t 吊	ダム湖での諸作業	自航式、1 台
交通船	60 PS	人員移動など	2 台
台船	20 t 積	潜水支援用	ユニフロート式、5.5mx2.5mx1 台
コンクリートポンプ車	60 m ³ /h	モルタル注入	発電所と共用、1 台
係船栈橋	1 式	-	単管足場・ユニフロート構成
濁水防止膜他ユニフロート式台船、1 式潜水作業時、安全用囲い兼用			

*最大重量は仮締切 1 段の高さを 2 m とした場合の想定重量

取水口及び水圧管路工事

本工事の主要工種と概略数量は、次のとおりである。

- 1) 仮設備工一式：作業構台（EL. 181.0 m）と傾斜路（現地盤と作業構台の接続）
- 2) ナムグム 1 ダム堤体穴あけ： 6.7 m x 6.7 m、水圧管路水平部貫通長 22.0m、取水ゲート 据付用垂直部 9.0 m x 5.0 m 幅、垂直貫通長は可変、穴あけコンクリート 数量 1,450 m³

3) 水圧管路廻りコンクリート充填：1,130 m³ (ベルマウス部から 傾斜部 EL. 177 m 以上)

ダム堤体穴開けは、スロット穿孔＋破碎方式を採用する。スロット穿孔は、27 トン級穿孔機、ビット径 102 mm を採用する。破碎は 1,400 kg 級破碎機、破碎後積み込みはホイールローダを採用する。10 トン級ダンプトラックで指定の場所に運搬するものとする。ベルマウス部 5m 長は、仮締め切り完成、抜水後に穿孔、貫通させるものとする。ダム堤体穴開けに必要な主要機械等は、以下で計画する。投入台数は、各 1 台とする。

主要機械など	仕様	用途	備考
ドリルジャンボ	ホイール式	スロット穿孔	2 ブーム、150kg 級、高さ 6.7m 程度まで水平穿孔可能、小回り良
ブレーカ	油圧、2 t 級	1 次破碎	
ホイールローダ	0.9 m ³ 級	ズリ処理	
ダンプトラック	10 t 級	ズリ処理	
バックホー	0.35 m ³ 級	ズリ処理	二次破碎ブレーカ、ツインヘッドと共用
ブレーカ	油圧 1.4t 級	壁面整形	二次破碎
ツインヘッド		壁面整形	
コンクリートポンプ車	60 m ³ /h 級	充填コンクリート、発電所と共用	

＊ 1 サイクル進行 1 m (44 m³) を想定

＊ 小割りは行わずにホイールローダでダンプへの直接積み込みを想定

仮締め切り完成・抜水後、締め切り堤内はドライ状態に保たれる。ドライ状態保持期間は、3.5 ヶ月で計画する。ベルマウス部 5 m 長は、ドライ状態保持の初期に穿孔、貫通させ、引き続いてベルマウス管、ストップログガイドフレーム、ストップログを据え付けるものとする。

発電所と放水路

発電所と放水路の主要工種は、1) 基礎掘削、2) 放水路庭外の水中掘削、及び 3) コンクリート工である。発電所・放水路土木工事と電気機械据付工事は、本拡張工事のクリチカルパス作業であり、下記する如く 36 ヶ月の工期を見込むものとする。

着工準備	: 2.0 months
進入路整備 (ドラフトチューブデッキ)	: 1.0 month
基礎掘削 (EL. 168 m より上部)	: 6.0 months
基礎掘削 (EL. 168 m より下部)	: 5.0 months
発電所建屋コンクリート工(OHT クレーン走行路まで)	: 7.0 months
クレーン走行用ガーダー設置	: 1.0 month
ドラフトチューブスパイラルケーシング据付	: 2.0 months
スパイラルケース廻りコンクリート打設	: 2.0 months
水車・発電機・補機据付	: 8.5 months
湿式テスト	: 1.5 months
合計工期	: 36.0 months

発電所拡張に伴う掘削工は、既存余水吐と既設建屋の間で全面的に展開するものとする。発電所と放水路の掘削工は、EL. 168 m より上部 39,000 m³ のオープン掘削（上流側）と EL. 168 m より下部 24,000 m³ のピット掘削（下流側）による 2 段階施工とする。

オープン掘削は、上流部から始め早期に完了、ダム穴あけ作業・他のために EL. 181.0 m に設置する作業構台の早期設置を可能にするものとする。

放水路ピット掘削のため、仮締め切り及び掘削土砂積み込み用構台が必要である。仮締め切りは、既設コンクリート擁壁（EL. 171 m）の補強や現地盤の岩石を用いて構築するものとする。掘削土砂積み込み用構台は、EL. 177 m 盤に放水路を跨ぐ格好で設置する。掘削土砂は、10 トン級ダンプトラックに積み込み既設コンクリートデッキを通り土捨て場へ運搬する。

発電所拡張部の岩掘削は、岩硬度や節理状態を調査の上で岩破碎機または発破により施工するものとする。岩破碎機または発破使用に際しては、その振動が既設の機械基礎部に影響を与えぬよう制限発破の採用など最大限の対策をとるものとする。研磨材を用いた超高水圧ジェット方式による施工を検討することを提案する。余水吐側掘削傾斜部は、ロックボルトまたは吹付け工法により安定させるものとする。

放水路掘削は、0.8 m³級バックホ（ベースマシン）に 1,300 kg 級 ジャイアントブレイカを装着して施工する。積み込みと運搬は、0.8 m³ 級バックホと 10 トン級ダンプトラックとする。放水路水中掘削数量 2,600 m³ は、作業台船上にジャイアントブレイカ付きバックホを載せて施工する。掘削土運搬は、小型バージを用いる。

発電所と放水路用コンクリート打設数量は、約 15,000 m³ である。時間生産量 60 m² 級のコンクリートプラントを計画する。容量 3 m³ アジテータトラック、シュート方式の他、時間打設量 60 m³ 級コンクリートポンプ車及びタワークレーン を計画する。

発電所下流露頭掘削

発電所下流部の露頭掘削数量は、13,000 m³ と見積もられた。その殆どが水深 4m での水中掘削であり、作業台船上にジャイアントブレイカ付きバックホを載せて施工する。掘削土運搬は、小型バージを用いる。

(3) 水力機械工事

40 MW 拡張に伴う主要な水力機械工事は次のとおりである。

取水口と水圧管路	1) トラシュラック, 12 t
	2) ストップログ, 59 t
	3) 取水ゲート, 131 t
	4) ガントリークレーンレールとケーブル延伸, LS
	5) 水圧鉄管, 186 t
ドラフトチューブ用	1) ガントリークレーンレールとケーブル延伸, LS
ストップログ施設	2) ドラフトチューブとホイスト

水力機械工事は、設計・製作・輸送・据付・試験であり契約ロット 2 で選ばれた業者により実施される。本工事は、土木工事工程に併せて実施される。据付工事は、全体工期の 2 年目から開始される。設計・製作・輸送期間は、15.5 ヶ月と見積もる。ベルマウス管、トラシュラック及びストップログの据付は、締め切り提内ドライ状態で 100－200 トン級クレーンを用いて実施する。

ボンネット型高圧スライドゲートの据付期間は、1 ヶ月を見込みトラシュラック及びストップログ据付後、同じ 100－200 トン級クレーンを用いて実施する。内径 5.5m の水圧管路の据付は、2 年目と 3 年目に上部水平部、下部ベンド部、傾斜部、下部ベンド部の順に実施する。据付後コンクリート充填を行う。ドラフトチューブやその他機械据付は、既設発電所クレーンの延伸後に実施する。二次コンクリートは、コンクリートポンプ車を用いる。

(4) 電気機械工事

40 MW 拡張に伴う主要な電気機械工事は次のとおりである。

- | | |
|-----------|---|
| 発電機器 | 1) 水車と補機, LS
2) 発電機と補機, LS
3) 変圧器, LS
4) 屋内スイッチギヤ, LS
5) 屋外スイッチヤード機器, LS
6) 運転制御・保護機器, LS
7) 補機類, LS
8) 雑機械類, LS |
| タラット変電所改良 | 1) 架空母線, LS |

電気機械工事は、設計・製作・輸送・据付・試験であり契約ロット 3 で選ばれた業者により実施される。本工事は、土木工事工程に併せて実施される。据付工事は、全体工期の 2 年目から開始される。電気機械の設計・製作・輸送期間は、ドラフトチューブライナー16 ヶ月、その他機械は、22 ヶ月と見積もる。ドラフトチューブライナー及びスパイラルケーシングは、2 年目の据付で計画する。その他機械は、3 年目の据付を計画する。スパイラルケーシングは、発電所クレーンを用いて実施する。据付後の二次コンクリートは、2 年目ドラフトチューブ、3 年目スパイラルケースとなる。

11.4 事業費積算

(1) 事業費積算上の前提・仮定条件

- 積算上、拡張事業実施期間は、約 5 年間を計画する。
- 基本設計で算出された工事数量をもとに策定した施工計画・工程及び現場調査期間中に収集したコストデータをベースに積算を行うものとする。
- 下記主要費目を対象として外貨（円）と内貨（Kip）に分けて積算を行う。
 - 直接工事費(ロット毎に土木、水力機械、電気機械)
 - 間接費

- 一般管理費及び現場経費
 - 入札設計費・施工監理費
 - 実施機関経費・用地買収補償費・環境対策費
 - 輸入関税・ラオス国付加価値税
 - 予備費 (価格および物理的)
 - 建中金利
- ベース価格は、土木工事、水力機械工事、電気機械工事の直接工事費及びコンサルタント費用とする。
 - 会計年度：4 月－3 月
 - 対 US\$ 貨幣交換率： US\$ 1.00 = JPY 95.0、 US\$ 1.00 = Kip 8,510.0
 - 積算ベース年月： 2009 年 8 月
 - 土木工事費は、施工計画にもとづき施工単価を設定し、工事数量に乗じて算出する。施工単価設定にさいしては、東南アジアの国際入札による類似工事単価をも参考にする。深い水深での仮締め切りなど特殊工事費は、日本での類似工事費を参考とするが、資機材の現地または第三国調達を勘案して割引率を考慮するものとする。
 - 水力機械や電気機械の調達・据付費は、類似工事の最近の入札価格をも取り込んだコンサルタント価格データを参考に積算を行う。
 - コンサルタント技術経費は、コストと報酬で見積もる。技術経費は、技術サービス範囲及び期間を DOE/EdL と協議・決定のうえで見積もる。調査団が提案するコンサルタントの TOR は下記項目で想定している。
 1. 基本設計のレビュー
 2. 入札設計 追加調査（測量・地質・材料）
設計図書作成、入札図書作成
 3. 入札支援業務（評価・契約支援）
 4. 施工監理（竣工検査を含む）
 5. 環境マネジメントアドバイス業務
 - 予想されるコンサルタントの職種及びアサインメント工程表を Appendix I-8 に示す。
 - コンサルタント付随費用は、概要下記費目を想定のうえで、ラオスで進行中の世銀融資事業などを参考に積算を行う。
 - 外国人航空賃、59 R/T
 - 外国人日当・宿泊費、5,610 日
 - 車両借り上げ費
 - 事務所借り上げ費、通信費、事務所経費
 - 現地業者委託費
 - 環境マネジメント対策費用は、実施機関経費に含めて見積もる。
 - 基本設計段階における積算であり、外貨分 85%(FC)，内貨分 15%(LC)と仮定した。たとえば、建設請負業者が調達する建設資源のうち、セメント、骨材、標準的施工機械のレ

ンタル費用、特殊技能工以外の労務費等は内貨での調達を想定している。

- ラオス国付加価値税は、各パッケージの建設費総額の 10%であるが、当該事業は免税措置が採られることを想定してゼロ積算とする。
- ラオス国関税率は、アセアン諸国からの調達の場合 0－5%（JETRO 情報）である。本積算では、免税措置を想定してゼロ積算とする。
- 用地買収・補償費は、ラオス国憲法 17 条に従い、ゼロ積算とする。
- 建設期間中金利は、ODA 一般条件に従い建設費総額の 0.01%で積算する。
- 円借款条件で「LDC のうち貧困国はチャージを免除する」とあり、ラオスはこれに該当することより、コミットメントチャージはゼロ積算とする、
- 実施機関の運営費等の必要経費は、建設費総額の 5%で積算する。
- 外貨分の価格上昇予備費は、先進 7 カ国 5 年間（2004 年～2008 年）の消費者物価指数平均値を採用、年間 2.4% とする。内貨分の価格上昇予備費は、ラオス国 5 年間（2004 年～2008 年）の消費者物価指数平均値を採用、年間 7.32% とする。
- 工事費総額の 10%、コンサルタント技術経費総額の 5%を各々の物理的予備費として計上する。
- 年間償還表は、全体実施工程及び積算結果をもとに作成する。

(2) 事業の財務費用

拡張事業の財務費用の要約は以下のとおりである。その内訳を Appendix I-4 と I-5 に示す。

財務費用(露頭掘削無し, Appendix I-4)

外貨分合計	5,546 百万円
内貨分合計	122,224 百万 Kip
内・外貨合計	6,910 百万円

財務費用(露頭掘削有り, Appendix I-5)

外貨分合計	5,621 百万円
内貨分合計	124,006 百万 Kip
内・外貨合計	7,006 百万円

(3) 直接工事費・技術経費

Appendix I-6 と I-7 に直接工事費の内訳を示す。技術経費・環境対策費を含めた直接工事費の総額は円相当約 54.5 億円で以下の費用構成である。

費目	露頭掘削無し(I-6)	頭掘削有り(I-7)
土木工事費	24.4 億円	25.2 億円
水力機械調達据付費	3.1 億円	3.1 億円
電気機械調達据付費	18.8 億円	18.8 億円
コンサルタント技術経費	7.4 億円	7.4 億円
合計	53.7 億円	57.5 億円

第12章 経済・財務分析

12.1 経済分析

12.1.1 評価方法

経済分析では、本拡張事業を実施することに伴う経済的効果を国民経済の観点から計測する。通常行われる時間割引キャッシュフローにより表される費用・便益の経済価値の比較を行う。経済的内部収益率（EIRR）、純現在価値（NPV）および便益費用比率（B/C）を指標とし、評価を行った。EIRR は以下の式により表される。

$$\sum_{t=0}^n C_t / (1+r)^t - \sum_{t=0}^n B_t / (1+r)^t = 0$$

ここで、

C_t : 費用
B_t : 便益
t : 年
n : プロジェクト期間（年）
r : 割引率（EIRR）

12.1.2 前提条件

ラオス国における他の電力事業などを勘案し、以下の前提条件を設定した。

(1) 資本の機会費用（社会的割引率）

EIRR との比較対象となる資本の機会費用（投資を行う際の利子率）は 10%とし、現在価値を求めるための割引率として使用した。これは、JICA 開発調査「北部小水力発電計画策定調査」（2005 年）など、ラオス国での類似調査案件で使用されている割引率（10%）を参考に設定した。

(2) 標準変換係数

市場価格で積算された建設費等の内貨部分を経済価格に変換するための標準変換係数は、国際機関の他案件等で使用されている 0.95 を用いた。

(3) 計算期間

計算期間は、土木設備の耐用年数である 50 年に建設期間の 5 年を加え、55 年間とした。

(4) 積算時点

2009 年時点の価格を使用して積算する。また、ナムグム第一発電所の既存設備に関しては、埋没

費用とし、本事業の費用としては考慮しない。

(5) プライスエスカレーション

価格上昇は考慮せず、コンスタント・プライスを使用する。

(6) 税金の取扱い

VAT を含む税金および関税については移転項目として除外する。

(7) 建中金利の扱い

本分析では総資本 IRR の算出を行うため、建中金利は計算から除外する。

12.1.3 事業の経済費用

拡張事業の経済費用は第 11 章で積算された事業費から計算される。建設費とともに、年次の維持管理費および機器更新費用を計上する。経済価格の算出では、税金および補助金等の移転項目を除外した上で、費用の内貨分については前述の標準変換係数を使用し価格変換を行う。

(1) 初期投資額（経済価格）

主な項目ごとの初期投資額を下表に示す。

Table 12.1.1 Initial Investment Cost (Economic Price)

Description	1st Year		2nd Year		3rd Year		4th Year		5th Year		Total		
	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC	Total
I. Construction Cost													
Civil Works	0	0	1,824	306	7,295	1,223	7,295	1,223	5,471	917	21,886	3,669	25,555
Hydro-mechanical Works	0	0	229	38	916	154	916	154	687	115	2,749	461	3,210
Electro-mechanical Works	0	0	1,403	235	5,612	941	5,612	941	4,209	706	16,836	2,822	19,658
Total Base Cost	0	0	3,456	579	13,823	2,317	13,823	2,317	10,368	1,738	41,470	6,952	48,423
Physical Contingency (10%)	0	0	346	58	1,382	232	1,382	232	1,037	174	4,147	695	4,842
Total Construction Cost	0	0	3,801	637	15,206	2,549	15,206	2,549	11,404	1,912	45,617	7,648	53,265
II. Consulting Services													
Base Cost	1,288	38	1,309	45	1,552	61	1,671	64	1,664	67	7,484	276	7,760
Physical Contingency (5%)	64	2	65	2	78	3	84	3	83	3	374	14	388
Total Consulting Cost	1,352	40	1,375	47	1,629	64	1,755	68	1,747	71	7,859	289	8,148
III. Administration Cost													
Administration Cost	0	68	0	297	0	1,020	0	1,059	0	844	0	3,289	3,289
TOTAL (I to III)	1,352	108	5,176	982	16,835	3,633	16,961	3,676	13,151	2,827	53,476	11,226	64,702
TOTAL (FC + LC)	1,461		6,158		20,468		20,637		15,978		64,702		

Prepared by JICA Survey Team

(2) 維持管理費

運転開始後毎年発生する本事業設備の維持管理費は下記の通り設定した。

- 土木設備： 土木本設工事初期投資額（仮設費用を除く）の 0.5%
- 機械設備： 1) 取水口ゲート初期投資額の 0.75%
2) 取水口スクリーン・ストップログ初期投資額の 0.25%
- 電気設備： 電気設備初期投資額の 1%

Table 12.1.2 Operation and Maintenance Cost (Economic Price)

(US\$1,000)

Item	Construction Cost (incl. Physical Contingency)	Factor	O&M Cost
Civil Works (excl. Temporary Works)	10,784	0.50%	54
Hydro-mechanical Works			
Intake Gate and Hoist	1,573	0.75%	12
Trash Rack and Stop Log	503	0.25%	1
Electro-mechanical Works	21,424	1.00%	214
Total	---	---	281

Prepared by JICA Survey Team

(3) 設備更新費

機械設備・電気設備については、運転開始 30 年後に下記の通りの設備更新費を見込む。

- 機械設備： 取水口ゲート油圧ユニット初期投資額の 5%
- 電気設備： 1) 水車・発電機初期投資額の 70%
- 2) 他の電気設備初期投資額の 100%

Table 12.1.3 Reinvestment Cost (Economic Price)

(US\$1,000)

Item	Construction Cost (incl. Physical Contingency)	Factor	Reinvestment Cost
Hydro-mechanical Works	1,573	5%	79
Electro-mechanical Works			
Turbine and Generator	17,132	70%	11,992
Others	4,292	100%	4,292
Total	---	---	16,363

Prepared by JICA Survey Team

12.1.4 本事業の経済便益

本事業の便益としては、without project と with project の便益の差である増分便益を推計する。経済分析では、本事業を実施しなかった場合に必要となる代替電源の価値を経済便益として、推計する。現在の C1 系統の状況下では代替電源としてタイからの輸入電力が考えられる。しかし、12.4 にて後述する通り、EdL とタイ EGAT は互いに電力融通を行う関係にあり、現行の輸出入電力料金は低い水準に設定されており、これに基づいてラオス国が自国で開発する電源の価値として便益を推計するのが適切とは考えにくい。したがって、本拡張事業により増加する電力便益 (kW 価値) および電力量便益 (kWh 価値) を代替火力法により推計するとともに、本事業による発電機の増設の結果として実現される既設発電機 (1 号機～5 号機) 維持管理費の節減をそれぞれ推計し、両者を経済便益として算定した。

(1) 代替火力発電

代替火力法による経済便益の推定では、水力発電事業の代替として建設・運転される火力発電所を想定し、その費用を水力の便益とみなす。水力の発電容量に係る便益は、年平均化した代替火

力発電の建設費と固定費（kW 価値）で表され、水力の発電量は代替火力発電の燃料費などの変動費（kWh 価値）で表される。

ここで、国内状況から考えられる代替火力発電を想定する。ラオスは内陸国であり外洋港を有しないため、化石燃料の輸入には大きな制約があり、石油製品は主に自動車燃料・生活燃料の用途でタイ等からの輸入に依存している。2006 年の石油製品輸入量は約 2.8 百万バレル、うちガソリンが 30%、軽油が 65%、重油が 1%を占める（DOE 資料）。軽油より安価な重油を燃料とするディーゼル発電が想定される一方で、輸入・運搬が困難な天然ガスは燃料として想定しにくい。また、北部地域でリグナイト（褐炭）が産出されることから、PDP では Hongsa 及び Viengphukha のリグナイト火力発電建設が計画されている。但し、リグナイト火力は、ディーゼル発電やガスタービン発電に比して機動性に劣るため、通常ベース電力として運用される点、水力発電の代替としては適さないと考えられる。

ディーゼル発電機 2 種のデータ（カンボジアでの既往調査結果による）に基づき、代替火力の kW 価値・kWh 価値の推計を行った。前述の通り、リグナイト火力は機動性において劣り、また PDP では 1,500 MW 以上の大規模なベース電力（プラントファクター80%）として想定されていることから、代替電力としては採用しなかった。

1) 調整係数

まず下表の通り、kW 価値と kWh 価値それぞれについて、火力発電と水力発電の損失率の相違を補正するための調整係数を求めた。

Table 12.1.4 Adjustment Factors of Thermal Plant

Item	Hydropower		Diesel Power /1	
Transmission Loss	6.00%	A	6.00%	E
Overhaul and maintenance /2	0.00%	B	7.67%	F
Auxiliary Power Consumption	0.50%	C	4.60%	G
Forced outage	0.50%	D	2.19%	H
kW Adjustment Factor /3	-		1.149	I
kWh Adjustment Factor /4	-		1.043	J

Notes:

/1 Feasibility Study on The Sihanoukville Combined Cycle Power Development Project in The Kingdom of Cambodia, JICA (Jan 2002)

/2 Scheduled overhaul and maintenance of hydropower is taken into calculation of energy generation

/3 $I = ((1-A)*(1-B)*(1-C)*(1-D)) / ((1-E)*(1-F)*(1-G)*(1-H))$

/4 $J = ((1-A)*(1-C)) / ((1-E)*(1-G))$

Prepared by JICA Survey Team

2) kW 価値

中速・低速ディーゼル発電機の建設費・固定費から、下表の通り kW 価値を求めた。

Table 12.1.5 Calculation of kW Value

Item	Unit	Middle Speed Diesel Power (90MW/unit)	Low Speed Diesel Power (90MW/unit)
A Construction Cost per kW	US\$/kW	1,370.0	2,020.0
B <i>Adjusted for Price Escalation</i>	US\$/kW	1,804.4	2,660.6
C Economic Life	Years	20	20
D Discount Rate		10%	10%
E Capital Recovery Factor		0.1175	0.1175
F Fixed O&M Cost	US\$/kW	21.0	21.0
G <i>Adjusted for Price Escalation</i>	US\$/kW	27.7	27.7
H kW Adjustment Factor		1.149	1.149
I kW Value (Power Value)	US\$/kW	275.35	390.91

Notes:

A, C, F - Feasibility Study on The Sihanoukville Combined Cycle Power Development Project in The Kingdom of Cambodia, JICA (Jan 2002)

B, G - Adjusted for average inflation rates of world prices (2002-2008: 131.71%); retrieved from World Economic Outlook, IMF (April 2009)

 $I = (G + B * E) * H$

Prepared by JICA Survey Team

3) kWh 価値

ディーゼル発電の燃料費・変動費から、下表の通り kWh 価値を求めた。

Table 12.1.6 Calculation of kWh Value

Item	Unit	Middle Speed Diesel Power (90MW/unit)	Low Speed Diesel Power (90MW/unit)
A Fuel Type		Heavy Fuel Oil	Heavy Fuel Oil
B Fuel Price	US\$/L	0.3587	0.3587
C Caloric Value	kcal/L	9,958	9,958
D Thermal Efficiency		43%	49%
E Heat Rate	kcal/kWh	2,000.0	1,755.1
F Fuel Amount	L/kWh	0.2008	0.1763
G Fuel Cost	US\$/kWh	0.0720	0.0632
H Variable O&M Cost	US\$/kWh	0.003	0.003
I kWh Value Adjustment Factor		1.043	1.043
J kWh Value (Energy Value)	US\$/kW	0.0783	0.0691

Notes:

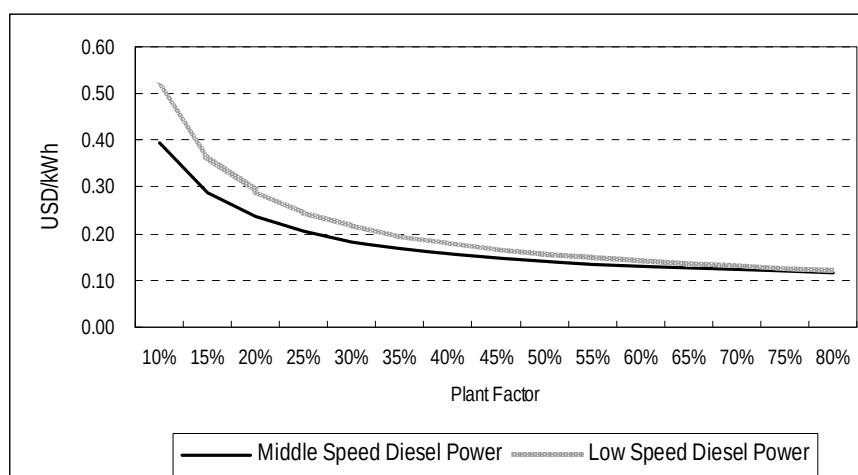
A, C, D, H - Feasibility Study on The Sihanoukville Combined Cycle Power Development Project in The Kingdom of Cambodia, JICA (Jan 2002)

B - Fuel Oil CIF average price per litre: Lao State Fuel Company (May 2009)

 $J = (G + H) * I$

Prepared by JICA Survey Team

中速・低速ディーゼルの比較において、下図の通り kWh 価値効率の良いのは中速ディーゼル発電であり、また機動性に優れていることから、代替電力として採用することとした。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 12.1.1 Per kWh Value of Diesel Power Plants

4) 年間便益の算定

上記で算定した kW 価値および kWh 価値と、各年次における年間発電量および保証出力に基づき計算される経済便益は下表の通りである。

Table 12.1.7 Annual Energy and Capacity Benefits

Item	Unit	Without Project	With Project	Net
Annual Energy				
Year 2015 -	GWh	1,067.85	1,121.47	53.62
Year 2020 -	GWh	1,072.75	1,144.80	72.05
Year 2025 -	GWh	1,071.16	1,114.98	43.81
Dependable Peak Capacity				
Year 2015 -	MW	67.9	108.5	40.63
Year 2020 -	MW	78.2	115.9	37.69
Year 2025 -	MW	76.0	101.4	25.40
Energy Benefit: kWh Value (US\$0.0783/kWh)				
Year 2015 -	US\$1,000	83,579	87,776	4,197
Year 2020 -	US\$1,000	83,963	89,603	5,639
Year 2025 -	US\$1,000	83,839	87,268	3,429
Capacity Benefit: kW Value (US\$275.35/kW)				
Year 2015 -	US\$1,000	18,688	29,875	11,188
Year 2020 -	US\$1,000	21,526	31,904	10,378
Year 2025 -	US\$1,000	20,920	27,914	6,994
Total Annual Benefit				
Year 2015 -	US\$1,000	102,267	117,652	15,385
Year 2020 -	US\$1,000	105,489	121,507	16,018
Year 2025 -	US\$1,000	104,758	115,182	10,423

Prepared by JICA Survey Team

(2) 既設発電設備の維持管理費用の節減

ここでは、本拡張事業により発電所全体の運転効率が向上することから、既設発電設備の維持管理費用が節減される効果を想定し、便益として算定する。拡張事業により、運転時間率が 12.4% 低減すると推定されている。これに従い、拡張設備（40 MW）の維持管理費（281 千 US\$/年）から推計された既存設備（155 MW）の維持管理費（1,090 千 US\$/年）が 136 千 US\$/年節減されると考えられる。

Table 12.1.8 Operation Time Rate and O&M Cost Saving

Item	Unit	Without Project	With Project	Change %
Operation Rate (Unit No.1-No.5)				
Year 2015 -		80.5%	69.2%	14.1%
Year 2020 -		79.3%	71.2%	10.3%
Year 2025 -		79.7%	69.4%	13.0%
Average		-	-	12.4%
O&M Cost (Unit No.1-No.5)	US\$1,000	1,090	954	136

* O&M Cost of Unit No.1 - 5 = Unit No.6 O&M Cost / 40MW * 155 MW

Prepared by JICA Survey Team

12.1.5 EIRR の算定

経済費用・便益をキャッシュフロー表に展開し、EIRR を算出した。下表の通り、EIRR は 17.68%、割引率を 10%とした場合の NPV は 36,758 千 US\$、B/C は 1.76 となった。

上記の EIRR は社会的割引率である 10%を上回っており、NPV は正の値を示していることから、本事業は経済的にフィージブルであると評価できる。

Table 12.1.9 Calculation of EIRR

Year		Cost			Benefit			Net Benefit	
		Construction and Reinvestment	Operation and Maintenance	Total	Capacity Benefit	Energy Benefit	Unit No.1-5 OM Cost Saving		Total
1	2010	1,461	0	1,461	0	0	0	0	-1,461
2	2011	6,158	0	6,158	0	0	0	0	-6,158
3	2012	20,468	0	20,468	0	0	0	0	-20,468
4	2013	20,637	0	20,637	0	0	0	0	-20,637
5	2014	15,978	0	15,978	0	0	0	0	-15,978
6	2015	0	281	281	11,188	4,197	135	15,520	15,239
7	2016	0	281	281	11,188	4,197	135	15,520	15,239
8	2017	0	281	281	11,188	4,197	135	15,520	15,239
9	2018	0	281	281	11,188	4,197	135	15,520	15,239
10	2019	0	281	281	11,188	4,197	135	15,520	15,239
11	2020	0	281	281	10,378	5,639	135	16,153	15,872
12	2021	0	281	281	10,378	5,639	135	16,153	15,872
13	2022	0	281	281	10,378	5,639	135	16,153	15,872
14	2023	0	281	281	10,378	5,639	135	16,153	15,872
15	2024	0	281	281	10,378	5,639	135	16,153	15,872
16	2025	0	281	281	6,994	3,429	135	10,558	10,277
17	2026	0	281	281	6,994	3,429	135	10,558	10,277
18	2027	0	281	281	6,994	3,429	135	10,558	10,277
19	2028	0	281	281	6,994	3,429	135	10,558	10,277
20	2029	0	281	281	6,994	3,429	135	10,558	10,277
21	2030	0	281	281	6,994	3,429	135	10,558	10,277
22	2031	0	281	281	6,994	3,429	135	10,558	10,277
23	2032	0	281	281	6,994	3,429	135	10,558	10,277
24	2033	0	281	281	6,994	3,429	135	10,558	10,277
25	2034	0	281	281	6,994	3,429	135	10,558	10,277
26	2035	0	281	281	6,994	3,429	135	10,558	10,277
27	2036	0	281	281	6,994	3,429	135	10,558	10,277
28	2037	0	281	281	6,994	3,429	135	10,558	10,277
29	2038	0	281	281	6,994	3,429	135	10,558	10,277
30	2039	0	281	281	6,994	3,429	135	10,558	10,277
31	2040	0	281	281	6,994	3,429	135	10,558	10,277
32	2041	0	281	281	6,994	3,429	135	10,558	10,277
33	2042	0	281	281	6,994	3,429	135	10,558	10,277
34	2043	0	281	281	6,994	3,429	135	10,558	10,277
35	2044	16,363	281	16,644	6,994	3,429	135	10,558	-6,086
36	2045	0	281	281	6,994	3,429	135	10,558	10,277
37	2046	0	281	281	6,994	3,429	135	10,558	10,277
38	2047	0	281	281	6,994	3,429	135	10,558	10,277
39	2048	0	281	281	6,994	3,429	135	10,558	10,277
40	2049	0	281	281	6,994	3,429	135	10,558	10,277
41	2050	0	281	281	6,994	3,429	135	10,558	10,277
42	2051	0	281	281	6,994	3,429	135	10,558	10,277
43	2052	0	281	281	6,994	3,429	135	10,558	10,277
44	2053	0	281	281	6,994	3,429	135	10,558	10,277
45	2054	0	281	281	6,994	3,429	135	10,558	10,277
46	2055	0	281	281	6,994	3,429	135	10,558	10,277
47	2056	0	281	281	6,994	3,429	135	10,558	10,277
48	2057	0	281	281	6,994	3,429	135	10,558	10,277
49	2058	0	281	281	6,994	3,429	135	10,558	10,277
50	2059	0	281	281	6,994	3,429	135	10,558	10,277
51	2060	0	281	281	6,994	3,429	135	10,558	10,277
52	2061	0	281	281	6,994	3,429	135	10,558	10,277
53	2062	0	281	281	6,994	3,429	135	10,558	10,277
54	2063	0	281	281	6,994	3,429	135	10,558	10,277
55	2064	-5,454	281	-5,173	6,994	3,429	135	10,558	15,731
Total		75,611	14,061	89,672	387,586	186,348	6,756	580,691	491,019
Discount Rate:		10.0%	PV (Cost):	48,096	PV (Benefit):			84,855	
								EIRR:	17.68%
								NPV:	36,758
								B/C:	1.76

Prepared by JICA Survey Team

12.1.6 感度分析

(1) 分析条件

前提条件が変化した場合の感度分析を行う。以下のケースを想定した。

- ケース 1 本事業の建設費が(a)10%増加した場合、(b)20%増加した場合。
- ケース 2 代替火力の燃料費が(a)10%低下した場合、(b)20%低下した場合。
- ケース 3 本事業の建設費が 20%増加し、代替火力の燃料費が 20%低下した場合。

(2) 分析結果

感度分析の結果を下表に示す。前提条件の変化に伴い、EIRR は 14.08%～17.21%の範囲にあり、いずれも割引率 10%を上回っており、もっとも厳しい前提条件であるケース 3においても経済的フィージビリティがあることを示している。

Table 12.1.10 Results of Sensitivity Analysis

Case	1a	1b	2a	2b	3
EIRR	16.20%	14.92%	17.21%	16.73%	14.08%

Prepared by JICA Survey Team

12.2 財務分析

12.2.1 評価方法

財務分析では、経済分析に準じ財務的内部収益率（FIRR）の算定を通じ、本事業の財務的収益性を評価する。計算期間、積算時点、プライスエスカレーション、建中金利の扱いについては経済分析の前提条件と共通している。

12.2.2 財務費用

拡張事業の財務費用は、第 11 章で算定した市場価格による初期投資額および、これに基づいた維持管理費・設備更新費用である。維持管理費・設備更新費は前項の経済分析で示した設定に基づき算定した。

(1) 初期投資額

本事業の項目別の初期投資額を下表に示す。

Table 12.2.1 Initial Investment Cost (Financial Price)

(US\$1,000)

Description	1st Year		2nd Year		3rd Year		4th Year		5th Year		Total		
	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC	Total
I. Construction Cost													
Civil Works	0	0	1,824	322	7,295	1,287	7,295	1,287	5,471	966	21,886	3,862	25,748
Hydro-mechanical Works	0	0	229	40	916	162	916	162	687	121	2,749	485	3,234
Electro-mechanical Works	0	0	1,403	248	5,612	990	5,612	990	4,209	743	16,836	2,971	19,807
Total Base Cost	0	0	3,456	610	13,823	2,439	13,823	2,439	10,368	1,830	41,470	7,318	48,789
Physical Contingency (10%)	0	0	346	61	1,382	244	1,382	244	1,037	183	4,147	732	4,879
Total Construction Cost	0	0	3,801	671	15,206	2,683	15,206	2,683	11,404	2,013	45,617	8,050	53,667
II. Consulting Services													
Base Cost	1,288	40	1,309	47	1,552	64	1,671	68	1,664	71	7,484	290	7,775
Physical Contingency (5%)	64	2	65	2	78	3	84	3	83	4	374	15	389
Total Construction Cost	1,352	42	1,375	50	1,629	67	1,755	71	1,747	74	7,859	305	8,163
III. Administration Cost													
Administration Cost	0	72	0	313	0	1,074	0	1,115	0	889	0	3,462	3,462
TOTAL (I to III)	1,352	114	5,176	1,034	16,835	3,824	16,961	3,870	13,151	2,976	53,476	11,817	65,293
TOTAL (FC + LC)	1,466		6,210		20,659		20,830		16,127		65,293		

Prepared by JICA Survey Team

(2) 維持管理費

本事業の維持管理費（予備費を含む）を下表に示す。

Table 12.2.2 Operation and Maintenance Cost (Financial Price)

(US\$1,000)

Item	Construction Cost (incl. Physical Contingency)	Factor	O&M Cost
Civil Works (excl. Temporary Works)	10,866	0.50%	54
Hydro-mechanical Works			
Intake Gate and Hoist	1,585	0.75%	12
Trash Rack and Stop Log	507	0.25%	1
Electro-mechanical Works	21,586	1.00%	216
Total	---	---	283

Prepared by JICA Survey Team

(3) 設備更新費

本事業の設備更新費（予備費を含む）を下表に示す。

Table 12.2.3 Reinvestment Cost (Financial Price)

(US\$1,000)

Item	Construction Cost (incl. Physical Contingency)	Factor	Reinvestment Cost
Hydro-mechanical Works	1,585	5%	79
Electro-mechanical Works			
Turbine and Generator	17,261	70%	12,083
Others	4,325	100%	4,325
Total	---	---	16,487

Prepared by JICA Survey Team

12.2.3 事業の財務便益

(1) 電力料金収入

下表の通り、2008 年の国内平均電気料金単価（US\$6.21/kWh）に販売電力量を乗じて売電収入を計算した。

Table 12.2.4 Financial Benefit (Electricity Revenue)

Item	Unit	Without Project	With Project	Net
Annual Energy				
Year 2015 -	GWh	1,067.85	1,121.47	53.62
Year 2020 -	GWh	1,072.75	1,144.80	72.05
Year 2025 -	GWh	1,071.16	1,114.98	43.81
Loss Rates				
Transmission Loss	%	6.0%	6.0%	
Auxiliary Consumption	%	0.5%	0.5%	
Forced Outage	%	0.5%	0.5%	
Electricity Sold				
Year 2015 -	GWh	993.77	1,043.67	49.90
Year 2020 -	GWh	998.33	1,065.38	67.05
Year 2025 -	GWh	996.85	1,037.62	40.77
Electricity Revenue (US\$0.0621/kWh)				
Year 2015 -	US\$1,000	61,713	64,812	3,099
Year 2020 -	US\$1,000	61,996	66,160	4,164
Year 2025 -	US\$1,000	61,904	64,436	2,532

Prepared by JICA Survey Team

(2) 既設発電設備の維持管理費用の節減

前述の経済分析で行ったものと同様、既設発電設備の維持管理費用が節減される効果を想定し、便益として算定する。拡張事業により、運転時間率が 12.4%低減すると推定されている。これに従い、拡張設備（40 MW）の維持管理費（283 千 US\$/年）から推計された既存設備（155 MW）の維持管理費（1,098 千 US\$/年）が 136 千 US\$/年節減されると考えられる。

Table 12.2.5 Operation Time Rate and O&M Cost Saving

Item	Unit	Without Project	With Project	Change
Operation Rate (Unit No.1-No.5)				
Year 2015 -		80.5%	69.2%	14.1%
Year 2020 -		79.3%	71.2%	10.3%
Year 2025 -		79.7%	69.4%	13.0%
Average		-	-	12.4%
O&M Cost (Unit No.1-No.5)	US\$1,000	1,098	962	136

Prepared by JICA Survey Team

12.2.4 FIRR の算定

経済費用・便益をキャッシュフロー表に展開し、FIRR を算出した。下表の通り、FIRR は 2.75% となった。料金水準が低く、また国内電力料金は時間帯別料金を採用していないことから、本拡張事業の財務的便益は低く評価される特徴がある。本事業の実施にあたっては、円借款をはじめとする非常に譲許性の高い資金源を活用する必要がある。

Table 12.2.6 Calculation of FIRR

Year	Cost			Benefit			Net Benefit
	Construction and Reinvestment	Operation and Maintenance	Total	Incremental Revenue	Unit No.1-5 OM Cost Saving	Total	
1 2010	1,466	0	1,466	0	0	0	-1,466
2 2011	6,210	0	6,210	0	0	0	-6,210
3 2012	20,659	0	20,659	0	0	0	-20,659
4 2013	20,830	0	20,830	0	0	0	-20,830
5 2014	16,127	0	16,127	0	0	0	-16,127
6 2015	0	283	283	3,099	136	3,235	2,952
7 2016	0	283	283	3,099	136	3,235	2,952
8 2017	0	283	283	3,099	136	3,235	2,952
9 2018	0	283	283	3,099	136	3,235	2,952
10 2019	0	283	283	3,099	136	3,235	2,952
11 2020	0	283	283	4,164	136	4,300	4,017
12 2021	0	283	283	4,164	136	4,300	4,017
13 2022	0	283	283	4,164	136	4,300	4,017
14 2023	0	283	283	4,164	136	4,300	4,017
15 2024	0	283	283	4,164	136	4,300	4,017
16 2025	0	283	283	2,532	136	2,668	2,385
17 2026	0	283	283	2,532	136	2,668	2,385
18 2027	0	283	283	2,532	136	2,668	2,385
19 2028	0	283	283	2,532	136	2,668	2,385
20 2029	0	283	283	2,532	136	2,668	2,385
21 2030	0	283	283	2,532	136	2,668	2,385
22 2031	0	283	283	2,532	136	2,668	2,385
23 2032	0	283	283	2,532	136	2,668	2,385
24 2033	0	283	283	2,532	136	2,668	2,385
25 2034	0	283	283	2,532	136	2,668	2,385
26 2035	0	283	283	2,532	136	2,668	2,385
27 2036	0	283	283	2,532	136	2,668	2,385
28 2037	0	283	283	2,532	136	2,668	2,385
29 2038	0	283	283	2,532	136	2,668	2,385
30 2039	0	283	283	2,532	136	2,668	2,385
31 2040	0	283	283	2,532	136	2,668	2,385
32 2041	0	283	283	2,532	136	2,668	2,385
33 2042	0	283	283	2,532	136	2,668	2,385
34 2043	0	283	283	2,532	136	2,668	2,385
35 2044	16,487	283	16,770	2,532	136	2,668	-14,102
36 2045	0	283	283	2,532	136	2,668	2,385
37 2046	0	283	283	2,532	136	2,668	2,385
38 2047	0	283	283	2,532	136	2,668	2,385
39 2048	0	283	283	2,532	136	2,668	2,385
40 2049	0	283	283	2,532	136	2,668	2,385
41 2050	0	283	283	2,532	136	2,668	2,385
42 2051	0	283	283	2,532	136	2,668	2,385
43 2052	0	283	283	2,532	136	2,668	2,385
44 2053	0	283	283	2,532	136	2,668	2,385
45 2054	0	283	283	2,532	136	2,668	2,385
46 2055	0	283	283	2,532	136	2,668	2,385
47 2056	0	283	283	2,532	136	2,668	2,385
48 2057	0	283	283	2,532	136	2,668	2,385
49 2058	0	283	283	2,532	136	2,668	2,385
50 2059	0	283	283	2,532	136	2,668	2,385
51 2060	0	283	283	2,532	136	2,668	2,385
52 2061	0	283	283	2,532	136	2,668	2,385
53 2062	0	283	283	2,532	136	2,668	2,385
54 2063	0	283	283	2,532	136	2,668	2,385
55 2064	-5,496	283	-5,212	2,532	136	2,668	7,880
Total	76,284	14,167	90,451	137,595	6,807	144,402	53,951

FIRR: 2.75%

Prepared by JICA Survey Team

12.2.5 感度分析

(1) 分析条件

前提条件が変化した場合の感度分析を行う。以下のケースを想定した。

- ケース 1 建設費が(a)10%増加した場合、(b)20%増加した場合。
- ケース 2 世銀調査 (Tariff Study Update 2009) で 2016 年にコストリカバリーを達成する料金水準として提案されている Base Investment Case (a) 1,274Kip/kWh (US\$14.97/kWh、2008 年平均の 2.4 倍に相当)、Low Investment Case (b) 720Kip/kWh (US\$8.79/kWh、2008 年平均の 1.4 倍に相当)、(c) 2008 年平均の 1.2 倍に相当する US\$7.45/kWh。
- ケース 3 上記の Low Investment Case (US\$8.79/kWh) において、建設費が(a)10%増加した場合、(b)20%増加した場合。

(2) 分析結果

感度分析の結果を下表に示す。前提条件の変化に伴い、FIRR は 1.67%~9.75%の範囲にあり、ラオス国向け円借款条件（年利 0.01%）は上回るものの、建設費のみが増加するケース（ケース 1(a)(b)）は FIRR が 2.17~1.67%まで低下している。また、料金水準の上昇が結果に与える影響は大きいことがわかる。

Table 12.2.7 Results of Sensitivity Analysis

Case	1a	1b	2a	2b	2c	3a	3b
FIRR	2.17%	1.67%	9.75%	5.09%	3.92%	4.41%	3.81%

Prepared by JICA Survey Team

12.2.6 電気料金改定計画

前項の感度分析のケース 2 にて電気料金に関するケース検討を実施した。一方、EdL より電気料金改定計画に関する情報収集を行い、現実的な電気料金改定の見通しを考慮した検討の結果を以下に述べる。下記にて、電気料金改定の手順、過去の電気料金改定内容および最新の電気料金改定検討内容を示す。

(1) 電気料金改定の手順

EdL の窓口部署である Business – Finance Division および Static Planning office EdL に確認したところ、EdL の電気料金改定の手順は下記のとおりである。

- EdL 内部による電気料金改定案を作成し DOE に提出の上、内容確認を依頼する。
- DOE は、電気料金改定案の内容を確認し、MEM に対し首相への提出を依頼する。

- MEM は、電気料金改定案を首相に提出し、承認依頼をする。
- 首相は、首相直属の経済調査ユニットにて検討を行う。また、ラオス政府全大臣による会議が招集され、承認もしくは修正点等が検討される。この会議に、Ministry of Planning and Investment (MPI)の大臣も参加する。
- 上記会議の結果は、MEM をとして EdL に報告される。

(2) 過去の電気料金改定内容

上記(1)に示した手順に従い、2005 年 6 月 24 日に 2005 年から 2011 年までの電気料金改定案が提案・合意され、現在はこの改定案に沿った電気料金値上げが実施されている。この改定案ではカテゴリー別の電気料金値上げ幅が設定され、平均的な電気料金として年率 1 %の値上げが承認された。ただし、カテゴリー別の電気料金の中で、電気消費量の少ないカテゴリーの料金値上げ率は 1 %以上となっている。また、政府関連および工業関連の電気料金は値下げの方向で調整された。

(3) 現在の電気料金改定検討内容

EdL の電気料金を見直すことを目的として、世銀によりラオスの電気料金調査が実施され、2009 年 6 月に最終報告書が提出された。この調査では、将来の EdL の設備投資に対し十分な収益を得ることを基本条件として、電気料金の設定が行われた。その結果、2008 年時点の出平均電力料金 530 Kip/kWh に対し、2015 年における電気料金平均単価は 1,210 Kip/kWh になるという高い値上げ率（ベースケース）が提案された。この調査結果は、最終報告書の説明のためのワークショップにて関係者に説明されたが、高い値上げ率のために関係機関に受け入れられなかった。この結果を受けて、ベースケースに対し、EdL の設備投資額を縮小するローケースが設定され、2015 年における電気料金平均単価は 720 Kip/kWh になるという低めの値上げ率が検討された。しかし、ローケースにおいては EdL の設備投資率が現実的な縮小レベルより小さく制限されており、EdL は再検討を実施することとした。

現在、EdL 内部にて電力料金値上げ案のミドルケースを最終化中であり、2015 年における電気料金平均単価を 750～800 Kip/kWh に設定する見通しである。EdL は、このミドルケースの電気料金値上げ案を DOE、MEM をとおしてラオス政府に提出する予定である。

Table 12.2.8 Results of Sensitivity Analysis with Electricity Tariff Increase

Case	2015 Average Tariff Level	
	750 kip/kWh	800 kip/kWh
FIRR	5.11%	5.60%

Prepared by JICA Survey Team

12.3 放水庭低下の効果

ここでは、第 10 章で検討した放水庭低下の経済的・財務的效果を分析する。

12.3.1 放水庭低下の費用と便益

(1) 経済的費用

放水庭低下のための露頭掘削工事を実施する場合、下表の通り、土木工事および一般管理費が増加する（経済価格で合計 898 千 US\$ の増加）。拡張事業の総事業費は 65,600 千 US\$ になる。これに伴い、維持管理費は 285 千 US\$、設備更新費は 16,363 千 US\$ となる。

Table 12.3.1 Cost Increase by Excavation (Economic Price)

(US\$1,000)

Description	1st Year		2nd Year		3rd Year		4th Year		5th Year		Total		
	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC	Total
I. Construction Cost													
Civil Works	0	0	55	9	221	37	221	37	166	28	663	112	775
Physical Contingency (10%)	0	0	6	1	22	4	22	4	17	3	66	11	77
Total	0	0	61	10	243	41	243	41	182	31	729	123	852
III. Administration Cost													
Administration Cost	0	0	0	4	0	15	0	15	0	12	0	46	46
TOTAL (I and III)	0	0	61	14	243	56	243	56	182	43	729	169	898
TOTAL (FC + LC)	0		75		299		299		225		898		

Prepared by JICA Survey Team

(2) 財務的費用

同様に、財務的費用でも、下表の通り土木工事および一般管理費が増加する（合計 906 千 US\$ の増加）。拡張事業の総事業費は 66,199 千 US\$ になる。これに伴い、維持管理費は 288 千 US\$、設備更新費は 16,487 千 US\$ となる。

Table 12.3.2 Cost Increase by Excavation (Financial Price)

Description	1st Year		2nd Year		3rd Year		4th Year		5th Year		Total		
	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC	Total
I. Construction Cost													
Civil Works	0	0	55	10	221	39	221	39	166	29	663	117	780
Physical Contingency (10%)	0	0	6	1	22	4	22	4	17	3	66	12	78
Total	0	0	61	11	243	43	243	43	182	32	729	129	858
III. Administration Cost													
Administration Cost	0	0	0	4	0	16	0	16	0	13	0	48	48
TOTAL (I and III)	0	0	61	15	243	59	243	59	182	45	729	177	906
TOTAL (FC + LC)	0		75		302		302		227		906		

Prepared by JICA Survey Team

(3) 便益

放水庭低下により年間発電量が約 5 GWh 増加するとともに、保証出力は 0.9～1.3 MW 増加する。これは、年間 633 千 US\$～764 千 US\$ の経済便益の増加、年間 290 千 US\$～311 千 US\$ の財務便益の増加に相当する。

Table 12.3.3 Incremental Benefit by Excavation

Item	Unit	With Project (Without Excavation)	With Project (Excavation)	Net
Annual Energy				
Year 2015 -	GWh	1,121.47	1,126.50	5.03
Year 2020 -	GWh	1,144.80	1,150.06	5.25
Year 2025 -	GWh	1,114.98	1,120.35	5.38
Dependable Peak Capacity				
Year 2015 -	MW	108.5	109.4	0.87
Year 2020 -	MW	115.9	117.1	1.28
Year 2025 -	MW	101.4	102.3	0.89
Economic Benefit				
Energy Benefit: kWh Value (US\$0.0783/kWh)				
Year 2015 -	US\$1,000	87,776	88,170	393
Year 2020 -	US\$1,000	89,603	90,014	411
Year 2025 -	US\$1,000	87,268	87,689	421
Capacity Benefit: kW Value (US\$275.35/kW)				
Year 2015 -	US\$1,000	29,875	30,115	239
Year 2020 -	US\$1,000	31,904	32,257	353
Year 2025 -	US\$1,000	27,914	28,160	246
Total Annual Benefit				
Year 2015 -	US\$1,000	117,652	118,284	633
Year 2020 -	US\$1,000	121,507	122,271	764
Year 2025 -	US\$1,000	115,182	115,849	667
Financial Benefit				
Electricity Revenue (US\$6.21/kWh, loss adjustment 0.931)				
Year 2015 -	US\$1,000	64,812	65,102	290
Year 2020 -	US\$1,000	66,160	66,464	304
Year 2025 -	US\$1,000	64,436	64,747	311

Prepared by JICA Survey Team

12.3.2 EIRR、FIRR の計算結果

上記に基づき EIRR と FIRR を計算した結果は下表の通りである。いずれの数値にも向上がみられ、放水庭低下のための工事实施は経済的・財務的フィージビリティを改善する効果があることがわかる。

Table 12.3.4 Results of EIRR and FIRR Calculation

	With Project (Without Excavation)	With Project (Excavation)
EIRR	17.68%	18.18%
FIRR	2.75%	3.30%

Prepared by JICA Survey Team

12.4 電力輸出入収支の推計

12.1.4 で述べたとおり、経済分析で本事業の国民経済への効果を評価する際、本事業の代替となる電源の価値を代替火力法で推計した。他方、タイからの輸入電力もこの代替として考えられることから、本項では、経済分析の補足として、第 2 章の電力需給分析に基づき、タイ（EGAT）との電力輸出入の収支を予測し、without project と with project の両ケースの差異として事業効果を推計した。

(1) 電力輸出入料金

下表に現行の EGAT との電力輸出入料金を示す。EdL は余剰電力を EGAT に輸出し、必要に応じ輸入を行っているが、輸入料金は輸出料金に比して約 1 割割高に設定されている上、ピーク時・オフピーク時の価格差が少ない。また年間の電力輸出入収支で EdL が輸入超過であった場合には、その輸入超過分について下表に示す計算方法によりサーチャージを支払う契約になっている。サーチャージはタイ国内卸売料金を模した料金体系により計算されており、割高な料金を支払うことになる。

Table 12.4.1 Electricity Trade Tariff with EGAT

Exports					
Export	to	Peak (Mon-Fri 09:00-22:00)	Off-peak (Mon-Fri 22:00-09:00, Holidays 24hrs)	Locations	Remarks
EDL	EGAT (Thailand)	THB 1.60 / kWh (4.70 US cents)	THB 1.20 / kWh (3.52 US cents)	Nam Ngum 1(C1) , Xeset 1 (South)	

Imports					
Import	from	Peak (Mon-Fri 09:00-22:00)	Off-peak (Mon-Fri 22:00-09:00, Holidays 24hrs)	Locations	Remarks
EDL	EGAT (Thailand)	THB 1.79 / kWh (5.26 US cents)	THB 1.39 / kWh (4.08 US cents)	Vientiane (C1), Bolixamxai (C1), Khamouan (C2), Savannaket (C2), Bangyo	* For C1 and South PPAs: Surcharges applied in case of EDL annual trade deficit with EGAT
	EGAT (Thailand)	THB 2.7595 / kWh (8.10 US cents)	THB 1.3185 / kWh (3.87 US cents)	Xepon Gold & Copper Mine (C2), Cement Factory (C2)	Fixed Service Charge, Demand Charge, Fuel Adjustment are applied

* PPAs for C1 and South: The following surcharge is applicable in case of EDL annual trade deficit with EGAT

Unit Price: Demand Charge = 74.14THB/kW

Energy Charge: Peak = 2.7595 THB/kWh, Off-peak = 1.3185THB/kWh

Ft (Fuel Adjustment) = Variable THB/kWh (Ministry of Energy, Thailand)

Service Charge = 228.17THB/month (Fixed)

A. Normal Import Tariff (THB) = Annual Peak Import (kWh) * 1.79 THB/kWh + Annual Off-peak Import (kWh) * 1.39 THB/kWh

B. Identify the month of maximum energy consumption (kWh) by EDL:

(i) Demand Charge (THB) = Peak load of the month (kW) * 74.14THB/kW

(ii) Energy Charge (THB) = Peak Import of the month (kWh) * 2.7595 THB/kW + Off-peak Import of the month (kWh) * 1.3185 THB/kWh

(iv) Ft Charge (THB) = Total Import of the month * Ft (THB/kWh)

(v) Service Charge (THB) = 228.17 THB (Fixed)

(vi) Sum of (iii) to (vi) divided by Total Import of the Month (kWh) = Average Tariff (THB/kWh)

C. Average Normal Import Tariff (A. divided by total annual import) minus (vi) Average Tariff (THB/kWh) = Surcharge Unit Price (THB/kWh)

D. C. Surcharge Unit Price (THB/kWh) * Annual Excess Import (deficit) (kWh) = Surcharge Payment of the year (THB)

Prepared by JICA Survey Team

(2) 増設による輸出入収支の変化

増設による輸出入収支の変化を下表に示す。本事業によるピーク電力の増強により、EdL の EGAT に対する収支は年間約 3~4 百万 US\$改善するとともに、輸入超過がある 2015-16 年、2025 年についてはサーチャージの支払い金額が約 1.5 百万 US\$低減する。これらは、輸入電力を代替とみなした場合の、拡張事業により生ずる経済便益となる。

Table 12.4.2 EdL Trade Deficit and Surcharge Payment

(US\$1,000)

Year	EDL Trade Deficit with EGAT			EDL Surcharge Payment to EGAT		
	Without Project	With Project	Benefit	Without Project	With Project	Benefit
2015	96,097	92,642	3,455	54,741	53,222	1,520
2016	38,242	34,550	3,693	19,059	17,511	1,548
2017	-2,563	-6,106	3,543	-	-	-
2018	-25,981	-29,450	3,470	-	-	-
2019	-23,584	-27,079	3,495	-	-	-
2020	-38,000	-42,179	4,179	-	-	-
2021	-43,471	-47,648	4,177	-	-	-
2022	-28,890	-33,261	4,371	-	-	-
2023	-12,815	-17,050	4,235	-	-	-
2024	5,117	808	4,308	-	-	-
2025	24,494	21,430	3,064	14,556	13,065	1,492

Prepared by JICA Survey Team

また、この輸出入収支の変化は、事業の実施主体である EdL の財政から見た場合の本事業による収益増加として捉えることもできる。

(3) EIRR の試算

他の条件を経済分析で用いた前提条件と同一にした上で、上記の輸出入収支の改善を便益として EIRR の試算を行った（2026 年以降の収支予測は計算されていないため、2025 年と同一と仮定した）。EIRR は 5.47% となり、割引率 10% より低い結果となった。これは、低い水準にある現行の輸出入料金を便益単価として採用した結果であり、ラオス国が自国の電源設備を開発し運用する経済的価値の代替であるとは考えにくい

第13章 運転維持管理

ナムグム第一発電所の運転維持管理は、1971 年に 1 および 2 号機の運転が開始されてから現在に至るまで、発電所所員の維持管理チームにより実施されてきた。維持管理の内容は、日常点検、年に一度の定期点検、数年に一回実施されるオーバーホール、および設備異常時の臨時点検などがあり、必要に応じ部品交換や修理が実施されている。特に、発電開始から長期間の運転が実施されてきた 1 および 2 号機は、2003 年と 2004 年にリハビリテーションを実施し、この際に出力アップも行われた。今後、拡張計画が実施に移された以降も、ラオス国の電源である本発電所の維持管理は、細心の注意を払って継続されていく必要がある。以下、電気設備および機械設備における運転維持管理の内容について述べる。

13.1 電気設備

ナムグム第一水力発電所の運営・維持管理は、本プロジェクト完了後も、同発電所の所員によって実施される。彼らには過去 37 年間発電所の運営・維持管理をしてきた実績があり、十分な運営維持管理要員を有しているため、現行の組織構成のままでも通常の運営維持管理には対応できる。

13.1.1 増設設備の運転

増設電気設備も、既存設備と同様に、以下の 3 つの制御方式で運転する。

(1) リモート・自動制御運転

リモート・自動制御運転は、既存の制御室内に設置したリモート制御盤から遠方操作を行う方式である。なお、6 号機の通常の運転はこのリモート・自動制御方式で行う。

(2) ローカル・自動制御運転

ローカル・自動制御方式は、発電機室に隣接したキュービクル室に設置するローカル制御盤より操作をする方式である。なお、6 号機の自動起動・停止運転はシーケンサ制御にて行う。

ローカル・自動制御運転方式は、設備補修やオーバーホール後に試験的に運転操作をする場合やリモート・自動制御システムが故障した場合にのみ適用される。

(3) ローカル・マニュアル運転

6 号機のローカル・マニュアル運転は、各フロアに配置された水車発電機の制御を司るガバナ盤、水車制御盤、励磁装置盤や各補機のモータコントロールセンタから直接制御する方式である。ま

た、開閉機器の場合は、各配電盤または屋外開閉所のローカル操作箱から直接制御する。

ローカル・マニュアル運転は、設備のオーバーホール、補修または更新後に試験的に運転操作をする場合にのみ適用される。

13.1.2 追加設備の点検保守

追加設備の普通点検・保守は設備の性能維持を目的として、既存設備と同様に、定期的を実施する。

水車、発電機では年に一度の普通点検・保守に加え、精密点検および損傷箇所の修理を目的として、オーバーホールを実施する。オーバーホールは水車・発電機の性能復旧に不可欠であるため、少なくとも 5 年ごとに実施することが望ましい。オーバーホールに必要な運転停止期間は 2 ヶ月を想定するが、10 年に 1 度は運転停止期間を必要に応じ確保し、分解点検のほか各設備の性能確認試験を実施する。これらの点検保守は、貯水池からの無効放流を最少化するために、貯水池流入量の少ない乾季に実施することとなる。

オーバーホールは水車、発電機の分解・組立作業を伴うが、発電所職員はまだ分解・組立作業に必要な技能を十分に習得していないように思われる。したがって、保守担当者の技能の向上および熟練工によるオーバーホール・チームの結成が急務となっている。

13.1.3 予備品

追加設備の連続運転が可能となるよう下記の項目を予備品として供給する。

- (1) 磨耗部品、ヒューズ、表示ランプおよびその他消耗品、2 年分
- (2) 水車、発電機の内部点検時に交換が必要となるガスケット、パッキン、シール材およびその他交換部品
- (3) 水車、発電機のオーバーホールを実施するのに必要な交換部品
- (4) 運転条件によっては損傷を受けやすい部品の予備品

13.2 機械設備

機械設備の運転および維持管理は、水車発電機ほど頻繁に実施することはないが、基本的な維持管理事項について下記に示す。

(1) 取水口スクリーン

1) スクリーンの操作

点検時既設ガントリークレーンを使って操作する。拡張計画のスクリーンについては、専用

のリフティングビームを既設ガントリークレーンに装着する必要がある。スクリーンは 1 枚ずつリフティングビームのフックにより、吊り降ろしと吊り上げの操作を行う。

2) スクリーンの維持管理

水車発電機の年次点検にあわせて、スクリーンを抜き取り、ダムクレストにおいてスクリーンの点検保守を実施する。清掃および点検により変形損傷あるいは塗装欠陥の補修を行う。

(2) 取水口ストップログ

1) ストップログの操作

既設ガントリークレーンを使って操作する。スクリーンと兼用の、専用のリフティングビームをガントリークレーンに装着し、ストップログを 1 枚ずつリフティングビームのフックにより、吊り降ろしと吊り上げの操作を行う。最上部のストップログにバイパスバルブの付いたものを設置し、水圧鉄管内の再充水では、バイパスバルブをリフティングビームで開閉操作する。ストップログの操作は、取水口内外の水圧バランス状態において実施する。

2) ストップログの維持管理

取水口ゲートおよび鉄管路の点検時に、ストップログを使用するので、使用後設置位置から抜き取りダムクレストにて清掃を行う。点検により変形損傷あるいは塗装欠陥が発見された場合は適宜補修を行う。

(3) 取水口ゲート

1) ゲートの運転

機側操作盤あるいは発電所コントロールルームの遠方操作盤により、開閉の操作を行う。常時は水圧バランス状態での開閉操作となる。ゲートを全閉し下流の排水を行った場合は、水車点検後にバイパスパイプ及びバルブによりゲート下流を充水し、水圧バランス状態を確認して、ゲートを開操作する。

ガイドベーン異常時の流水遮断操作では、操作盤において運転モードを常時から流水遮断に切り替えて、ゲート閉操作を行うことになる。

2) ゲートの維持管理

水車発電機の年点検時期に合わせて、ストップログにより止水し、ゲート下流のマンホールよりゲート背面に降りて、全閉あるいは半開位置で扉体の点検を行う。

扉体の簡単な補修はその場で実施するが、大規模な補修が必要な場合は、ケーシング・ボンネットから扉体を引き抜くことになる。油圧開閉装置、ボンネットカバーの取り外しには、ダムクレストの作業ステージにクレーンを設置し、ダムクレストまで吊り上げる事になる。

(4) 水圧鉄管路

取水口ゲートを全閉にして止水し、水車の年点検時期に合わせて水圧鉄管下部水平部の点検が可能である。取水口ゲートと放水口ストップログで止水後、水圧鉄管および水車ドラフトチューブを抜水し、水車点検孔よりスパイラルケーシング内に入り、下部曲管までの水平部水圧鉄管の塗装の状態などを点検する。上部水平部及び傾斜部は取水口ゲート点検アクセスから水圧鉄管路内に入るが、傾斜部は滑落の危険があるので点検に際しては安全索などの装備を用意して実施する必要がある。

第14章 結論と勧告

本準備調査は、ラオス国ナムグム第一発電所の拡張事業の具体化にかかるラオス政府側の方針確認を行い、我が国資金協力による拡張工事の具体化を支援することを目的とし、2009年2月より開始された。調査結果として、本拡張計画は、技術面、経済財務面および環境面から検討した結果、選択した設備容量 40 MW の拡張計画の実施はフィージブルであると判断された。下記に、結論および勧告について述べる。

14.1 結論

(1) 調査の背景

ラオス国では、国内における電力需要の拡大により 2000 年から 2006 年までの国内消費電力と消費電力量は共に平均年率 10%以上の高い増加率を記録しており、今後もラオス国の世帯電化率向上対策や鉱山開発に伴う需要増が予想されている。しかし、既存発電供給源ではこのように増大する国内電力需要を満たすことが出来ないため、電力供給源の増設が必要となっている。首都圏地域への電力供給はナムグム第一発電所 (155 MW)、ナムルック発電所 (60MW) およびナンマン第 3 発電所 (40MW) によりなされている。雨季における C1 および北部地区の余剰電力はタイ国に輸出されているが、乾季の電力需要ピーク時には逆にタイ国からの電力輸入に依存しており、ラオス国内における電力開発が早急な課題となっている。

以上の背景から、日本政府に対しラオス国政府からナムグム第一発電所にかかる拡張事業への協力要請があった。同要請を受け国際協力事業団は、2009 年 2 月からナムグム第一発電拡張事業の調査を開始し、拡張候補案の中から最適拡張案を選択し、基本設計および経済財務分析を実施し、本拡張計画実施の妥当性が検討された。

(2) 電力需給

現在の首都圏 (C1) 地域および北部地域における電力供給は、ナムグム第 1 発電所、ナンマン第 3 水力発電所、ナムルック水力発電所が行っており、C1 内の需要に対しこれら 3 発電所間で連系し出力を調整し供給を行っている。2008 年のデータによると、乾季においては 3 発電所からの発電量は需要に対し不足しておりタイ国からの電力輸入に大きく依存しており、一方で、雨季においては発電量が需要を上回り、余剰電力はタイ国に輸出されている。2008 年現在の日負荷曲線によれば、一日のピークは電灯負荷の利用の多い夜間に発生し、一方で、企業・工場等での電力利用から昼間にミドルピークが発生している。昼間のミドルピークについては、月曜から金曜までの平日に現れるが、休日では顕著ではない。

(3) 拡張事業の位置づけ

本拡張事業は、次に挙げる外部条件からその必要性および妥当性が浮かび上がり、拡張のフィージビリティの確認が行われた。

- 1) ラオス国内の夜間ピーク需要の伸び
- 2) ナムグム上流域開発による河川流況の安定
- 3) ナムグム第一発電所の既存発電設備の老朽化
- 4) 近隣国との電力融通における連系送電線の容量計画具体化

これらの外部条件に対し、本拡張計画を次のように位置づけることとする。

ラオス国の電力需要は急激に伸びており、特に夜間ピークの電力需要の伸びが大きい。対応策として早急にピーク電力需要に対する供給源を確保するには、巨大な貯水池を有するナムグム第一発電所の設備容量を拡張し、オフピークで発電に使用していた流量をピーク発電にシフトすることで、ピーク時の電力需要に対応することが考えられる。また、2011 年には、ナムグム第一発電所貯水池の直上流に、貯水池式発電設備であるナムグム第二発電所が建設され、ナムグム第一発電所貯水池に流入する河川流量が、年間を通して平滑化される。この流況の安定により年間を通して比較的高い貯水池水位にて発電を継続できること、洪水期における洪水吐きからの無効放流量を最小化できる状況となり、新規発電設備を追加することによる年間発生電力量の増加が期待できる。

一方、既存発電設備は、1971 年から順次設置されてきているが、1 号機および 2 号機が既に大規模なリハビリテーションを受けているとはいいながら、5 台とも徐々に老朽化の時期を迎えつつある状況である。年間メンテナンスもダムからの無効放流量を最低限に抑えるために、乾季に集中して実施しており、時間的余裕がない中での作業となっている。本拡張計画が実施されれば、発電設備号機ごとの運転時間率も低下しメンテナンスコストを低下させることのみならず、ゆとりを持ったメンテナンス計画が可能となり、より安全な運転が継続されることがとなる。

さらに、本拡張計画により設備容量は 155 MW から 195 MW に拡張され、雨季における余剰電力はタイ国への輸出が可能となる。これに対し、タイ国との電力融通のための連系送電容量は現時点の 100 MW から 2016 年時点で 600 MW に拡充される予定であり、余剰電力をタイ国に輸出する場合の制限も緩和されることとなる。

C1 地域および北部地域の電力需要予測と EdL より入手した最新の電源開発計画に基づいて、将来の電力需給のバランスの検討を行った結果、2015 年では、雨季乾季とも電力供給が大きく不足することが確認された。2020 年では、乾季には電力量が不足し、タイ国からの電力輸入に頼ることとなるが、雨季には電力を輸出することが可能となる。この傾向が数年続いた後に、2025 年頃には再度国内において電力不足となり、雨季乾季においてタイ国からの電力輸入に依存することが推測される。

(4) 貯水池運用計画

ナムグム第一発電所の貯水池の運用計画は、水文観測資料、過去の調査報告書および発電所の保管資料より収集した基礎資料を用いて検討を行ったが、2011 年に開始される貯水池直上流に建設中であるナムグム第二発電所の発電開始による流況の変化が重要事項である。ナムグム第二発電

所運転開始後は、ナムグム第二発電所の貯水池に雨季の河川水が貯留され、乾季に放流される傾向になることから年間のナムグム 1 貯水池への流入量は平滑化されることとなる。この流況の変化を前提とし、本ナムグム 1 水力発電所拡張計画では、代替案の 40 MW、60 MW、80 MW と 120 MW の各拡張規模に応じて貯水池運用ルールを作成した。作成された貯水池ルールを基に発電運用シミュレーションを行い、各代替案の発生電力量や出力を計算した。発生電力量計算の結果 40 MW のケースで 52 GWh の電力量の増加が見られ、60 MW、80 MW、120 MW 拡張では、拡張規模が大きくなるにつれて年間発生電力量が微増するに留まる結果となった。本解析結果に基づいて、工事費用等を考慮した最適拡張計画が選定され、拡張規模 40MW の案が選定された。

ナムグム第一発電所の貯水池運用の検討としては、1) 自国の水力資源のラオス国内電力需要を満たすために有効活用することを目的とした貯水池運用と、2) 現状の国内電力販売とタイ国との電力融通にかかわる売電収益収支に着目した貯水池運用の 2 つの側面を考慮し検討を行った。

経済・財務分析用の貯水池運用検討では前者の運用方針とし、財務評価より資源の有効活用に主眼をおいた経済評価に重点をおいて検討することとした。一方で国内電力販売とタイ国との電力融通にかかわる収益収支による貯水池運用検討では、現在の国内販売用に適用されている電力料金とタイ国との電力融通料金を用いた。また、プロジェクト評価にかかわる経済財務分析では電力量の最大化を目的とし、売電収益を考慮したケースでは、売電収益最大化を目的とした。電力量最大化もしくは売電収益最大化を目的とした場合、乾季の電力供給をタイ国からの電力輸入に依存することになりやすいが、ラオス国では自国の電力需要はまず自国の供給能力でまかない、それでも足りない場合に隣国タイ国から融通してもらう電力政策がとられているため、電力輸入量の最小化を前提条件とした。

プロジェクト評価に用いる経済・財務評価用の貯水池運用では、ナムグム第一発電所拡張による運用の変化は C1 地域に電力を送付する他の水力発電所にも影響を与えるため、EdL が所有するナムグム水系の他の水力発電所（ナムマン第三発電所、ナムルック発電所）の貯水池運用も考慮して検討を行った。また、本検討では検討年次を、2015 年、2020 年、2025 年とし、各検討年の拡張前後とナムグム第二発電所所有の有無の各ケースで発生電力量計算を行った。検討結果として、拡張により貯水池運用の自由度が増し、現状の平均年間発生電力量 1,012 GWh は、ナムグム第二発電所が運転を開始することにより、1,071 GWh (59 GWh 増加) となり、さらに、40MW の拡張工事により、1,127 GWh (56 GWh 増加) となる。さらに、ナムグム第一発電所拡張後は、雨季に 24 時間フル運転することはなくなり、TOU の 13 時間ピークの内ナイトピーク (18:00~22:00) をフル運転し、昼間のピーク (9:00~18:00) で出力を調整することとなる。

水系水力発電運用検討では、拡張後のナムグム 1 水力発電の運用のみならず、C1 地域に電力を供給する水力発電所の運用を売電収益面から考慮することとし EdL が所有するナムグム第一発電所、ナムマン第三発電所、ナムルック発電所を対象とし、また、ナムリック 1/2 水力発電事業も別途含めて発電運用の検討を行った。検討年次は、2015 年、2020 年、2025 年とし、それぞれの電力需給バランスを考慮し、収益最大化と電力輸入最小化を目指した貯水池運用検討を行った。検討結果として、売電収益と電力輸出入の関係は概ね Trade-off の関係にあり乾季の電力輸入を増やせば年間の収益は増加する傾向にあること、2015 年のように電力輸入過多になるとエクセス料金の増加により電力輸入増は収益悪化につながる事が判明した。また、ナムリック 1/2 発電所の運

用に自由度を持たせた場合、2015 年のように電力輸入過多の時には電力輸入量の減少に大きく貢献できることが判明した。

(5) 環境社会配慮

一般的な水力発電の新設とは異なり、本拡張事業では、重大な環境社会影響は生じないと考えられる。貯水池面積の増大減少は無く、送電線の追加設置も不要である。よって、社会経済的影響として住民移転や用地取得は必要ではない。建設工事に係る公害防止は、通常の水力発電の環境影響抑制のための方策が適用できる。また、設計段階で、水質や地表などへの工事の環境影響を最小限になるよう配慮した。負の影響は適切な工事管理、運転維持管理を行えば、回避又は軽減可能である。

一方、拡張完了後に継続する自然社会影響としては、ナムグム川下流における水位変動幅の増大がある。これは、発電所の運転パターンの変更と最大出力の増加によるものである。オフピーク時間帯に下流水位は現在より減少し、ピーク時間帯には現在より上昇する。この水位変動は、ピーク運転を行う乾季のみに生じる影響であり、雨季には影響しない。河岸園芸はピーク時間帯の水位上昇の影響を受ける。一方、ボートや渡し船など河川交通や漁業、灌漑は、オフピーク時間帯の水位下降の影響を受ける。ただし、本拡張計画の増設規模である 40 MW の場合では、水理計算および現地でのヒアリング調査の結果、水位変動幅は下流側住民の許容範囲であると判断された。

(6) 最適拡張計画

当準備調査開始時において拡張規模を 40MW から 120MW とした 8 案の拡張代替案候補を選定した。これらの案は IDA 資金の下で 1995 年に作成された F/S レポートの結果を参考にして選び、更に新たな左岸トンネル案を加えたものである。それらの候補案から最適拡張計画を選ぶ手順として、まず 8 案から 3 または 4 案の有力案に絞り込む一次スクリーニングを実施した。一次スクリーニングは本調査のインセプションの段階で、技術的判断に基づいて実施した。

次のステップとして、選ばれた 4 組の有力案についてそれぞれの拡張による増加発電量を計算すると共に拡張レイアウトの予備設計を行って工事費を算定した。最終的な最適拡張計画案選定は各案の経済・財務的な審査に基づいて実施した。審査の結果、A1 案(40MW)が 12 の比較案の中で最も投資効率がよいと判断された。A1 案は既設発電所に隣接して 40 MW 建屋を増築するもので、既設の発電所天井クレーンや放水口ゲートをそのまま利用可能であり、レイアウトが最もコンパクトで経済的となる。しかも導水路・放水路の長さが短いので水路の水頭損失が小さくなり、落差を最も有効利用できる。

技術的な面および経済・財務的な面から総合判断して、A1 案を最適拡張案として選定する。

(7) 基本設計

選定された最適拡張案の基本設計を実施した。基本設計に必要な基本諸元について下記のとおり設定した。

増設 6 号機の定格貯水池水位

現状での NN1 貯水池水位の記録 (1982-2007) を見ると多年平均水位は EL. 206.0 m である。この水位は NN1 の 1-5 号機水車の基準落差を決める定格水位と一致している。しかし、NN2 が運転を開始すると NN1 への流入量の季節変動が小さくなるので、NN1 の貯水池水位を高めを保ちながら運転することが可能になる。過去 36 年間の流量資料を基に 40 MW 拡張後の貯水池運用を計算した結果、拡張後の NN1 貯水池平均水位は現状より 3.6 m 高い EL. 209.6 m になることが判明した。このことから、増設 6 号機の設計基準落差を決める貯水池定格水位を EL. 209.6 m とした。発電運転中の水路内損失水頭は増設 6 号機の場合 1.2m である。従ってフル発電時の 6 号機の有効落差は 40.0m ($=209.6-168.4-1.2$) となる。この有効落差 40.0 m を増設 6 号機の設計基準落差(定格落差)とする。

増設 6 号機のペンストックの最適管径

既存 40 MW 機(3-5 号機)のペンストック管径は 6.0 m である。増設 6 号機のペンストック位置は既存 3-5 号機と違ってダム基礎がペンストックの最深部基礎標高より高いので、ダムの安定を脅かさないためには、ペンストック径は小さい方が望ましい。しかし、管径を小さくすると水路損失水頭が増え発電便益が減少する。6 号機ペンストックの最適径を探すため、4 種類の管径 (6.0 m、5.5 m、5.0 m および 4.5 m) について工事費と発生電力量を計算し経済比較を行った。管径を 5.5 m にすると他の管径に比べ 50 年間の合計現在価値が最大となり、最も経済的である。従って、増設 6 号機ペンストックの管径を 5.5 m に決定する。

増設 6 号機取水口中心標高

既存 3-5 号機の運転可能最低貯水池水位は EL. 196.0 m である。上述したように、上流 NN2 発電所完成後の流量調節効果により、NN1 貯水池は乾季でも現状よりかなり高い水位を保って運転される見込みである。しかし、36 年間の運用計算の結果では貯水池水位が EL. 197 m 近くまで下がる年もあり、運転最低水位を 6 号機だけ高く設定することはできない。従って、増設 6 号機の運転可能最低水位は既存号機と同じく EL. 196.0 m とする。取水口の呑み口水深は空気連行を防止するため、水面から十分な深さを持たなくてはならない。管径を 5.5 m にした場合の所要呑み口水深を計算し、増設 6 号機取水口中心標高を EL. 185.52 m に決めた。

取水口およびペンストック

既設ダム堤体に穴をあけ、その中に増設 6 号機の取水口と 5.5 m 径のペンストックを設置する。ダム堤体の穴あけ掘削内径は 6.7 m とする。これは鉄管外周に 0.6 m の作業用クリアランスを加えたものである。また、施工時の水位制限を設けることにより、仮締切のコストを大幅に抑制することができる。制限水位を EL. 207 m にした場合の仮締切コストの削減は 4.9 百万 US\$ と見積もられる。工事時の水位制約を設けることにより売電収入は減るものの、それ以上に工事費削減の額が大きい。従って、取水口工事のため 3 月から 6 月にかけて貯水池水位を EL. 207 m 以下に制限するとして、仮締切り計画を立案する。

ダム安定性の検討

ダム堤体に穴あけを行い取水口・ペンストックを設けた場合のダム (Bl. No. 20) の安定性につ

いて検討した。工事中の仮締切りは鋼製桁方式とし台座コンクリートは設けない。安定計算の結果、通常時・洪水時・地震時・工事中のいずれの荷重条件でもダム安全性は確保されることが確認された。

(8) 放水庭水位の低下

本拡張工事の一部として、発電所下流側に位置する露頭を掘削撤去することにより、放水庭水位が低下すると判断し、水理計算に使用するための河川横断測量を実施した。測量結果に基づいた水理計算を実施した結果、露頭を掘削することにより放水庭水位を約 40 cm 程度低下させることが出来、それにより年間発生電力量が 5 GWh 増加することが確認された。この路頭掘削による工事費用を考慮し、発電設備 40 MW 1 台の増設と合体した拡張計画にすることで、全体の便益が向上することを確認した。従い、本拡張計画の実施の際には、発電所基礎掘削のための掘削機器を流用することにする下流側に位置する露頭も掘削撤去も拡張工事の一部とすることが有効である。

(9) 事業費と実施計画

本拡張計画の事業費は、2008 年 8 月ベースで、約 7,006 百万円である。工事期間は、準備工事の着工から運転開始まで 36 ヶ月（3 年間）であり、運転開始は 2015 年初めである。

(10) 経済・財務分析

本拡張計画の経済分析は、代替火力を想定して実施した。この結果、経済的内部収益率（EIRR）は、17.68%となり、経済的にフィージブルであると判断できる。

一方、財務分析は、ラオス国電気料金を財務便益として実施した。この結果財務的内部収益率（FIRR）は、2.75%となり、貸付金利の低いソフトローンを利用する場合に財務的にフィージブルであることが確認された。

14.2 勧告

ラオス国の電力需要は、年間 10%以上のペースで増加しており、特に、日中および夜間のピーク電力需要の伸びが顕著である。これに対し、ラオス国内の電力供給計画も国内電力供給を目的とした IPP プロジェクトが計画及び建設中であるが、多くのプロジェクトはナムグム第一発電所のような年間を通じた貯水池調整能力を有しておらず、乾季のピーク電力需要に対応できる発電所は少ない。従い、ラオス国最大容量の貯水池を有するナムグム第一発電所のピーク発電能力を拡張することにより国内のピーク電力需要に対応することは、国内電力ポテンシャルの有効利用であり、本ナムグム第一発電所拡張計画を早期に実施するべきと判断する。

本拡張事業は、本準備調査以降の資金調達、地質調査、詳細設計および工事開始前の諸手続きを考慮し、2015 年初めに増設機器部分の発電開始が可能である。但し、本拡張事業を実施段階に移す前に、下記に挙げる課題を解決しておく必要がある。

- (1) 本拡張計画は、既存発電所に 40MW の増設を行うものであり、ダムおよび発電所と電力需要地を結ぶ送変設備の新規の建設を必要とせず、建設費用を最低限に抑えることが出来、

経済性が高い発電計画と判断される。また、環境面においても、拡張後も既存のナムグム 1 貯水池の最高水位に変化はなく移転住民が居ないことなど、環境に優しい増設計画となっている。従い、今後、工事实施に至るまでスムーズな手続きが期待されるので、ナムグム 1 拡張事業をラオス国 EdL の電源開発計画に正式に追記することについて EdL と最終確認を行い、資金手当てについての日本およびラオス間の協議準備を早期に開始する必要がある。

- (2) 詳細設計においては、後述の詳細設計における留意点に従い、必要な追加調査の結果に基づいて、また、ナムグム第一発電所所員の意見も尊重し、建設工事入札図書の作成を行う必要がある。
- (3) 本拡張工事は、既設ダム堤体に穴を開けることにより新規の取水設備を設ける計画であるが、ナムグム第一発電所の発電を継続しながらの施工が求められており、大深度潜水作業を伴う貯水池側仮締め切り工事が重要な課題となる。本件に関しては、詳細設計時に日本の類似した事例を参考として、安全で経済的な設計および施工計画を策定する必要がある。
- (4) 本拡張工事において、新規発電所は、既存発電所に近接した場所に建設されるために、基礎掘削などの振動が既存発電設備および発電所の運転自体に影響を及ぼす可能性がある。この拡張工事中の振動問題に関しては詳細設計時に岩盤の強度などを考慮して発破振動についての検討を行い安全対策を構築する必要がある。
- (5) 本拡張工事の財務分析は、ラオス国内電力料金に基づいた電力料金収入を用いて検討されている。この国内電力料金の値上げなどによる電力料金収入の変化は、直接的に財務分析結果に連動しており、今後の国内電気料金の動向を見守る必要がある。
- (6) ナムグム第二発電所は、2011 年に発電を開始し年間を通してナムグム第一発電所貯水池への流入量が平滑化される。従い、発電設備稼働時間率が増加し、特に乾季に於ける発電時間が現状より大幅に長くなる。現在、乾季に実施している年間メンテナンスのための発電停止期間を確保するためにも、今後の長期メンテナンス計画の策定が重要である。さらに、6 号機が追加されたあとのメンテナンス計画についても検討し、その貢献度を確認する必要がある。
- (7) 本調査における初期環境社会調査では、ナムリック川の維持流量として渇水流量相当分確保できることを前提条件としており、ナムリック川の流量が渇水流量を下回る場合には下流域住民の水利用に影響がでることが確認されている。よって、本拡張事業としてはナムグム川とナムリック川との合流点において渇水流量が確保されるよう、ナムリック 1/2 水力事業者には維持流量の放流を求めるように勧告する。また、ナムリック 1/2 水力発電所運開後の運用は、監督官庁である DOE の監視下のもと、放流量パターンによる下流域住民の水利用への悪影響がないかモニターする必要がある。モニターの結果悪影響があると判断される場合には WREA と共に是正を行うよう勧告していく必要がある。

第15章 事業実施に向けた提言

ラオス国ナムグム第一発電所の拡張計画は、既存発電設備 5 台(出力 155 MW)に 1 台(出力 40 MW)を追加するものである。既設ダムを利用した増設計画であり、新規発電設備建設に比べると、工期も短く、環境影響も最低限に抑えられる。ただし、本準備調査にて開発規模を検討した際の設定条件として、電力需給計画、電力料金制度およびナムグム水系河川の流量の動向が上げられる。これらの設定条件については、拡張工事実施に向けて、再確認を行う必要があり、本準備調査にて実施した基本設計についても、さらに詳細事項を検討した上で詳細設計を実施する必要がある。

本拡張計画が事業実施段階に向かうことを想定して、本準備調査終了後の留意すべき事項について下記に取りまとめた。

15.1 事業実施のための確認事項

15.1.1 C1 地域および北部地域の電力需給計画の状況確認

本拡張計画の必要性および規模の選定は、今後のラオス国 C1 地域および北部地域の電力需要予測および現時点でのラオス国の電力開発計画に基づいた電力供給能力の見通しにより判断されたものである。ただし、電力需要予測は、今後開発予定の工業開発に必要な電力需要の伸びを想定しており、これらの電力需要予測値と実際の電力需要の伸びの傾向が同じであるかについて確認する必要がある。また、国内電力需要供給を目的とした IPP 等の電力開発計画は、工事実施に至るまでのプロセスの遅れや、売電価格交渉の遅れおよび住民移転などを含んだ環境問題などにより、工事完了が後ろにずれ込む可能性がある。さらに、2020 年以降の国内電力開発計画は、具体化されている案件自体の数が少なく、将来の国内電力需要に対して十分な開発計画が進められていない。従い、今後の電力需給計画の精度向上による、電力開発計画の適切な見直しを EdL および DOE との連携の下実施することが重要である。

15.1.2 近傍水力発電事業開始後の河川流況の確認

ナムグム第一発電所貯水池の直上流に建設中であるナムグム第二発電所の 2011 年の発電開始以降に、既存発電所貯水池への流入量が、年間を通して平滑化される。この際に、ナムグム第一発電所の年間発生電力量は 6%程度増加する。本拡張計画は、このナムグム第二発電所が運転を開始した 4 年後の 2015 年に運転開始を予定しており、40MW 発電設備の拡張により年間発生電力量はさらに 5%程度増加する。この電力量増加のシュミレーション計算は、水文データおよびラオス国の EdL および DOE の貯水池運用方針である“国内電力需要に対する電力供給量不足の最小化”に基づいて実施したものである。2011 年のナムグム第二発電所が発電事業を開始した後の年間発生電力量および年間を通した貯水池水位変動について調査し、本準備調査で検討した年間発

生電力量の増分および 2011 年以降の貯水池運用ルールについて再確認する必要がある。

15.2 ラオス国電気料金の推移

本拡張事業の準備調査において、財務分析は 2009 年時点での国内電力料金の平均値である 0.0621 US\$/kWh を使用してその財務的内部収益率(FIRR)を検討した。しかし、本拡張計画の目的がピーク電力の増強であること、ラオス国内電気料金ではピーク電力とオフピーク電力に電気料金の差がないことから、本拡張事業の財務便益は、新規水力発電の便益に比べ小さい値となっている。ただし、拡張事業の財務便益は国内電気料金に比例して大きくなるものである。現時点で、他ドナーによるラオス国内電気料金見直しに関する調査が実施されているが、これらの調査結果を確認し、また EdL の国内電気料金体系の見直し計画について把握し、必要に応じて拡張後の 2015 年時点での財務収益を、本準備調査にて実施した財務分析の電気料金についての感度分析の値を参考として、再評価することも有効である。

15.3 詳細設計における留意点

15.3.1 地形・地質・材料調査

詳細設計のため下記の測量・地質調査・コンクリート材料調査を実施する必要がある。

(1) 地形

- a) 発電所拡張地点施工範囲の縦横断測量(水面下も含む)
- b) 下流河床岩露頭除去範囲の縦横断測量(水面下も含む)

(2) 地質

- a) 岩盤調査(コアボーリング、透水試験、強度試験)
 - ダム(BL. 20)法尻下部掘削斜面予定地
 - 洪水吐き側壁下の掘削斜面予定地
 - 新放水庭仮締切り岩体 (グラウト試験含む)
 - 下流河床岩露頭の岩盤調査
- b) 現ダム(BL.20)のコンクリート強度調査(コアボーリング、強度試験)

(3) コンクリート材料調査

- a) 骨材： ナムリク川、川砂利の強度・分級試験および採取可能量調査
- b) セメント： ラオス国産セメントの物性値変動確認、安定供給力調査

15.3.2 環境調査

環境については、本拡張事業の自然社会影響を回避するための管理項目として、実施時及び運転維持管理時の環境管理項目の内容定めた。詳細設計で以下をレビューする必要がある。

- a) 本報告書に提案した環境緩和計画、及び、環境モニタリング計画に則った管理を行う。施工業者管理は、契約業者管理計画(CEMP)を契約に盛り込み、監督を行う。詳細設計ではこれらのレビューを行う。
- b) オフピーク時の運転は、最小でも 40 MW の 1 台運転を用いて行う。運転停止は、維持放流がゼロになるため行わない。18 MW の 1 台運転は、ナムリック川の流量が 117.1 m³/s 以上ある場合にのみ行うとしている。詳細設計では水文データをアップデートし、この条件のレビューを行う。
- c) 詳細設計及び拡張運転開始初年度半年間は、ナムグム第一発電所の放流量、ナムグム川下流水位・流量、及びナムリック川の流量を毎時間計測する。
- d) ナムリック 1/2 の乾期運転のピークによる水位上昇の影響を調べる。合流点以降においてナムグム川のピークと時間的に重なる場合、下流の水位上昇の影響を回避するため、ナムリック 1/2 事業者ピーク発電時間を調整するよう要求する。また、ナムリック 1/2 の維持流量を確認する。ナムリック 1/2 の乾期の維持流量はナムリック川の 90% 保証流量を満たすよう放流される必要がある。
- e) オフピークからピークの遷移は段階式に行う。最大で 80 MW を一旦増加させ、その 30 分～1 時間後に、再度追加分の出力を増加し最大出力に達するよう、運転ルールを定める。
- f) 漁業、洗濯、ポンプ給水、河岸園芸、水泳などが行われている河岸場所において、オフピークからピーク時間への遷移時の急激な水位上昇(2.0–2.3 m)について説明した警告板の設置を行う必要がある。警告板設置を要する場所を確認する。また、警報装置の設置の要否について、検討を行う。

15.3.3 設計に関する事項

(1) 土木

- a) ダム(BI. 20)の下流端基礎岩を発電所のために掘削除去するが、その場合のダムの安全度を計算し、必要に応じて補強対策を立案する。
- b) 洪水吐き側壁脇の基礎岩を掘削除去するが、その場合の斜面の安全度を計算し必要な斜面安定化対策工を立案する。
- c) 既存 5 号機放水庭と新放水庭との間の岩は除去せずに工事中の仮締切りとして残すことになるが、残された岩体为新放水庭掘削後の外水圧に対して十分安全かどうか計算によって確認し、必要に応じて補強工を立案する。
- d) ダム堤体に穴をあけた場合の、コンクリート内の応力分布を計算し、過度の引張り応力や圧縮応力が生じないことを確認する。

(2) 電気設備

電気設備の詳細設計においては、下記の点に留意する。

a) 水車、発電機の構造

既存の 3、4、5 号機は発電機推力軸受を水車上カバーで支持する特殊構造になっており、6 号機の水車、発電機もその特殊構造にて設計しなければならない。

b) 主要変圧器の寸法および構造

6 号機の主要変圧器は既存の予備変圧器（単相形）と交換できるよう、3、4、5 号機の主要変圧器と同じ寸法、構造にしなければならない。

一方、11 kV キュービクルと主要変圧器を結ぶ 11 kV 母線は、既存の母線とは異なる相分割母線（SPB）を採用するが、SPB の設計においても既存の予備変圧器と接続可能となるよう工夫が必要である。

c) 6 号機リモート制御盤の構造

6 号機のリモート制御盤は、既存制御室内の 5 号機制御盤の隣に設置する。そのため、6 号機リモート制御盤は 5 号機制御盤と同じ構造とすることが要求されている。

d) 制御システム～水力発電所中央制御所間のデータ伝送

EdL には水力発電所中央制御所の建設構想があり、実現すれば、6 号機の制御システムもこの中央制御所へのデータ伝送が要求される。このデータ伝送システムの設計にあたっては、データ伝送項目、伝送手段、伝送プロトコルなどで EdL と綿密な調整を図る必要がある。

e) ケーブル布設ルート

6 号機用の制御システムと所内電源設備を構築するため、次の区間にケーブルの布設が必要である。

- 制御ケーブル：6 号機 ローカル制御盤 ～ 6 号機 リモート制御盤（既存の制御室内）
- 電力ケーブルおよび制御ケーブル：6 号機 低圧配電盤 ～ 既存低圧配電盤
- 電力ケーブル：6 号機直流配電盤 ～ 1、2 号機用直流配電盤（既存の制御室内）

これらのケーブルの具体的なルートは詳細設計時に検討する。

f) 既存 115 kV 主母線の取替 および 115 kV 主母線区分断路器の追加

既存の 115 kV 主母線においては、母線導体の取替および 115 kV 主母線区分断路器の追加が計画されており、これらの工事には 3、4、5 号機 3 台を同時に停止させる必要がある。停止許容期間は オフ・ピーク時間帯（深夜、早朝、土曜日、日曜日）であるため、その期間内で工事が完成するよう工程を組まなければならない。

(3) 機械設備

詳細設計時の留意事項として、各設備についてまとめると次の通りである。

a) 取水口スクリーン

- 振動対策に関連した構造および製造方法の検討
- スクリーンの補修・保管場所の検討

b) 取水口ゲート

取水口ゲートの形式については、第 8.3.5 節の検討により工期・建設費において最も有利であるボンネット形スライドゲートが最適であるという結論を得ている。しかし、発電所職員の経験・知識から維持管理を考慮すると、従来型のローラーゲートがより実際に適しているとも考えられるので、詳細設計に先立って再度取水口ゲートの形式を検討する必要がある。ボンネット形スライドゲートの採用においては、以下の点を留意する。

- 扉体の摺動部、止水部に使用する材質の詳細検討
- 動力電源喪失時の油圧装置のバックアップ方法
- 電源及び制御ケーブル路線設計および構造設計
- 維持管理を考慮した油圧装置・制御盤の配置

c) 取水口・放水口ガントリークレーン

- ガントリークレーンのケーブルリール改造
- 取水口ガントリークレーンの運転台移設の検討

d) 水圧鉄管

- 止水板、浸透水集水管、鉄管排水管及び弁等、付属品の検討

15.3.4 既存構造物に関する影響検討

拡張工事実施に伴い既存構造物へ少なからず影響を及ぼすことが予想される。詳細設計段階でそれらの検討を行い対応策を立案しておくことが重要である。以下に重要と思われる影響を列挙する。

a) ダム堤体穴あけ施工による振動がダムコンクリートに及ぼす影響

b) 新 6 号機建屋のための岩掘削施工による振動が既設の発電所建屋や発電機器に及ぼす影響

c) 既設主変圧器前面の通路がダム穴あけ工事のための仮設斜路で塞がる。既設変圧器の安全保護法および緊急修理法についての検討。

d) ダム堤頂の取水口用ガントリークレーンと発電所ドラフトチューブゲート用ガントリークレーンは工事中は退避させる。その間既存の取水口スップログやドラフトチューブゲートの操作ができない。緊急時の操作手段案の立案。