

ラオス国
エネルギー鉱業省
ラオス国家電力公社
ラオス電力発電株式会社

ラオス国
ナムグム第一水力発電所
拡張事業準備調査(その2)

ファイナルレポート

平成 24 年 10 月
(2012 年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

日本工営株式会社
電源開発株式会社

ラオス国
エネルギー鉱業省
ラオス国家電力公社
ラオス電力発電株式会社

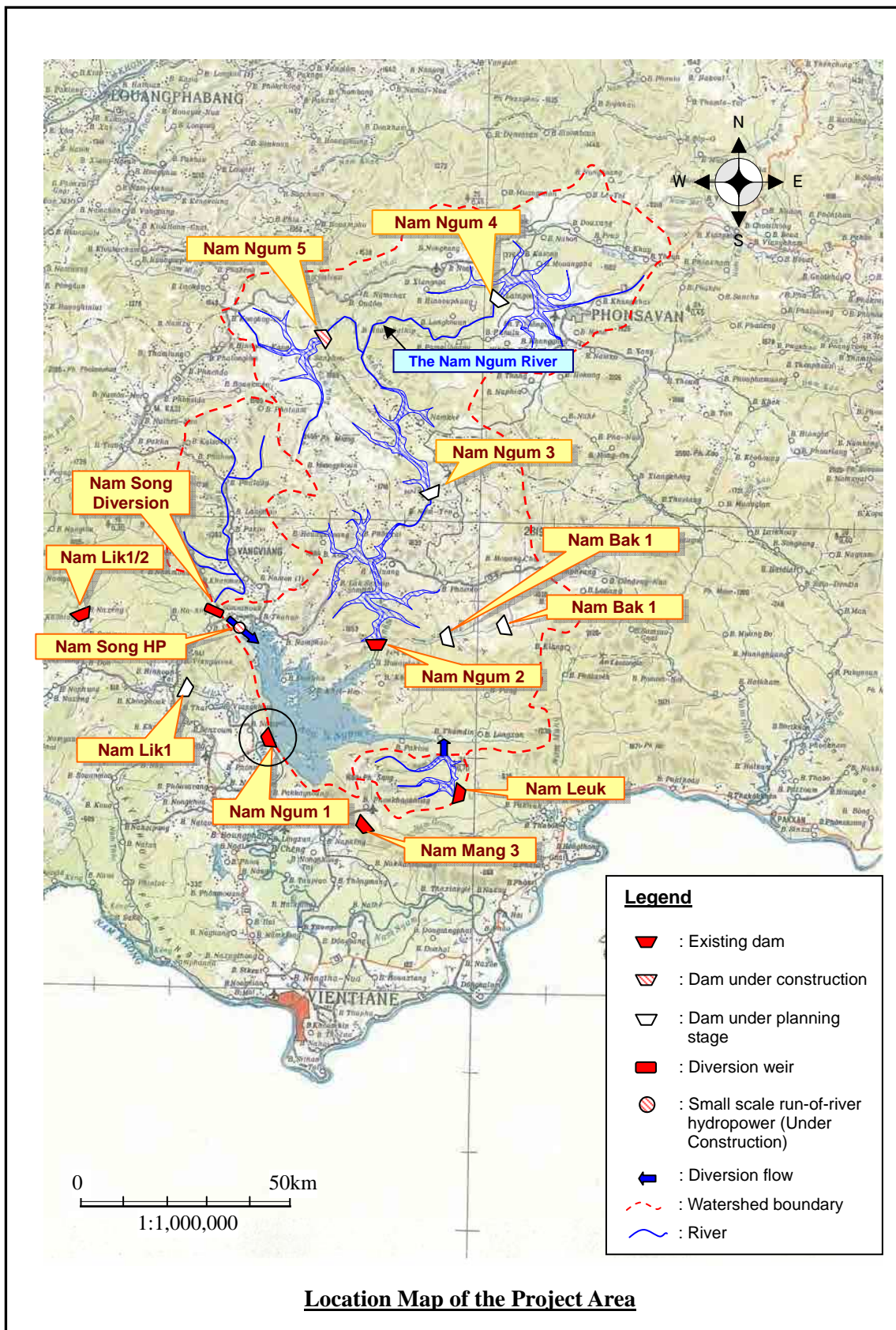
ラオス国
ナムグム第一水力発電所
拡張事業準備調査(その2)

ファイナルレポート

平成 24 年 10 月
(2012 年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

日本工営株式会社
電源開発株式会社



ラオス国
ナムグム第一水力発電所拡張事業準備調査（その2）
ドラフトファイナルレポート

目 次

調査対象位置図
用語集

第1章	序論	1-1
1.1	調査の背景	1-1
1.2	調査の目的	1-6
1.3	調査対象地域	1-6
1.4	相手国関係機関	1-6
1.5	調査団員	1-6
第2章	拡張事業を取り巻く状況	2-1
2.1	対象地域の経済・社会状況	2-1
2.2	電力セクターの現状と課題	2-2
2.3	他ドナー及び国際機関の協力実績	2-4
第3章	ナムグム第一水力発電所の現状と課題	3-1
3.1	ナムグム第一水力発電所の運転・維持管理状況	3-1
3.1.1	運転	3-1
3.1.2	維持管理	3-3
3.2	ナムグム第一水力発電所周辺の送電線の現状	3-7
3.2.1	送電網の現状	3-7
3.2.2	ビエンチャン首都圏の電力輸出入の現状	3-8
3.2.3	将来の送電網	3-9
3.3	ナムグム第一水力発電所の課題と拡張事業の位置づけ	3-11
第4章	最適拡張計画の検討	4-1
4.1	最適拡張計画の選定方針	4-1
4.2	最適拡張計画の選定	4-2
4.2.1	地形	4-2
4.2.2	地質	4-3
4.2.3	水路構造物	4-22
4.2.4	発電所	4-25

4.2.5	露頭河床掘削	4-27
4.2.6	電気設備	4-27
4.2.7	機械設備	4-38
4.2.8	送電線	4-44
4.2.9	技術的考察	4-48
4.2.10	環境影響	4-50
4.2.11	概略工事費	4-54
4.2.12	貯水池運用と発生電力量	4-55
4.2.13	経済財務分析	4-56
4.2.14	最適案の選定	4-61
第5章	ナムグム水系およびナムグム第一水力発電所の運用	5-1
5.1	ナムグム水系の運用	5-1
5.1.1	ナムグム第一発電所上流のナムグム川の開発.....	5-1
5.1.2	上流開発によるナムグム第一貯水池への流況の変化.....	5-3
5.1.3	他ドナーによる水系運用計画	5-5
5.2	ナムグム第一水力発電所の拡張後の運用計画	5-7
5.2.1	ナムグム第一水力発電所貯水池の運用実績	5-7
5.2.2	過去5年間の貯水池運用.....	5-8
5.2.3	ナムグム第一水力発電所貯水池運用計画	5-10
5.2.4	ナムグム第一水力発電所貯水池運用計画の見直し.....	5-12
第6章	最適拡張計画の基本設計	6-1
6.1	貯水池および水路系基本仕様	6-1
6.1.1	増設6号機の定格貯水池水位.....	6-1
6.1.2	増設6号機の定格放水路水位.....	6-4
6.1.3	増設6号機の定格落差	6-5
6.2	取水口	6-7
6.2.1	取水口	6-7
6.2.2	堤体穴あけ	6-10
6.2.3	仮締切.....	6-13
6.2.4	ダム安定性の検討	6-17
6.3	ペンストック	6-20
6.4	発電所及び放水路	6-21
6.4.1	発電所のレイアウト	6-21
6.4.2	発電所建屋の安定	6-23
6.4.3	放水路レイアウト	6-24

6.5	電気設備	6-24
6.5.1	水車	6-24
6.5.2	発電機	6-29
6.5.3	主要変圧器	6-30
6.5.4	115kV 開閉所設備	6-30
6.5.5	所内電源設備	6-31
6.5.6	直流電源設備	6-31
6.5.7	制御・保護リレー盤	6-32
6.6	機械設備	6-33
6.6.1	取水設備の配置	6-33
6.6.2	取水口スクリーン	6-34
6.6.3	取水口ストップログ	6-35
6.6.4	取水口ゲート	6-36
6.6.5	水圧鉄管路	6-37
6.6.6	放水口ストップログおよびガントリークレーン	6-37
第7章	実施計画および事業費積算	7-1
7.1	事業概要	7-1
7.2	事業実施体制	7-1
7.3	施工計画と工事工程	7-3
7.4	事業費積算	7-9
第8章	経済・財務分析	8-1
8.1	経済分析	8-1
8.1.1	評価方法	8-1
8.1.2	前提条件	8-1
8.1.3	経済費用	8-2
8.1.4	経済便益	8-4
8.1.5	EIRR の算定	8-7
8.1.6	感度分析	8-9
8.2	財務分析	8-10
8.2.1	評価方法	8-10
8.2.2	財務費用	8-10
8.2.3	財務便益	8-11
8.2.4	加重平均資本コストの算定	8-12
8.2.5	FIRR の算定	8-12
8.2.6	感度分析	8-13

8.3	タイとの電力輸出入に及ぼす効果	8-15
第 9 章	事業実施体制および運転・維持管理体制	9-1
9.1	事業実施体制	9-1
9.2	運転・維持管理体制	9-5
第 10 章	環境社会配慮	10-1
10.1	ナムグム第一水力発電所拡張準備調査に係る内容更新.....	10-1
10.2	社会配慮	10-20
10.3	結論と提言	10-23
第 11 章	プロジェクトの効果	11-1
11.1	プロジェクト目標と運用・効果指標	11-1
11.2	間接的な効果	11-1
第 12 章	結論と提言	12-1
12.1	結論	12-1
12.2	提言	12-4
第 13 章	プロジェクト実施に当たっての留意事項	13-1
13.1	詳細設計	13-1
13.2	調達	13-1
13.3	今後の技術支援	13-1

添付

Appendix A	Power Flow and Voltage Regulation Analysis
Appendix B	Reservoir Operation
Appendix C	Environment
Appendix C-1	Environment Check List
Appendix C-2	Monitoring Form
Appendix C-3	Water Quality Standards in Lao PDR
Appendix C-4	Public Consultation
Appendix C-5	Location of Affected Villages
Appendix C-6	Questionnaire
Appendix C-7	Result of Village Hearing

Appendix D Alternative Plans

Appendix D-1 Conceptual Drawings of Alternative Plans

Appendix D-2 Cost Estimate of Alternative Plans

Appendix E Dam Stability Analysis

Appendix E-1 Dam Stability Analysis

Appendix E-2 Figure of Load Condition

Appendix E-3 Calculation of Load

Appendix F Basic Design Drawings

Appendix G Implementation Plan and Cost Estimate

Appendix G-1 Overall Implementation Schedule

Appendix G-2 Construction Time Schedule

Appendix G-3 Temporary Facilities

Appendix G-4 Total Fund Requirement

Appendix G-5 Priced Bill of Quantities

Appendix G-6 Manning Schedule for Consulting Services



Figure 1.1.1 Power Supply and Demand Balance in Northern Area, Central Area, Southern Area and Whole Country..... 1-2

Figure 1.1.2 Proposed Layout of NN1 Expansion Plan (40MW)..... 1-5

Figure 2.2.1 Installed Generation Capacity by Ownership..... 2-3

Figure 3.1.1.1 Power Generation Pattern of NN1 and Other Existing Hydropower Station 3-2

Figure 3.1.2.1 Power Outage Record of NN1 Power Station due to Yearly Maintenance and Overhaul 3-4

Figure 3.2.1.1 Present Transmission Line Network of Central Area (2012) 3-7

Figure 3.2.2.1 Past Record of Power Trade with Neighbor Country 3-8

Figure 3.2.2.2 Seasonal Variation of Power Trade..... 3-9

Figure 3.2.3.1 Transmission Line Network in the Central Area in 2017 3-10

Figure 4.2.2.1 Regional Geology..... 4-3

Figure 4.2.2.2 Location of Drill Holes..... 4-5

Figure 4.2.2.3 Specific Gravity and Water Absorption..... 4-9

Figure 4.2.2.4 Unconfined Compression Strength and the Weathering Degree of Rock..... 4-10

Figure 4.2.2.5 Tensile Strength and Weathering Degree..... 4-12

Figure 4.2.2.6 Deformability of the Dam foundation rock and Weathering degree 4-13

Figure 4.2.2.7 Rock Type and Lugeon Value..... 4-14

Figure 4.2.2.8	Geological Plan of the Project Site.....	4-16
Figure 4.2.2.9	Geological Profile (A1 & A2)	4-17
Figure 4.2.2.10	Geological Profile (A4)	4-18
Figure 4.2.2.11	Geological Profile (B2)	4-19
Figure 4.2.2.12	Geological Profile (B2').....	4-20
Figure 4.2.2.13	Geological Profile (D2).....	4-21
Figure 4.2.3.1	Two Types of Steel Enclosure	4-24
Figure 4.2.6.1	115 kV Transmission Line Connection Diagram for NN1	4-31
Figure 4.2.7.1	Existing Stoplogs.....	4-42
Figure 4.2.8.1	115 kV Transmission Line Connection Diagram near Nam Ngum 1	4-44
Figure 4.2.10.1	Result of Non-uniform Flow Calculation: Output Increase at Peak Time.....	4-50
Figure 4.2.10.2	Affected Riverside Users.....	4-51
Figure 4.2.10.3	Operation Pattern of Nam Lik 1/2.....	4-51
Figure 5.1.1	Hydropower Development in the Nam Ngum River Basin.....	5-1
Figure 5.1.2	Location Map of Hydropower Stations in NNRB	5-2
Figure 5.1.3	Nam Ngum 3 Reservoir Operation Simulation from 2002 to 2007.....	5-4
Figure 5.1.4	Nam Ngum 2 Reservoir Operation Simulation from 2002 to 2007.....	5-4
Figure 5.1.5	Nam Ngum 1 Reservoir Operation Simulation from 2002 to 2007.....	5-5
Figure 5.2.1	Nam Ngum 1 Reservoir Water Level Record.....	5-8
Figure 5.2.2	Observed Annual Rainfall in NN1	5-9
Figure 5.2.3	Observed Inflow into NN1 Reservoir.....	5-9
Figure 5.2.4	Reservoir Operation Record of NN1 Reservoir	5-10
Figure 5.2.5	Reservoir Operation Rule of NN1 Reservoir	5-11
Figure 5.2.6	Flow of Reservoir Operation Study.....	5-13
Figure 5.2.7	Concept of Seeking Optimum Path in Dynamic Programming	5-13
Figure 5.2.8	Concept of Inflow with Probability	5-14
Figure 5.2.9	Concept of Reservoir Operation Rule Table Given by SDP.....	5-15
Figure 5.2.10	Turbine Efficiency Curves.....	5-16
Figure 5.2.11	Tailrace Water Level rating Curve after Riverbed Excavation.....	5-17
Figure 5.2.12	Discretized Stochastic inflow to the Nam Ngum 1 Reservoir.....	5-17
Figure 5.2.13	Inflow into the Namn Ngum 1 Reservoir from 1972 to 2011.....	5-18
Figure 5.2.14	Nam Ngum 1 Reservoir Operation for without Expansion Case	5-18
Figure 5.2.15	Nam Ngum 1 Reservoir Operation for with Expansion Case	5-19
Figure 5.2.16	Nam Ngum 1 reservoir Operation for with Expansion Case.....	5-19
Figure 5.2.17	Nam Ngum 1 Reservoir Operation for with Expansion Case	5-20
Figure 5.2.18	Flow of Method for Simulation of Power Import or Export	5-21
Figure 5.2.19	Power Import/Export with and w/o NN1 Expansion (2017).....	5-21

Figure 5.2.20	Power Import/Export with and w/o NN1 Expansion (2020).....	5-23
Figure 6.1.1	NN1 Reservoir Storage Curve.....	6-1
Figure 6.1.2	Reservoir WL under Existing Condition (Actually Observed in 1982-2007).....	6-2
Figure 6.1.3	Simulated Reservoir WL with 40 MW Expansion (with NN2).....	6-2
Figure 6.1.4	Reservoir WL Frequency Before and After Expansion.....	6-3
Figure 6.1.5	NN1 Power Station, Tail Water Rating Curve.....	6-4
Figure 6.1.6	Tail Water Level Rating Curve after Riverbed Excavation.....	6-5
Figure 6.2.1	Scale of Dam Piercing in Japan.....	6-12
Figure 6.2.2	Detail of Hydraulic Boom.....	6-13
Figure 6.2.3	Sections of Dam to be Analyzed.....	6-18
Figure 6.4.1	Plan and Section of Powerhouse.....	6-22
Figure 6.5.1	Station-Service Power Supply System for Unit 6.....	6-32
Figure 6.6.1	Arrangement of Intake Facilities.....	6-33
Figure 6.6.2	Experience Data for Appropriate Determination of Clear Openings in Francis Runners.....	6-34
Figure 7.2.1	Overall Tentative Implementation Schedule.....	7-2
Figure 8.1.1	Levelized Cost of Generation of Diesel Power Plants and Gas Turbine.....	8-5
Figure 9.1.1	Organization of EDL.....	9-1
Figure 9.2.1	Organization of EDL-Gen.....	9-6
Figure 9.2.2	Organization of Nam Ngum 1 Hydropower Plant.....	9-7
Figure 9.2.3	Capital Structure of EDL-Gen.....	9-8
Figure 10.1.1	Organization Chart of ESIAD in MoNRE.....	10-3
Figure 10.1.2	Organization Chart of Division of Environmental Engineering in MEM.....	10-4
Figure 10.1.3	Organization Chart of Environmental Office in EDL.....	10-4
Figure 10.1.4	Organization Chart of EDL-Gen.....	10-5
Figure 10.1.5	Organization Chart of NN1.....	10-5
Figure 10.1.6	Operation Pattern of Nam Lik 1/2 in 2012.....	10-6
Figure 10.1.7	Institutional Arrangements in Construction Phase.....	10-10
Figure 10.1.8	Institutional Arrangements in Operation Phase.....	10-12

表

Table 1.5.1	Staff of Survey Team.....	1-6
Table 2.1.1	Economic and Social Indicators.....	2-1
Table 3.1.1.1	Principal Features of Existing Hydropower Station in Central Area.....	3-1
Table 3.1.2.1	History of Changes in Installed Capacity of Nam Ngum 1 Hydropower Station...	3-3

Table 3.1.2.2	Operation Ratio Recorded at NN1 Power Station	3-5
Table 3.1.2.3	Power Outage for Yearly Maintenance	3-6
Table 3.2.2.1	Existing International Interconnection Transmission Lines	3-9
Table 3.3.1	Issues of NN1 Hydropower Station and its Expansion Plan	3-11
Table 4.1.1	Alternative Plans for Comparison	4-1
Table 4.2.2.1	Existing Geological Map	4-4
Table 4.2.2.2	Existing Investigation Drillings	4-5
Table 4.2.2.3	Existing Laboratory Test of the Drilled Core	4-6
Table 4.2.2.4	Existing Investigation Works for Concrete Aggregate	4-6
Table 4.2.2.5	Rock Mass Classification based on the Weathering Degree	4-8
Table 4.2.2.6	Result of the Physical Property Tests	4-9
Table 4.2.2.7	Result of the Unconfined Compression Test	4-11
Table 4.2.2.8	Result of the Unconfined Compression Test of Dam Concrete	4-12
Table 4.2.2.9	Result of Splitting Tensile Strength Test	4-12
Table 4.2.2.10	Plate Bearing Test Result of dam Foundation Rock	4-13
Table 4.2.2.11	List of Standard Penetration Tests	4-14
Table 4.2.2.12	Results of Lugeon Test	4-15
Table 4.2.2.13	Test Result of the Concrete Aggregate	4-22
Table 4.2.2.14	Result of the Alkali-Silica Reaction Test	4-22
Table 4.2.3.1	Principal Features of Intake	4-23
Table 4.2.3.2	Principal Features of Steel Enclosure	4-24
Table 4.2.3.3	Principal Features of Piercing Dam	4-25
Table 4.2.4.1	Major Features of Powerhouse and Tailrace for Each Alternative Plan	4-25
Table 4.2.6.1	Selection in Turbine Speed for Alternative Plans	4-33
Table 4.2.6.2	Required Conductor Size for 115 kV Main Bus for Alternative Plans	4-36
Table 4.2.7.1	Comparison of Screen for Alternative Plans	4-39
Table 4.2.7.2	Comparison of Intake Gate Layout Plan	4-41
Table 4.2.8.1	Allowable Current and Transmission Capacity of Standard Conductors	4-45
Table 4.2.8.2	Results of Load Flow of Transmission Lines (around Nam Ngum 1 P/S)	4-46
Table 4.2.8.3	Estimated Maximum Load of Main Bus in Substations	4-47
Table 4.2.9.1	Technical Assessment of Alternatives	4-48
Table 4.2.10.1	Discharge and Affected Riverside User's Ratio	4-52
Table 4.2.10.2	Environmental Impact and Compensation Cost	4-52
Table 4.2.10.3	Approval Process (Required by MoNRE)	4-53
Table 4.2.11.1	Summary of Estimated Construction Costs of Alternatives	4-55
Table 4.2.12.1	Result of Annual Energy and Dependable Capacity	4-56
Table 4.2.13.1	Increment of Annual Energy and Dependable Capacity	4-57

Table 4.2.13.2	Annual Economic Benefits of Alternatives	4-58
Table 4.2.13.3	Annual Financial Benefits of Alternatives.....	4-58
Table 4.2.13.4	Project Costs of Alternatives	4-59
Table 4.2.13.5	Calculation of WACC.....	4-60
Table 4.2.13.6	Result of Benefit-Cost Analysis	4-60
Table 5.1.1	Principal Features of Planned Hydropower Station in Upstream of NN1	5-3
Table 5.2.1	Principal Feature of NN1 Reservoir	5-7
Table 5.2.2	Statistic of Monthly Water Level.....	5-8
Table 5.2.3	Annual Energy and Dependable Power for “without” and “with” Expansion	5-20
Table 5.2.4	Power Import/Export with and w/o NN1 Expansion (2017).....	5-22
Table 5.2.5	Comparison of Power Import / Export with and w/o NN1 Expansion (2017)	5-22
Table 5.2.6	Power Import/Export with and w/o NN1 Expansion (2020).....	5-23
Table 5.2.7	Comparison of Power Import / Export with and w/o NN1 Expansion (2020)	5-23
Table 5.2.8	Unit Price for Export and Import with Thailand	5-24
Table 5.2.9	Electricity Prices for Power Import and Export to Thailand (2017).....	5-24
Table 5.2.10	Electricity Prices for Power Import and Export to Thailand (2020).....	5-25
Table 6.1.1	Reservoir Water Level Rise after Expansion.....	6-3
Table 6.1.2	Difference of Tailrace Water Level before and after Riverbed Excavation.....	6-4
Table 6.2.1	Facilities of Intake	6-7
Table 6.2.2	Station of Intake Gate	6-8
Table 6.2.3	Principal Features of Intake.....	6-9
Table 6.2.4	Performance of Dam Piercing in Japan	6-11
Table 6.2.5	Principal Features of Piercing Dam.....	6-11
Table 6.2.6	General Features of Bulkhead	6-14
Table 6.2.7	Procedures of Intake Construction	6-16
Table 6.2.8	Results of Dam Stability.....	6-19
Table 6.3.1	Construction Cost of Waterway.....	6-20
Table 6.3.2	Reduction of Annual Energy and Dependable Output	6-20
Table 6.3.3	Economic Comparison	6-21
Table 6.4.1	Major Equipment to be Installed in Powerhouse.....	6-22
Table 6.4.2	Analysis Cases for Powerhouse Stability	6-23
Table 6.4.3	Analysis Results for Powerhouse Stability.....	6-23
Table 6.4.4	Main Features of Tailrace Channel.....	6-24
Table 6.5.1	Selection of Turbine Speed for Unit 6.....	6-26
Table 6.5.2	Comparison of Turbine Operating Conditions and Ratings	6-27
Table 6.5.3	Types and Ratings of Drainage and Dewatering Pumps	6-29
Table 6.5.4	Generator Rated Power Factors for Other Hydropower Stations	6-29

Table 6.5.5	Comparison of Generator Rated Power Factor between 0.8 and 0.9.....	6-29
Table 8.1.1	Initial Investment Cost (Economic Price)	8-2
Table 8.1.2	O&M Cost (Economic Price)	8-3
Table 8.1.3	Reinvestment Cost (Economic Price).....	8-3
Table 8.1.4	Major Assumption Diesel Power Plant and Simple Cycle Gas Turbine.....	8-5
Table 8.1.5	Adjustment Factors of Thermal Plant.....	8-6
Table 8.1.6	Calculation of kW Value.....	8-6
Table 8.1.7	Calculation of kWh Value	8-6
Table 8.1.8	Annual Energy and Capacity Benefit	8-7
Table 8.1.9	Calculation of EIRR	8-8
Table 8.1.10	Results of Sensitivity Analysis	8-9
Table 8.2.1	Initial Investment Cost (Financial Price).....	8-10
Table 8.2.2	O&M Cost (Financial Price)	8-11
Table 8.2.3	Reinvestment Cost (Financial Price).....	8-11
Table 8.2.4	Financial Benefit (Electricity Revenue)	8-11
Table 8.2.5	Calculation of WACC.....	8-12
Table 8.2.6	Calculation of FIRR	8-14
Table 8.2.7	Results of Sensitivity Analysis	8-13
Table 8.3.1	Electricity Trade Tariff with EGAT	8-15
Table 8.3.2	EDL Trade Deficit and Surcharge Payment	8-16
Table 9.1.1	Power Plant Development Department of EDL	9-2
Table 9.1.2	Summary of Financial Status of EDL.....	9-3
Table 9.1.3	Experience of Implementation in Similar Project by EDL.....	9-4
Table 9.2.1	Shares Transfer of IPP to EDL-Gen	9-6
Table 9.2.2	Departments which are in Charge of Technical Issues in NN1	9-7
Table 9.2.3	Summary of Financial Status of EDL-Gen.....	9-9
Table 9.2.4	Operation Mode of Electro-mechanical Equipment	9-10
Table 9.2.5	Experience of O&M in Similar Project by EDL-Gen	9-11
Table 10.1.1	Laws and Regulations Relevant to the Project	10-1
Table 10.1.2	Demography, Economic Status and River Related Activities in Affected Village.....	10-7
Table 10.1.3	Scoping.....	10-8
Table 10.1.4	Roles and Responsibilities for Institutes Concerned	10-10
Table 10.1.5	Grievance Redress Procedure.....	10-12
Table 10.1.6	Environmental Management and Mitigation Plan.....	10-14
Table 10.1.7	Environmental and Social Monitoring Plan	10-16
Table 10.1.8	Overall Cost Regarding Environmental Management.....	10-17
Table 10.1.9	Cost Regarding Environmental Management in Detailed Design Phase	10-17

Table 10.1.10	Cost Regarding Environmental Management in Construction Phase.....	10-18
Table 10.1.11	Cost Regarding Environmental Management in Operation Phase	10-18
Table 10.1.12	Implementation Schedule	10-19
Table 10.2.1	Houses Practicing Riverbank Gardem Buffer Zone and Ownership.....	10-22
Table 11.1.1	Performance Indicators.....	11-1
Table 11.2.1	GHG Emission Coefficient in Thailand	11-2
Table 11.2.2	GHG Emission Estimates	11-3
Table 11.2.3	Average Income and Vulnerable Households.....	11-4
Table 13.1.1	Points to Consider for Detailed Design	13-2

用語表

略語	英語表記	日本語表記
Lao PDR agencies	ラオス国機関名	
DMH	Department of Meteorology and Hydrology	ラオス国農林省水文気象局
CDEP	Committee for Development of Electric Power	ラオス国電力開発委員会
CPC	Committee for Planning and Cooperation	ラオス国計画・協力委員会
DOE	Department of Electricity, MEM	ラオス国エネルギー・鉱業省電力局
EDL	Electricite du Laos	ラオス国家電力公社
EDL-Gen	Electricite du Laos Generation Public Company	ラオス電力発電株式会社
FIMC	Foreign Investment Management Committee	ラオス国投資事業・対外経済協力委員会
GOL	Government of Lao PDR	ラオス国政府
LNCE	Lao National Committee for Energy	ラオス国国家エネルギー委員会
LWU	Lao Women's Union	ラオス女性連合
MEM	Ministry of Energy & Mines	ラオス国エネルギー・鉱業省
MONRE	Ministry of Natural Resources and Environment	ラオス国自然資源環境省
STEA	Science, Technology & Environment Agency	ラオス国科学・技術・環境局
WREA	Water Resources and Environment Agency	ラオス国水資源環境庁
Foreign organizations	国際機関名	
ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
EGAT	Electricity Generation Authority of Thailand	タイ国電力公社
EVN	Electricity of Vietnam	ベトナム国電力公社
IMF	International Monetary Fund	国際通貨基金
IUCN	World Conservation Union (Switzerland)	国際自然保護連合
JICA	Japan International Cooperation Agency (Japan)	国際協力機構
MOI	Ministry of Industry of Vietnam	ベトナム国工業省
MPI	Ministry of Planning and Investment of Vietnam	ベトナム国計画・投資省
NEPO	National Energy Policy Office of Thailand	タイ国電力政策局
NTEC	Nam Theun 2(NT2) Electricity Company	ナムテン2 発電会社(コンソーシアム)
NTPC	Nam Theun 2(NT2) Power Company	ナムテン2 電力会社(SPC)
PEA	Provincial Electricity Authority in Thailand	タイ国県電力局
PRGF	Poverty Reduction and Growth Fund	貧困削減基金
UNDP	United Nations Development Program	国連開発計画
WCD	World Commission on Dams	世界ダム委員会
Others	その他	
AAU	Assigned Amount Unit	初期割当量に相当する CO2 削減クレジット
B.	"Ban" Village in Laotian language	村落名
BOT	Built-Operate-Transfer	建設-操業-移譲
CA	Concession Agreement	事業権契約
CDM	Clean Development Mecah	京都メカニズムにおけるクリーン開発制度
CER	Certified Emission reduction	JI を通じて発行される CO2 削減クレジット
COD	Commercial Operation Date	運開予定日
ECA	Export Credit Agencies	輸出信用機関
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
EMMP	Environmental Management & Monitoring Plan	環境管理計画
EPC	Engineering, Procurement and Construction	設計・調達・建設包括工事契約
EPMs	Environmental Protection Measures	環境保護対策
ERU	Emission Reduction Unit	CDM を通じて発行される CO2 削減クレジット
ET	Emission Trading	GHG の排出量取引
FS	Feasibility Study	実施可能性調査
FARD	Focal Area for Rural Development	開発重点地区
GHG	Green House Gas	温室効果ガス
GIS	Geographic Information System	地理情報システム
GMS	Greater Mekong Sub-region	大メコン圏流域諸国
GPS	Global Positioning System	全球測位システム
HEPP	Hydroelectric Power Project	水力発電計画
ICB	International Competitive Bidding	国際競争入札
IEE	Initial Environmental Examination	初期環境調査
IPDP	Indigenous Peoples Development Plan	土着民族に関する政策
IPP	Independent Power Producer	独立電力生産者
IWRM	Integrated Water Resources Management	統合水資源管理
JI	Joint Implementation	京都メカニズムにおける共同実施制度

用語表

略語	英語表記	日本語表記
LA	Loan Agreement	借款協定
LEPTS	Lao Electric Power Technical Standard	ラオス電力技術基準
LLDC	Least Less-Developed Countries	後発発展途上国
MOU	Memorandum of Understanding	(開発権) 協議覚書
NBCA	National Biodiversity Conservation Area	国立生物保護区
NEM	New Economic Mechanism	ラオス国新経済メカニズム
NGOs	Non Governmental Organizations	非政府団体
NNRB	Nam Ngum River Basin	ナムグム川流域
O&M	Operation and Maintenance	操業・維持管理
ODA	Official Development Assistance	政府開発援助
PDA	Project Development Agreement	開発実施協定
PDP	Power Development Plan	電力開発計画
PPA	Power Purchase Agreement	売電契約
S/W	Scope of Works	実施調査細則
SIA	Social Impact Assessment	社会環境影響調査
SPC	Special Purpose Company	特別目的会社
SPP	Small Power Producer	小電力生産者
TOR	Terms of Reference	実施項目
Unit/Technical Terms 単位/技術用語		
B-C, B/C	B: Benefit and C: Cost	B: 便益 C: 費用
EIRR, FIRR	Economic/Financial Internal Rate of Return	経済/財務内部収益率
EL.() m	Meters above Sea level	標高(m)
FSL	Full Supply Level of Reservoir	常時満水位
GDP	Gross Domestic Product	国民総生産
GWh	Giga Watt Hour (one billion watt hour)	百万キロワット(10億ワット)時
IRR	Internal Rates of Return	内部収益率
LWL	Low Water Level of Reservoir	低水位
MAP	Mean Annual Precipitation	年平均降雨量
MAR	Mean Annual Runoff	年平均流量
MOL	Minimum Operation Level of Reservoir	最低運転水位
MW	Mega Watt (one million watt)	千キロワット、百万ワット
PMF	Probable Maximum Flood	可能最大洪水流量
PMP	Probable Maximum Precipitation	可能最大降水量
US\$	US Dollar	米国通貨(ドル)

第1章 序論

1.1 調査の背景

(1) ラオス国電力供給の現状

ラオス国では、経済発展に伴う国内における電力需要の拡大等により 2001 年から 2010 年までの国内消費電力と消費電力量は、それぞれ平均増加率 13.4% および 15.0%と急激な増加傾向にある。ラオス政府が掲げている今後の世帯電化率向上政策による需要増に加え、高速鉄道建設計画や銅・ボーキサイト等の鉱山開発に伴う電力需要の急激な増加の影響が大きく、今後も急速な電力および電力量需要の高まりが想定されている。

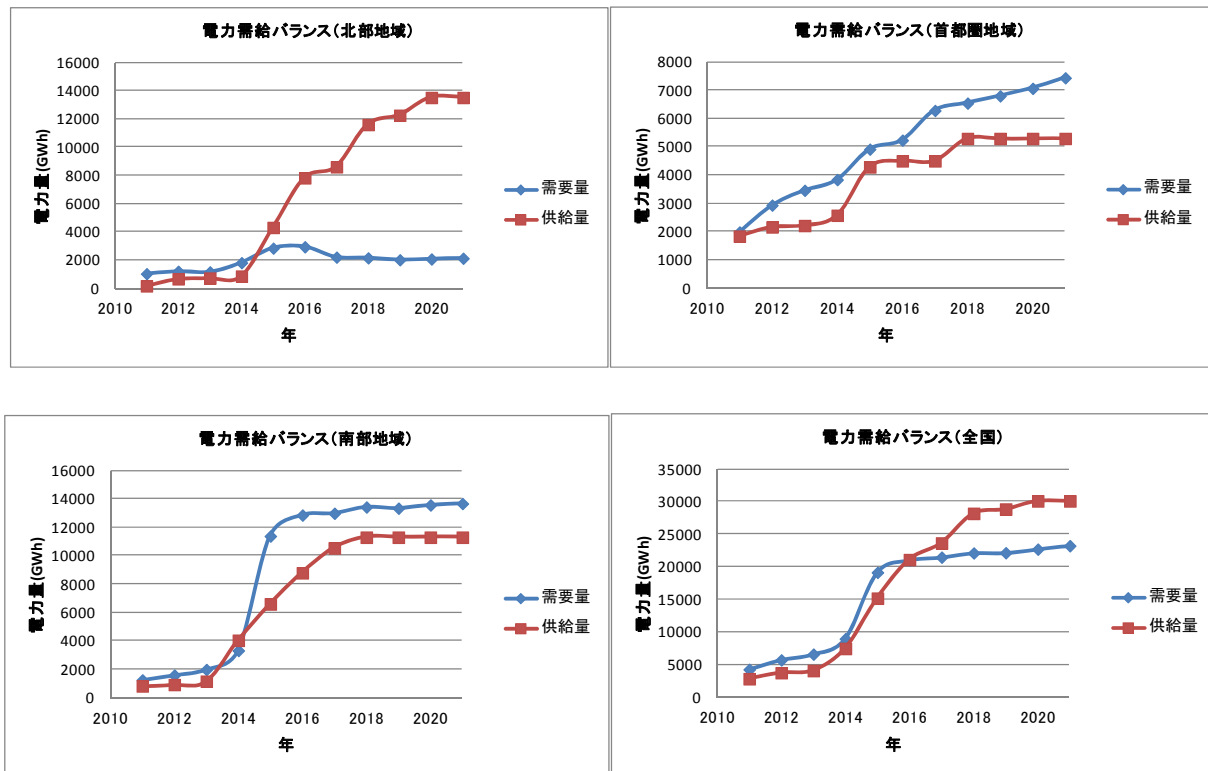
2010 年時点での独立電力生産者 (IPP) を含むラオス国内の合計設備容量は 2,557 MW であるが、輸出電力 IPP の設備容量を除外すると、国内電力供給用は 492 MW である。このうちナムグム第一発電所の設備容量は 155 MW (31.5%) を占めている。ラオス国内電力供給用設備のほとんどが水力発電所であるため、乾期の国内電力需要に対する供給量は河川流量の減少に起因して極端に低下し、近隣国からの電力輸入を避けられない状況である。ラオス国にとって近隣国への電力輸出は外貨獲得のための有効な手段であり、2005 年までは IPP を除いた電力輸出量が輸入量を上回っていたが、国内需要の増大により 2006 年には電力輸入量が輸出量を上回った。2001 年時点での輸入電力量および輸出電力量は、それぞれ 183 GWh および 797 GWh であったが、2010 年時点では、796 GWh および 344 GWh となっている。輸入電力量単価は輸出単価より高く設定されており、さらに、輸出電力量を上回る輸入電力量には電力単価が上方修正されることとなっている。その結果、近年の近隣国との電力融通は、財務的にマイナスとなっており、外貨獲得の面からも早期のラオス国内での電源開発および国内での電力需給バランス確保のための国内電力送電網の拡充が重要課題となっている。

(2) 電力政策と水力開発計画

ラオス国政府は十分な電力供給に基づく社会開発と隣国への電力輸出による外貨獲得を電源開発の主な目標として、上述の現状に対して 2010 年 8 月に国家電力開発計画 (2010-2020 年を対象 : PDP 2010) が策定された。特に水力ポテンシャルの高い北部地域での水力発電開発を推進する方針としている。ただし、同 PDP 策定後に各地域の電力需要想定に変化が見られ関係機関の協議を経て、PDP 2010 は 2011 年 8 月に Revision-1 (PDP 2010-R1) としてアップデートされた。電力需要想定の見直しは、高速鉄道の建設・維持管理および南部地域の鉱山開発による電力需要の増加見通しを反映したものである。

PDP 2010-R1 において、北部地域、首都圏地域および南部地域において電力需給バランスについて見通しが立てられている。北部地域では、2014 年までは電力量およびピーク電力の需要が供給

量を上回り、2015年以降は供給量が電力需要量を大幅に上回る。従い、2014年までは、電力不足分を中国より輸入する方針としており、2015年以降は、大幅な余剰電力を首都圏地域に送電する計画となっている。首都圏地域では、今後2020年まで電力量およびピーク電力は不足する見通しであり、北部地域からの送電もしくは、タイ国電力公社（EGAT）からの電力輸入が必要であるとしている。南部地域では、鉱山開発のために今後当分の間、電力量の需要は供給量を上回る。従い、電力不足分に対する他地域からの送電が必要であるとしている。



Source : EdL PDP 2010-2020 (Revision -1)

Figure 1.1.1 Power Supply and Demand Balance in Northern Area, Central Area, Southern Area and Whole Country

全国規模での年間電力需給バランスとして、2015年までは電力需要量が国内における供給量を上回る見通しであり、近隣諸国である中国、ベトナム国、タイ国からの電力輸入の必要性を確認している。一方、2016年以降は余剰電力を近隣諸国に輸出できると見込んでいる。

同 PDP 2010-R1 にて、上記の各地域における電力需給バランス予想に基づいて、電力供給ポテンシャルは北部地域にあり、鉱工業開発による大規模な電力需要は南部地域にあることより、次の電力供給基本計画を打ち出している。

- 1) 北部地域は、将来の余剰電力を首都圏地域に送電する。
- 2) 首都圏地域は、北部から送電された上での余剰電力を南部地域に送電する。

この基本計画を達成することにより、2016年以降はラオス国全土で、国内電力需要に対する電力供給を可能とすることが出来、そのために、北部地域、首都圏地域および南部地域の電力系統および変電設備のタイムリーな整備・強化の必要性を明確に示している。

また、電力需要に対する電力供給能力を確保するためにラオス国電力公社（EDL）は、下記の電源開発ポリシーを策定した。

- EDL は、新規電源開発を推進する。
- 小規模電源開発（SPP）および国内電源 IPP からの電力買収を進める。
- 輸出用 IPP から国内向け電力供給を受ける。
- 国内送電網が未到達である地域では近隣国からの電力輸入を行う。
- 電力供給の信頼性を確保するために、近隣諸国との電量融通政策を継続する。

(3) ナムグム第一発電所拡張計画の調査歴

ナムグム第一発電所拡張計画は、円借款準備調査として 2009 年 1 月から 2010 年 1 月まで実施された。この準備調査以降も、下記に示す関連調査が実施されており、今回本調査「ナムグム第一水力発電所拡張事業準備調査（その 2）」が実施されている。

調査名	調査期間	調査目的
ナムグム第一発電所拡張事業準備調査 略名：「拡張準備調査その 1」	2009 年 1 月～ 2010 年 1 月	ナムグム第一水力発電所を対象として、同発電所拡張事業の協力準備調査を実施し、技術、環境および経済財務を考慮して拡張事業の妥当性を検討する。
ナムグム第一発電所貯水池運用計画に係る運用効率促進支援調査 略名：「貯水池運用調査」	2010 年 3 月～ 2010 年 10 月	上流に位置するナムグム第二発電所の湛水期間中および完成後のナムグム第一発電所の貯水池運用計画の検討、および下流域環境影響に対する検討
ラオス首都圏地域における電力需給調査 略名：「首都圏電力需給調査」	2012 年 5 月～ 2012 年 7 月	ラオス首都圏の電力需給の見直し、および首都圏ピーク電力需要に対する具体策として、ナムグム第一水力発電所拡張計画を含む最適な対応策の検討
ナムグム第一発電所拡張事業準備調査（その 2） 略名：「拡張準備調査その 2」	2012 年 7 月～ 2012 年 10 月	ラオス政府から要請のあったナムグム第一発電所拡張事業について、我が国の円借款事業として実施するための審査に必要な調査の実施

(4) ナムグム第一発電所拡張計画の経緯

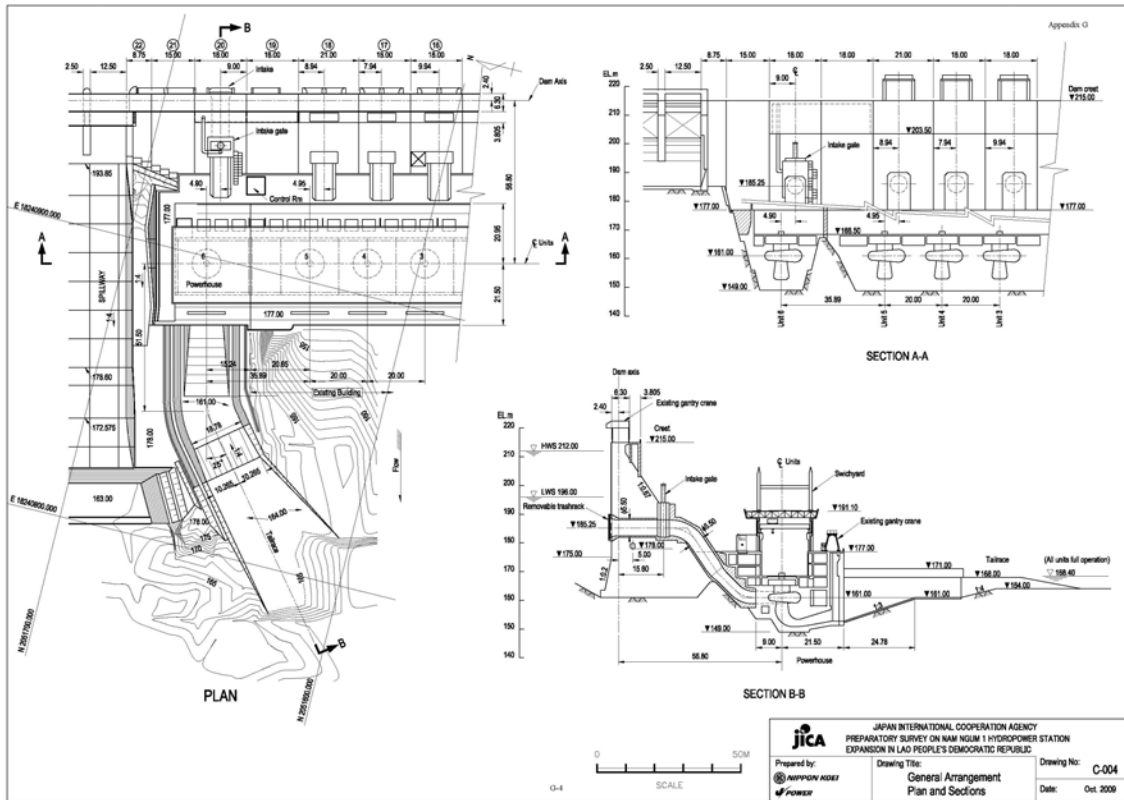
ラオス国の首都圏および北部地域への電力は、主にナムグム第一発電所（設備容量 155MW）、ナムルック発電所（設備容量 60MW）、ナムマン第三発電所（設備容量 40MW）および 2010 年に運転を開始したナムリック 1/2 発電所（設備容量 100MW）の連携運用により供給されている。雨期には、4 発電所の電力供給量が首都圏および北部地域の電力需要を上回り、余剰電力はタイ国へ輸出されている。一方、乾期においては、各発電所の貯水池への流入量が減少し、設備容量をフルに利用した発電が出来ず、電力供給量が電力需要を下回り、不足分はタイ国からの電力輸入に頼っている状況である。



Nam Ngum 1 Hydropower Station

このような状況の中「ナムグム第一発電拡張事業準備調査」（略名：拡張準備調査その1）が実施され、2010年1月に最終報告書が作成された。拡張計画の目的は、大規模貯水池の利点を生かして、乾期におけるオフピークの発電使用水量をピーク時に使用することにより、首都圏地域の日負荷量のピーク時間である夕方6時から夜10時までの電力需要の伸びに対応することであった。その結果、同時期のタイ国からのピーク電力輸入を削減することが可能であり、また、洪水時の無効放流を削減することによる年間発生電力量の増加も便益として計上できると結論付けられた。「拡張準備調査その1」では、2011年初めにタイ国への売電を目的として運転を開始したナムグム第二発電所の貯水池の貯留効果により、ナムグム第一発電所貯水池への流入量が平滑化することを前提として検討が実施されている。

拡張の開発規模（40MW~120MW）および水路・発電所のレイアウトの比較検討の結果、既存発電所右岸側に隣接する出力40MW追加発電所が最適案として選定され、経済的にはフィージブルであると判断された。検討ケースの中から、比較的規模の小さい開発規模40MWが選定された理由の1点目は、発電に使用できる流量は拡張した場合も大きく増加するものではなく、拡張規模の増加に伴う発電量の増加が限定されることであった。2点目は、追加発電所の設備として既存発電所施設を出来るだけ利用してコストダウンを図ることが有効であり、既存発電所に隣接する小規模な拡張計画が経済・財務面で有利となることであった。経済的にはフィージブルと判断されたものの、財務的内部収益率は低く、この検討結果は貸付金利の低いソフトローンを利用する場合にのみ財務的にフィージブルとなることを意味した。「準備調査その1」終了時（2010年）には、ラオス向けプロジェクト型円借款供与の見通しがたってなったこともあり、拡張計画に対するラオス国からの要請書は提出されなかった。



Source : Preparatory Survey on Nam Ngum 1 Hydropower Station Expansion

Figure 1.1.2 Proposed Layout of NN1 Expansion Plan (40MW)

「拡張準備調査その1」が終了して2年間が経過した後の2012年3月にプロジェクト型円借款が再開し、同年4月に、ラオス政府から日本政府に対してナムグム第一発電所の拡張事業に対する円借款の要請書が提出された。この要請を受けてJICAはラオス国首都圏を中心とした電力需給の見直し、首都圏のピーク電力需要への対応における課題特定、及びナムグム第一発電所拡張を含んだ具体策の検討を目的として、「ラオス首都圏地域における電力需給調査」（略名：首都圏電力需給調査）が実施され、2012年8月に最終報告書が提出される。

「拡張準備調査その1」終了後の2年間において、さまざまな外部要因の変化が確認されている。例えば、当時の電力需要予測からの大幅な変更、電源開発計画の修正、国内送電系統開発計画の変更、また、財務分析の指標である電気料金、タイ国EGATとの電力融通の電力売買条件、有償資金協力の金利等の変化などが挙げられる。さらに、オフピークの発電をピーク電源に移行するという拡張計画を作成する基本条件となっている日負荷曲線におけるピーク電力需要分布状況の変化なども再確認が必要であり、最新情報に基づいた拡張事業の再評価が必要となっている。

JICAは「首都圏電力需給調査」にて、首都圏における電力需給面でのナムグム第一発電所の拡張の必要性を再確認したうえで、ナムグム第一発電所の拡張事業を円借款で実施するための審査に必要な情報を整理するために、本「ナムグム第一発電所拡張事業準備調査（その2）」（略名：準備調査その2）を実施することとした。

1.2 調査の目的

ラオス政府から円借款の要請のあったナムグム第一水力発電所拡張事業について、当該事業の目的及び効果、概要、事業費、実施スケジュール、実施（調達・施工）方法、実施事業体制、運営・維持管理体制、環境および社会面の配慮等、我が国の円借款事業として実施するための審査に必要な調査を行うことを目的とする。

1.3 調査対象地域

ラオス国ビエンチャン県ナムグム第一発電所およびナムグム水系全体を調査対象地域とする。

1.4 相手国関係機関

本調査では、エネルギー鉱業省エネルギー政策計画局（Ministry of Energy and Mines: MEM, Department of Energy Policy and Planning: DEPP）、ラオス電力公社（Electricite du Laos: EDL）およびラオス電力発電株式会社（The EDL-Generation Public Company: EDL-Gen）をカウンターパートとして調査を実施する。

1.5 調査団員

本調査は拡張に関する幅広い内容を詳細に検討するために、下記のような体制とした。特に、本拡張にて採用されるダム堤体に穴を開ける技術については、日本国内でその経験を持つ担当を配置し、適宜ラオス側にその手法について説明することとした。

Table 1.5.1 Staff of Survey Team

担当	氏名
1. 総括／水力発電計画	和田 正樹
2. 電力需給分析・系統運用	岩渕 雅博
3. 水文・水系運用	植松 創平
4. 地質	津田 延裕
5. 電力土木A（ダム）	土田 茂
6. 電力土木B（発電所）	畔上 幸夫
7. 電気設備	長谷川 清
8. 機械設備	瀬戸 憲司
9. 施工／調達計画・積算	菅 経城
10. 経済・財務分析	山下 武
11. 環境社会配慮	後藤 真由美
12. 業務調整	山川 和弘

Prepared by JICA Survey Team

第2章 拡張事業を取り巻く状況

2.1 対象地域の経済・社会状況

本拡張計画の電力供給地域である首都圏および本案件が位置するビエンチャン県に関する基礎的な経済・社会指標を下表に整理する。

Table 2.1.1 Economic and Social Indicators

Item	Unit	Whole Country	Vientiane Capital	Vientiane Province	Year
GDP					2010
GSP	mil. kip	56,522,565			
GDP per capita	US\$	1,088			
Share of GDP	%	100			
Agriculture	%	28.4			
Industry	%	25.9			
Services	%	39.3			
Taxes	%	6.3			
Growth Rate of GDP	%	8.1			
Agriculture	%	3.0			
Industry	%	17.5			
Services	%	7.0			
Taxes	%	4.5			
Population					
Area	km2	236,800	3,920	22,554	
Capital and Provinces	no.	17	1	1	
Districts	no.	143	9	13	
Villages	no.	8,662	490	506	
Households	no.	1,027,468	132,542	81,693	
Population	no.	6,256,197	768,743	480,440	
Density	no./km2	26	196	21	
Agricultural Production					2010
Season Rice	ton	2,331,330	233,935	227,220	
Irrigated Rice	ton	512,430	101,725	32,920	
Upland Rice	ton	226,880	-	15,190	
Maize	ton	1,020,875	9,235	90,470	
Starchy Roots	ton	725,925	113,915	62,995	
Vegetable and Bean	ton	947,670	79,440	101,055	
Work Status & Poverty					2007/08
Work Status					
Paid Employee	%	14	32	14	
Self Employed	%				
Non farm	%	20	40	25	
Self operated farm	%	66	27	61	
Poverty					
Poverty gap	%	6.5	3.4	6.2	
GINI Index	%	35.4	38.0	32.1	

Source: Statistical Yearbook 2010, Lao Department of Statistics

2.2 電力セクターの現状と課題

ラオス国の電力セクターの現状と課題、特に首都圏地域におけるピーク需要に対する電力供給については「首都圏電力需給調査」において整理がなされている。以下ポイントを記述する。

(1) 乾季における電力供給の減少

ラオス国で消費されている電力の大部分は水力発電により供給されており、不足分は隣国からの輸入で賄われている。乾季において水力発電所による実際の電力供給がその発電機の定格容量を大きく下回るのは周知の事実である。首都圏地域の電力供給は 2017 年ピーク時に不足すると予想されており、その際には北部・南部の余剰電力を首都圏地域に送ることが期待されているが、これは雨季に限ったことであり、乾季においては北部・南部自身も電力不足に陥ることになる。乾季において首都圏地域は北部・南部からの電力供給を期待することができず、電力輸入が唯一需給ギャップを解消するための手段となる。

(2) ピーク時における電力不足

需給バランスの予想によると 2017 年 4 月の 19 時-20 時に 709MW に達する非常に厳しい電力不足が発生する見込みである。EDL は乾季のピーク需要に対応する電力供給能力を確保すべきである。

(3) 将来における電力輸入に対する過度の依存

ラオス国における電力不足が全て輸入により賄われる場合、首都圏地域の需要に対する電力輸入の割合は 2017 年の乾季（11 月から 5 月迄）には現状の 20%から 60%に増加することになる。ピーク時の電力供給の 60%をタイ国からの輸入に頼ることになり、ラオス国の電力系統運用はタイ国 EGAT の電力系統に依存することになる。

電力供給のセキュリティの観点からも、EGAT 系統への過剰な依存を改め、極力電力輸入の割合を減らすことが望ましい。

(4) 総電力供給能力における制御可能な供給能力の比率の低下

EDL が所有する発電所の設備容量の比率は 2010 年の 68%から 2020 年には 17%に低下する。



Prepared by the Study Team, updating PDP

Figure 2.2.1 Installed Generation Capacity by Ownership

2011年にはEDLは所有する発電所により391MWを発電しており、これはラオス国全体供給能力579MWの67%に相当する。2017年から2018年にかけて数多くの国内電力供給用IPPプロジェクトが完成する見込みであり、EDLの供給能力は885MWに増えるものの、全国の供給能力はそれ以上のペースで3,425MWまで増加し、EDL所有の発電所の割合は25%に低下する。2020年にはこの割合が更に低下し17%まで落ち込む見通しである。

一般的にはIPPの日発電パターンはEDLとIPP間で締結されるPPAによりあらかじめ規定される。EDLは刻々変化する電力システムの需要に従いIPPからの電力供給を柔軟に増減させることができない。

EDLは将来における国内需要を賄うため自前の発電所をもっと確保すべきである。少なくとも現在計画されているものについては、スケジュールに沿って事業実施されることが肝要である。

2.3 他ドナー及び国際機関の協力実績

ラオスの電力セクターに対しては世界銀行及びアジア開発銀行が水力発電プロジェクト、系統延伸、地方電化ならびにキャパシティビルディングへの支援を実施している。

(1) 水力発電プロジェクト

2010年に世界銀行及びアジア開発銀行の支援により事業実施されたナムテン2水力発電所(1,088MW)が運転を開始した。同事業は環境評価や住民への説明と合意形成、情報公開において今後のモデルケースになると位置付けられている。

アジア開発銀行はこの他にナムソン、ナムルック、テンヒンブン水力発電所の実施を支援してきた。2011年には同行はナムグム第3水力発電所(440MW)の建設支援を目的とする融資を決定し、更に現在ナムニアップ第1水力発電所(289MW)への融資を検討している。

(2) 系統延伸・地方電化

世界銀行は2010年に地方電化マスタープラン「Rural Electrification Master Plan and Hydro Assessment Studies in Lao PDR」を実施した。

アジア開発銀行は2010年に北部送電網計画(115kV送電線で400km)実施の為に資金供与を行っている。同行はGMS(Greater Mekong Subregion)における電力輸出入の促進とそれに資する送電網の強化に力を注いでいる。

第3章 ナムダム第一水力発電所の現状と課題

3.1 ナムダム第一水力発電所の運転・維持管理状況

3.1.1 運転

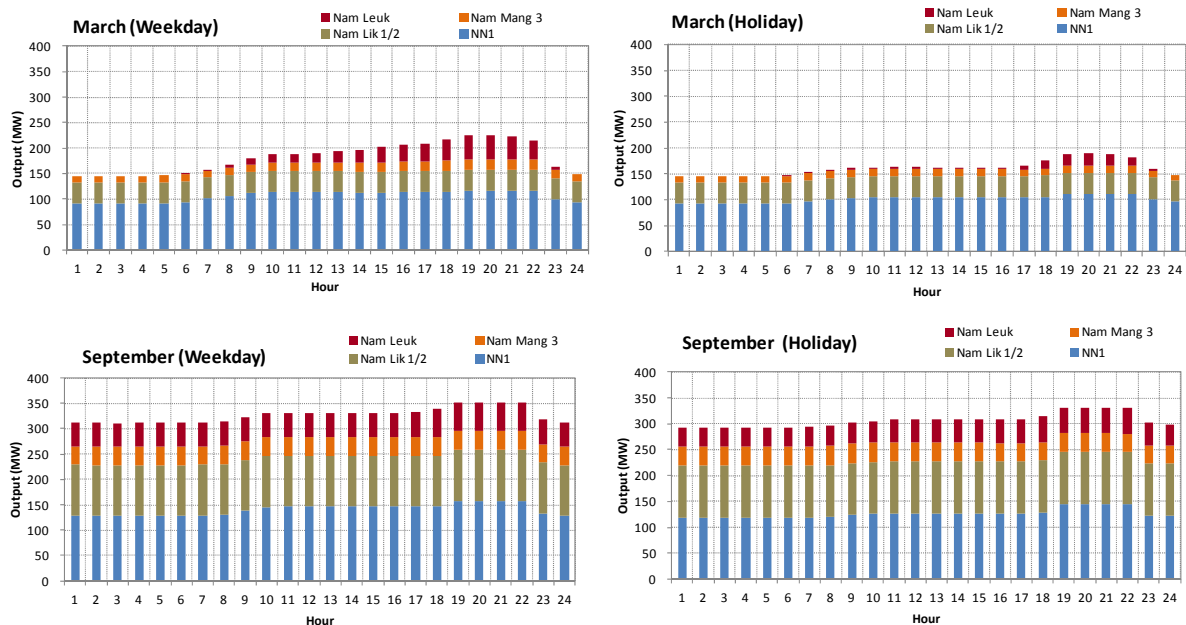
ラオス国の中部および北部地域への電力は、主にナムダム第一発電所（設備容量 155MW）、ナムルック発電所（設備容量 60MW）、ナムマン第三発電所（設備容量 40MW）および 2010 年に運転を開始したナムリック 1/2 発電所（設備容量 100MW）の連携運用により供給されている。ナムダム第一発電所は、EDL-Gen が所有する国内供給用の発電所と連携し、乾季においては貯水容量の小さいナムルック発電所や、ナムマン第三発電所がピーク電力を供給し、ナムダム第一発電所がベースとピークの両方を担っている。雨季には流入量が多いため、これら EDL-Gen の発電所は基本的に 24 時間最大出力に近い出力で運転している。

ラオス国中部に電力を供給するナムルック発電所、ナムマン第三発電所、ナムリック 1/2 発電所の諸元を Table 3.1.1.1 に示し、雨季乾季の運用パターンを Figure3.1.1.1 に示す。

Table 3.1.1.1 Principal Features of Existing Hydropower Station Other Than NN1 in Central Area

Item/project	Nam Leuk	Nam Mang 3	Nam Lik 1/2
Purpose	Domestic	Domestic	IPP (Domestic)
Status	Existing	Existing	Existing
Main Developer	EDL	EDL	China International Water & Electric Corp.
Planened Commencement of Power Generation	2000	2004	2010
Principal Feature			
Catchment area (km ²)	274	65	1993
Storage at FSL (MCM)	154	45	1095
Average annual inflow (MCM)	438	-	2690
Type of dam	Rockfill	RCC	CFRD
Dam hieght (m)	46.5	22	101.4
Design flood of spillway (m ³ /s)	2100	57	2080
Powerhouse	Above ground	Above ground	Above ground
Rated output (MW)	60	40	100
Max. plant discharge (m ³ /s)	63	9.1	160.6
Average annual energy (GWh)	230	134	395

Prepared by the Study Team



Prepared by the Study Team

Figure 3.1.1.1 Power Generation Pattern of NN1 and Other Existing Hydropower Station

Figure 3.1.1.1に見られる通り、ナムグム第一発電所は雨季乾季を通じて、安定的に発電を行っていることが分かる。

3.1.2 維持管理

ナムグム発電所は、発電開始当初、1号機および2号機のみによる30MWの出力であったが、段階開発の末、現在155MWの出力を有している。

Table 3.1.2.1 History of Changes in Installed Capacity of Nam Ngum 1 Hydropower Station

年	1号機	2号機	3号機	4号機	5号機	合計
1971年新設	15.0 MW	15.0 MW	-	-	-	30.0 MW
1979年増設	15.0 MW	15.0 MW	40 MW	40 MW	-	110.0 MW
1985年増設	15.0 MW	15.0 MW	40 MW	40 MW	40 MW	150.0 MW
2003年補修	17.5 MW	15.0 MW	40 MW	40 MW	40 MW	152.5 MW
2004年補修	17.5 MW	17.5 MW	40 MW	40 MW	40 MW	155.0 MW

Source : Preparatory Survey on Nam Ngum 1 Hydropower Station Expansion

1号機および2号機は、2003年から2004年にわたるリハビリによって整備され現在順調に運転されている。年間メンテナンスは年に一度20日程度の日数で実施されている。3号機は2011年3月に実施され、一方、4号機は乾季の適切な時期にオーバーホールが実施される見通しである。1985年の運転が開始された5号機のオーバーホールは、2009年2月中旬から6月中旬の4ヶ月間で実施された。また、3号機、4号機および5号機の年間メンテナンスは、年間約30日間の予定で毎年乾季に実施されている。

発電機3号機は2012年3月以来、運転されていない。これは制御システム及び固定子巻線の事故によるものである。この発電機は修理後2012年12月には運転が復旧される見込みである。

発電所スタッフの意見によると、年間メンテナンスを乾季の限られた時間にしか実施できず、メンテナンス時期を柔軟に設定できない運転状況が続いているとのことである。

(1) 既存発電設備の維持管理実績

1997年から2011年までの発電停止期間をFigure 3.1.2.1に取りまとめた。この発電停止期間は、主に年間メンテナンスを目的としており、2003年および2004年においては、1号機および2号機のオーバーホールが夫々5ヶ月間にわたり実施されたことが記録されている。基本的に年間メンテナンスは、貯水池への流入量が少ない乾季に当てることが多く、無効放流を伴わないメンテナンスを実施している。ただし、今後ナムグム第二発電所の運転開始によりナムグム1貯水池への流入量が平滑化され、乾季にも一定の流入量を確保できるようになった場合、年間を通して貯水位を比較的高く保つことができ、これまで貯水池水位を考慮して設定されていたメンテナンス時期の状況も変わってくるのが予想される。

Table Power Outage Record of NN1 Power Station due to Yearly Maintenance and Overhaul												
Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
1997												
Unit No.1												
Unit No.2												
Unit No.3												
Unit No.4												
Unit No.5												
1998												
Unit No.1												
Unit No.2												
Unit No.3												
Unit No.4												
Unit No.5												
1999												
Unit No.1												
Unit No.2												
Unit No.3												
Unit No.4												
Unit No.5												
2000												
Unit No.1												
Unit No.2												
Unit No.3												
Unit No.4												
Unit No.5												
2001												
Unit No.1												
Unit No.2												
Unit No.3												
Unit No.4												
Unit No.5												
2002												
Unit No.1												
Unit No.2												
Unit No.3												
Unit No.4												
Unit No.5												
2003												
Unit No.1												
Unit No.2												
Unit No.3												
Unit No.4												
Unit No.5												
2004												
Unit No.1												
Unit No.2												
Unit No.3												
Unit No.4												
Unit No.5												
2005												
Unit No.1												
Unit No.2												
Unit No.3												
Unit No.4												
Unit No.5												
2006												
Unit No.1												
Unit No.2												
Unit No.3												
Unit No.4												
Unit No.5												
2007												
Unit No.1												
Unit No.2												
Unit No.3												
Unit No.4												
Unit No.5												
2008												
Unit No.1												
Unit No.2												
Unit No.3												
Unit No.4												
Unit No.5												
2009												
Unit No.1												
Unit No.2												
Unit No.3												
Unit No.4												
Unit No.5												
2010												
Unit No.1												
Unit No.2												
Unit No.3												
Unit No.4												
Unit No.5												
2011												
Unit No.1												
Unit No.2												
Unit No.3												
Unit No.4												
Unit No.5												

Source: NN1 Power Station

Figure 3.1.2.1 Power Outage Record of NN1 Power Station due to Yearly Maintenance and Overhaul

また、発電所の運転履歴より近年における各号機の運転稼働時間率を集計し、Table 3.1.2.2 に取りまとめた。表中に示すとおり、2003年と2004年の運転稼働時間率は、75%から78%でありさほど高くないが、これは1号機と2号機のリハビリテーションを実施した影響と考えられる。2007年は、極端に貯水池への流入量が少ない渇水年であったため、68%程度に留まったと見られる。それ以外の2005年、2006年および2008年を平均的な年と想定すると、運転稼働時間率は83%から85%の高い値を示している。

Table 3.1.2.2 Operation Ratio Recorded at NN1 Power Station

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Jan.	80.3	66.1	77.5	80.3	62.7	59.3	73.2	52.7	73.7
Feb.	74.0	65.2	85.6	83.3	68.5	61.2	78.9	56.0	71.2
Mar.	66.9	73.4	89.3	78.3	71.4	69.0	72.9	62.7	62.2
Apr.	76.7	73.0	77.7	73.9	71.7	71.5	67.6	59.3	60.7
May	70.2	62.1	47.1	68.2	63.7	76.5	61.6	63.1	58.9
Jun.	69.6	69.2	37.9	69.7	53.3	86.1	69.9	56.6	61.1
Jul.	64.7	76.6	84.5	74.6	66.0	100.0	94.9	42.7	100.0
Aug.	60.1	100.0	100.0	95.7	55.3	100.0	100.0	49.1	100.0
Sep.	65.1	100.0	100.0	71.3	52.3	100.0	93.2	70.3	100.0
Oct.	71.6	99.0	100.0	71.8	55.1	100.0	73.6	73.1	100.0
Nov.	70.7	75.3	92.3	65.8	71.9	78.6	51.1	63.8	100.0
Dec.	70.6	76.2	78.7	63.4	62.5	74.4	49.7	86.5	100.0
Ave.	70.0	78.0	80.9	74.7	62.9	81.4	73.9	61.3	82.3

Source: NN1 Power Station

既存発電機器は、年に一度のメンテナンスは実施しているとはいえ、発電開始から現在までにオーバーホールもしくはリハビリテーションを実施した回数は限られており、発電機器の老朽化も考慮した、今後のメンテナンス計画を策定することが重要である。また、6号機を1台増設することにより発電機器1台当たりの稼働時間が減少し、メンテナンスを実施する機会を必要に応じて柔軟に持つことが出来るようになる。また、稼働時間の減少により発電機器の消耗品などの部品交換頻度が低下し、年間のメンテナンス費用の削減につながるものと考えられる。

(2) 発電設備の維持管理計画

発電所管理者によると、年に一度のメンテナンスのために必要となる発電停止期間は Table 3.1.2.3 に示すとおりとなる。現時点ではこの時期を乾季に割り当てることにより、無効放流量を減じる方針である。この年間メンテナンスから逆算すると最大運転稼働時間率は、92.6%となり、現状の通常年の同比率は限界に近いレンジに位置していると判断できる。

Table 3.1.2.3 Power Outage for Yearly maintenance

	Period required for yearly maintenance (days)	Preparation Period	Period of Power Outage
Unit No. 1	18	3	21
Unit No. 2	18	3	21
Unit No. 3	28	3	31
Unit No. 4	28	3	31
Unit No. 5	28	3	31
Total			135

Source: NN1 Power Station

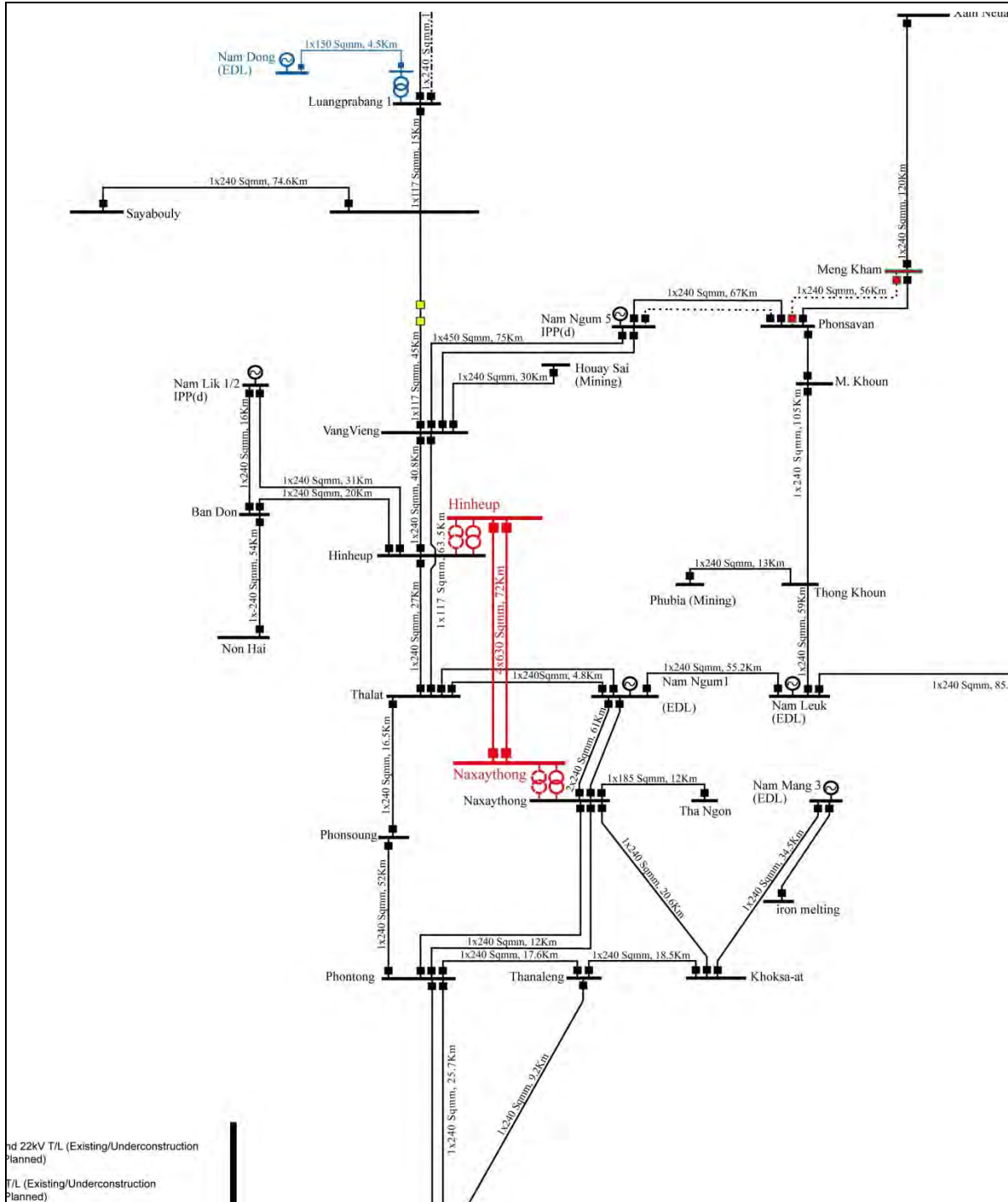
上の Table 中、Period for yearly maintenance (days)は水車ランナーの腐食検査を含む。

2011年に運転を開始予定であるナムグム第2発電所の貯水池の湛水が完了した後、貯留効果によりナムグム1貯水池に流入する流況が大幅に平滑化することにより、現在の雨季と乾季の流況の差が小さくなることとなる。従い、メンテナンスの時間確保が課題となることが予想される。

3.2 ナムグム第一発電所周辺の送電線の現状

3.2.1 送電網の現状

現在、ナムグム第一発電所周辺の送電線の状況を Figure 3.2.1.1 に示す。



Source: System Planning Office, EdL

Figure 3.2.1.1 Present System Configuration of Central Area, 2012

Figure 3.2.1.1 に示す通り、ナムグム第一発電所には5回線の115 kV送電線が接続されている。こ

のうち4回線はビエンチャン首都圏を中心とした中部地域への電力供給用として利用されている。残りの1回線はナムルック発電所との相互連系用送電線であり、どちらかの発電所の発電機が運転を停止した場合、発電所間で電力を融通するよう運用されている。

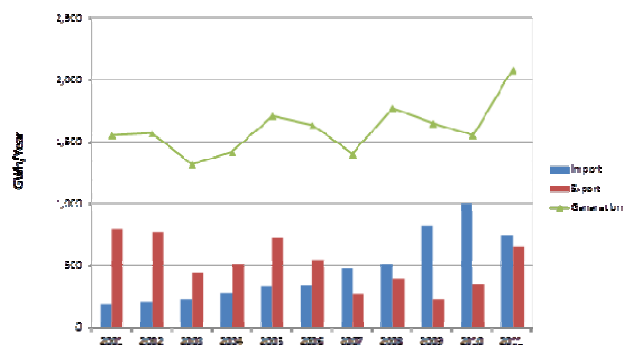
これら首都圏に供給している4回線のうち、2回線はナサイトン変電所（ナムグム第一発電所から約61 km）に接続され、ナサイトン変電所を経由してビエンチャン市内のフォントン変電所へ送電している。残りの2回線はタラット変電所（ナムグム第一発電所から約5 km）に接続され、フォンスン変電所を経由し、フォントン変電所に送電している。フォントン変電所とタナレーン変電所はタイ電力公社（EGAT）の系統に連系しており、EDLの余剰電力はフォントン変電所、およびタナレーン変電所より連系線を経由してタイへ輸出されている。

タラット変電所から出る115 kV、1回線の送電線は、バンビエン変電所を経由して約212 km先のルアンパバーン変電所まで延長されており、送電線は途中シエンゲン開閉所を経由して、サヤボリー変電所に至っている。加えてもう1つのタラット変電所から出る115 kV、1回線の送電線は、バンドン変電所を経由し、ノンハイ変電所に至っている。

ヒンヒアアップ変電所とナサイトン変電所は、230kV送電線によって接続されているが、現在、中部にある国内供給向けの230kV送電線は、この区間のみとなっている。

3.2.2 ビエンチャン首都圏の電力輸出入の現状

電力輸出入は、現在、タイ、中国、ベトナムと実施されているが、タイとの取引が多くを占めている。電力輸出入の経歴を見ると、下図の通り2006年までは、年間の輸出量が輸入量を上回っていたが、2007年以降、逆に輸入量が輸出量を上回る傾向が続いている。

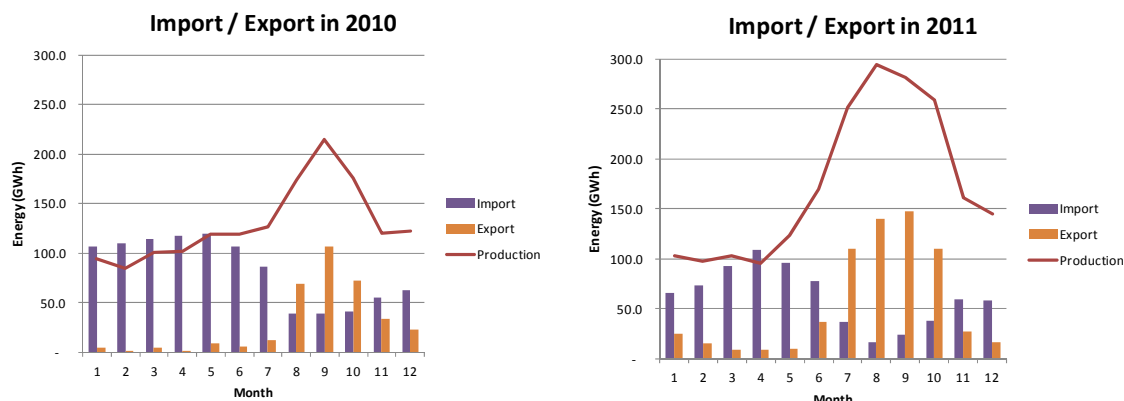


Source : PDP 2010-2020 revision-1

Figure 3.2.2.1 Past Record of Power Trade with Neighbor Country

電力融通においては、EGATとの合意に基づき電気料金が発生するが、現在のkWh当りEDLの輸入単価は輸出単価を上回るよう設定されている。その上、EDLの年間総輸入量が輸出量を超えると、超過分に対して燃料費などの追加料金が発生する仕組みとなっている。そのため、輸入超過は、EDLの財務を圧迫する要因となっており、ラオス国内で国内供給を目的とした、ピーク時の需要に見合う自前の電源開発が急務となっている。

Figure 3.2.2.2 は、ラオス全土の年間の電力輸出入量の季節変化を示すものである。



Prepared by Study Team

Figure 3.2.2.2 Seasonal Variation of Power Trade

上図 2010 年 と 2011 年の電力融通に示す通り、電力供給の主体を水力発電が占めるラオスでは、雨季には発電量が多く、電力輸出は輸入をはるかに上回り、逆に乾季には、発電量が著しく低下して電力輸入が輸出を上回っている。また、2010 年と 2011 年を比較すると、雨量が多かった 2011 年には、電力輸出が増加しているのが分かる。

タイとラオス間を結ぶ既設国際連携送電線と送電容量は、下表の通りである。そのうち、首都圏を含む中部地域との送電容量は、送電線の事故を考慮しない (N-1 を考慮しない) 状況において、合計 400MW である。

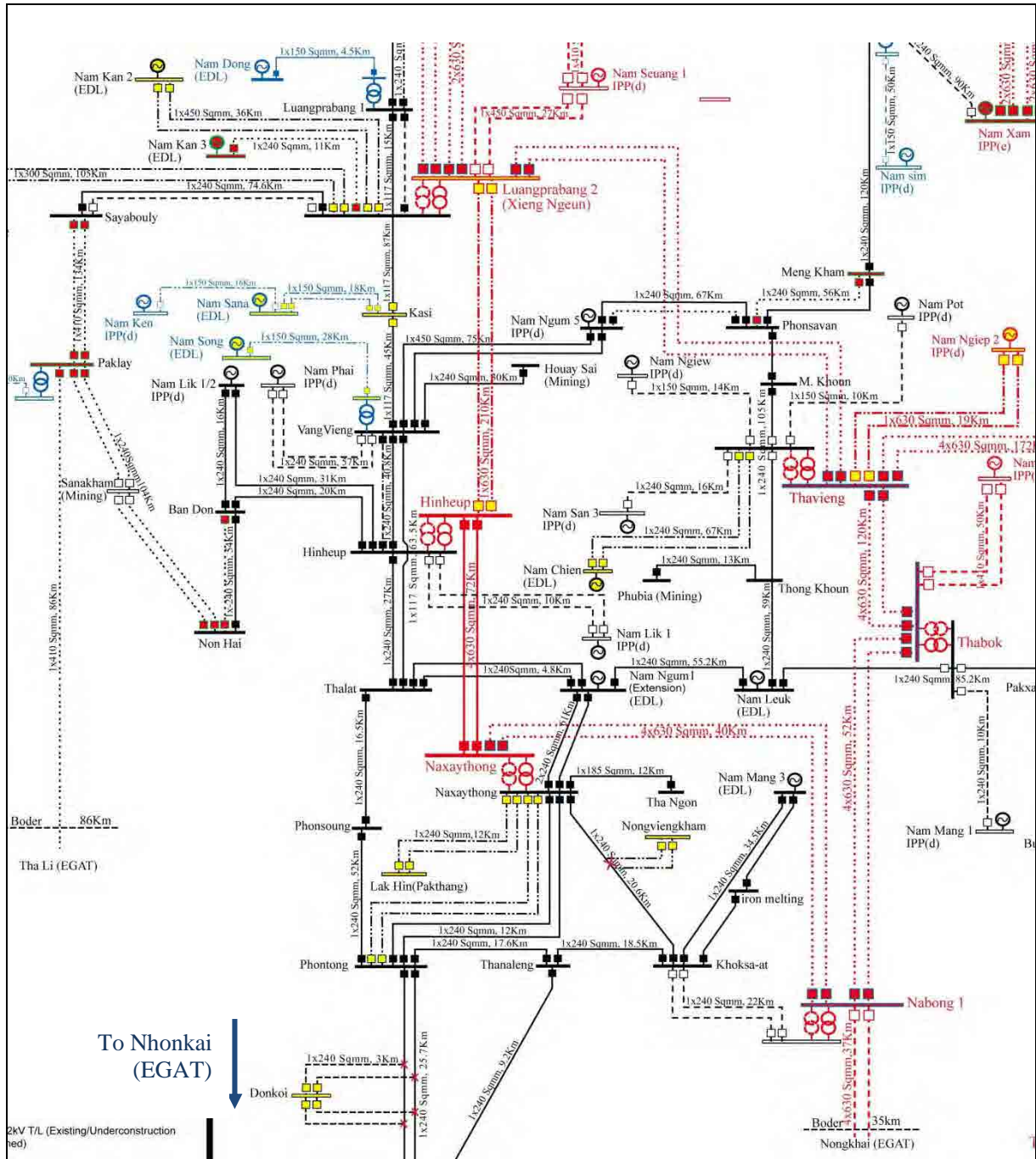
Table 3.2.2.1 Existing International Interconnection Transmission Lines

No.	Substations		Length (Km)	No. of Circuit		Voltage (kV)	Conductor (Sq.mm)	Capacity (MW)
	EDL (Area)	EGAT		Existing	Futue			
1	Phontong (Central)	Nongkhai	26	2	2	115	240	100 x 2
2	Thanaleng (Central)	Nongkhai	9	1	1	115	240	100
3	Paksan (Central)	Bungkan	11	1	2	115	240	100
4	Thakhek (South)	Nalhonphanom	10	2	2	115	240	100 x 2
5	PakBo (South)	Mukdahan 2	5	1	2	115	240	100
6	Bang Yo (South)	Sirinthon P/S	61	1	1	115	240	100

Prepared by Study Team based on PDP 2010-2020 Revision 1

3.2.3 将来の送電網

ナムダム第一発電所周辺の 2017 年の送電網を Figure 3.2.3.1 に示す。2017 年は、ナムダム第一発電所の拡張工事が終わり、商用運転を始める年に当たる。



Source : PDP 2010-2020 revision-1

Figure 3.2.3.1 Transmission Line Network in the Central Area in 2017

ナムグム第一発電所が接続する5回線の115kV送電線は、拡張計画もなく、2017年も同様の状況である。ナサイトン変電所とフォントン変電所を結んでいる2回線の115kV送電線は回線数が増強される計画である。Figure 3.2.3.1に示す通り、ドンコイ変電所、ノンビエンカム変電所、ラックヒン変電所など、増え続ける首都圏の電力需要に対応するため、新たに変電所を建設する計画がある。それらを除けば、EDLの現在の115kV送電線増強計画の下では、2017年の115kV送電網において大きな変化は見られない。

一方、230kV送電線は変電所を環状に接続するよう計画されている。その環状線は、ルアンパダ

ン2変電所、ヒンヒアアップ変電所、ナサイトン変電所、ナボン1変電所、タボック変電所、タビエーン変電所をリング状に接続して構成される。

このうち、ナボン1変電所は、EGAT との電力融通のために 230kV 国際連携送電線に接続される。ACSR630mm² の4 導体を使用する計画であり（1 相当たり）、送電線 1 回線の容量は 1420MW である。

3.3 ナムグム第一水力発電所の課題と拡張事業の位置づけ

ナムグム第一水力発電所の課題と、拡張事業の位置づけは以下のように整理される。

Table 3.3.1 Issues of NN1 Hydropower Station and its Expansion Plan


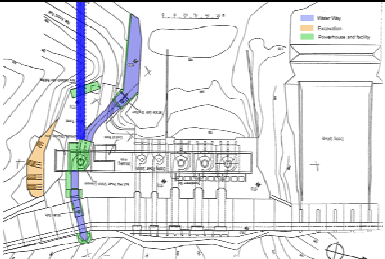

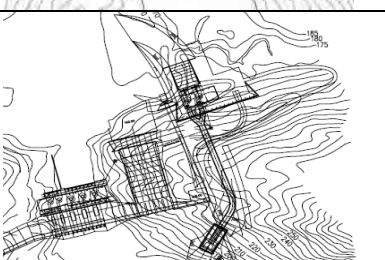
課題		拡張計画の位置づけ
1	ラオス国内のピーク需要の伸び	ラオス国の電力需要は急激に伸びており、特に夜間ピークの電力需要の伸びが大きい。対応策として早急にピーク電力需要に対する供給源を確保するには、巨大な貯水池を有するナムグム第一発電所の設備容量を拡張し、オフピークで発電に使用していた流量をピーク発電にシフトすることで、ピーク時の電力需要に対応することが有効である。
2	ナムグム上流域開発による河川流況の安定	2011 年には、ナムグム第一発電所貯水池の直上流に、貯水池式発電設備であるナムグム第二発電所が建設され、ナムグム第一発電所貯水池に流入する河川流量が、年間を通して平滑化される。この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。
3	ナムグム第一発電所の既存発電設備の老朽化	既存発電設備は 5 台とも徐々に老朽化の時期を迎えつつある。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ところとなる。
4	ナムグム第一発電所から送電する地域の送電線拡充計画	ナムグム第一発電所には 5 回線の 115 kV 送電線が接続されている。このうち 4 回線はビエンチャン首都圏を中心とした中部地域への電力供給用として利用されているが、本拡張計画の規模次第では既設送電線が容量不足となることが予想される。

第4章 最適拡張計画の検討

4.1 最適案選定方針

当準備調査開始時において合計 12 案の拡張代替案候補を選定した。これらの案は 2010 年の「拡張準備調査その 1」で検討したものに、今回あらたに提案するレイアウトを追加したものである。これらの代替案につき事業費、増加発電量の見直しを行い、技術・経済・財務及び環境面での審査に基づき最適拡張計画を検討した。

Table 4.1.1 Alternative Plans for 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'-1-1 B2'-2-1	40 MW x 1 unit 60 MW x 1 unit	水路は開削で設置
		B2'-1 B2'-2	40 MW x 2 units = 80 MW 60 MW x 2 units = 120 MW	水路は開削で設置。 取水口と水路は各主機毎に設ける。
D2		D2-3 D2-4	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)

4.2 最適拡張計画の選定

4.2.1 地形

ダム兩岸山腹を含む全体の地形はダム築造前の 1960 年代に測量された縮尺 1/1000 の地形図でカバーされている。しかし、ダム・発電所築造工事 (1968-1971) によって近傍の地形はかなり変えられたので、今回の拡張計画検討には適用できない部分がある。変化後の地形は F/S 時 (1995 年) に作成された縮尺 1/500 の測量図が放水庭右岸周辺と発電所左岸側 (山腹含む) をカバーしている。しかし、多少の測量誤差が見られ、また放水庭の水中部分の地形はカバーされていない。

従い当準備調査においては「拡張準備調査その 1」(2010 年)で実施されたダム周辺の地形測量結果を利用した。同測量調査内容は以下の通りである。

- 拡張候補地地形測量(1/500 地形図作成含む): 13.5 ha
- ダム下流河川横断測量 (23.5 km 区間): 25 断面
- 発電所下流河川横断測量 (1 km 区間): 15 断面

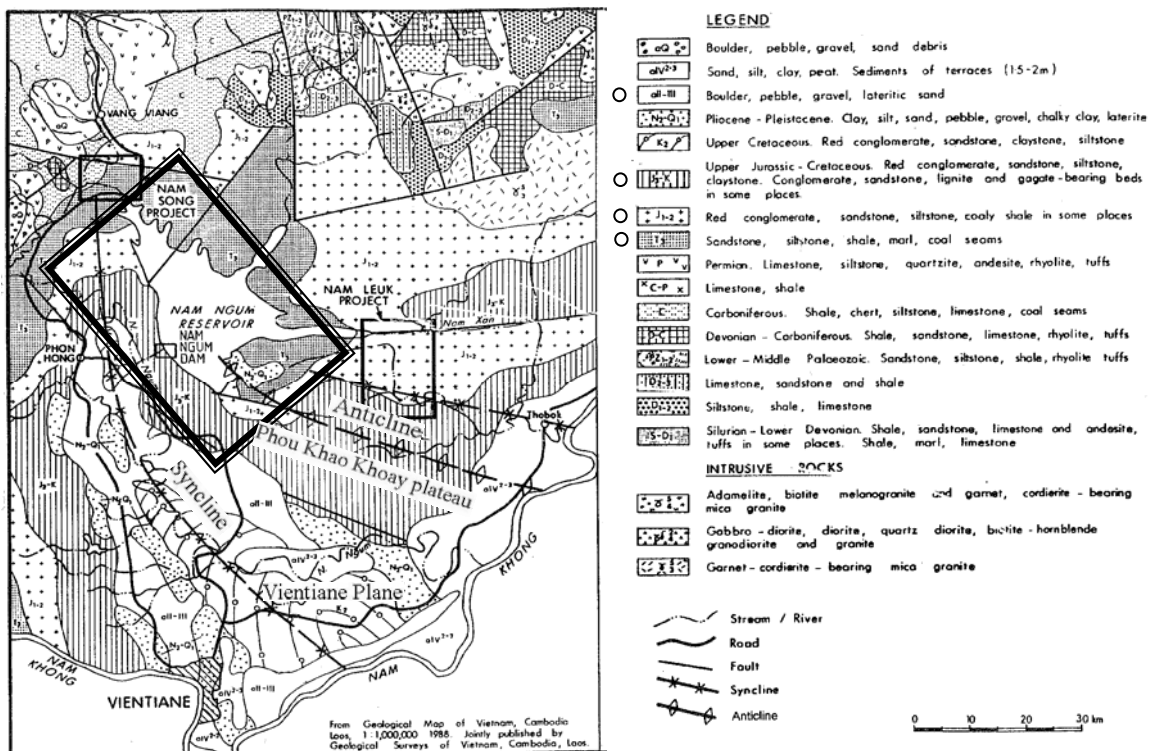
4.2.2 地質

(1) 計画地域の地質概要

ラオス国を含むインドシナ半島の地質は、ラオス、ベトナム、カンボジアによる共同調査報告書(IIDMG,1989) に詳しく記載されている。この報告書によれば、計画地域周辺は原生代末のバイカル造山運動または古生代前期のカレドニア造山運動(Baicalian orogeny, Caledonian orogeny)を受けた Kontum- Savannakhet 区に位置しており、一部の地域で中生代の堆積岩類がこれらを覆っている。計画地域は中生代の堆積岩の分布域に位置しており、Figure 4.2.2-1 に示すように、主に以下の4つの地層が分布している。

- a all-III 第四系： 礫、砂、土
- b J3-K 上部ジュラ系ー白亜系 (0.7-1.5 億年前)： 礫岩、砂岩、シルト岩、泥岩
- c J1-2 ジュラ系 (1.5-2 億年前)： 礫岩、砂岩、シルト岩、石炭質頁岩
- d T3 三畳系 (2-2.5 億年前)： シルト岩、頁岩、流紋岩、凝灰岩

これらの地層は、計画地域の西側を北西ー南東ないし南北方向に軸を持ち、南側にプランジする向斜構造をなして分布している。ナムグム1ダム地点および発電所地点は、この向斜構造の東翼に位置しており、ジュラ紀〜白亜紀の砂岩、泥岩の互層(J3-K)が、北西ー南東方向の走向で、南西側(下流側)へ傾斜して分布している。



Source: Nam Ngum 1 Hydropower Station Extension Feasibility and Engineering Study (Lahmeyer, 1995); partly correction (original geological map is from IIDMG, 1989)

Figure 4.2.2-1 Regional Geology

(2) 地質調査工事

1) 既往地質調査

本計画に係わる地質調査は、1995年の拡張計画 F/S 調査(Lahmeyer)、2009年の拡張事業準備調査(JICA)において実施されている。また、既設ナムグム1発電所建設時に地質調査が実施されており、契約図書、工事記録、竣工図に取りまとめられている。最も多くの調査が行われたのは発電所建設時であるが、現在は調査資料の所在が不明であり、ボーリング柱状図など調査の基礎資料は確認できていない。今回の調査では、主として以下の報告書にまとめられている地質調査結果を基に土木地質的評価を行う。

- ① NAM NGUM PROJECT LAOS GENERAL CONTRACT Volume III, DRAWINGS, February 1968, NIPPON KOEI CO., LTD
- ② Final Report on NAM NGUM HYDRO-ELECTRIC PROJECT, FIRAST STAGE, and As-Built Drawings, 1972, NIPPON KOEI CO., LTD
- ③ Report on NAM NGUM 1 HYDROPOWER STATION EXTENSION FEASIBILITY AND ENGINEERING STUDY, August 1995, LAHMETER INTERNATIONAL
- ④ Report on PREPARATORY SURVEY ON NAM NGUM 1 HYDROPOWER STATION EXPANSION, June 2010, JICA

2) 既往地質調査工事

(a) 地質図

計画地域の地質図は、既設ナムグム1発電所建設のための調査で作成されているが、建設中の調査/地質記録を取り入れて、竣工図(1972)にまとめられている。その後、1995年の拡張計画の F/S 時(Lahmeyer)に、新たに実施された調査ボーリングの結果を反映させた地質図が作成され、さらに、2009年の拡張事業準備調査(JICA)において、追加の調査ボーリング、地表踏査結果を基に地質平面図、地質断面図が作成されている。

Table 4.2.2-1 Existing Geological Map

Geological Map	Scale	Area	Reference	
Geological Plan and sections	1/2,000	Dam & Powerhouse	General Contract, Voume III, Drawings	1968 Nippon Koei
Geological Plan and sections	1/2,000	Dam & Powerhouse	Completion Report and as-built Drawings	1972 Nippon Koei
Geological Plan and sections	1/2,000	Dam & Powerhouse	Report on Feasibility and Engineering Stu	1995 Lahmeyer
Geological Plan and sections	1/2,000	Dam & Powerhouse	Report on Preparatory Survey	2010 JICA

(b) 調査ボーリング

計画地点での調査ボーリングは、NAM NGUM 1 発電計画の F/S 調査(1962)、D/D 調査(1966-1967)、拡張計画 F/S 時(1995)、拡張事業準備調査(2010)において、それぞれ実施されている。これらの調査のうち、F/S 調査および D/D 調査におけるボーリング調査結果は保存されていないが、工事記録、竣工図の地質断面図に一部のボーリング結果が利用されている。これら調査ボーリングの一覧を **Table 4.2.2-2** に、ボーリング調査位置を **Figure 4.2.2-2** に示す。

Table-4.2.2-2 Existing Investigation Drillings

No.of Drillhole	Length (m)	Elevation (m)	Inclination (degree)	Location	Coordinates		Investigation Stage	Remarks
					E	N		
15 holes in total	397m in total	-	-	Project Area	-	-	F/S for NAM NGUM 1 Project 1962	Core Logs are not preserved.
94 holes in total	1,714 m in total	-	-	Project Area	-	-	D/D for NAM NGUM 1 Project 1966	Core Logs are not preserved.
XA1/1	30	178.192	90	A1 option	18,240,899	2,051,670	F/S for NAM NGUM 1 Extension (by Lahmeyer) 1995	WPT
XA1/2	25	177.498	90	A1 option	18,240,855	2,051,663	ditto	WPT
XA4/1	30	177.108	90	A4 option	18,240,930	2,051,522	ditto	WRT
XA4/2	25	177.169	90	A4 option	18,240,913	2,051,521	ditto	WPT
XA4/3	25	177.102	90	A4 option	18,240,894	2,051,527	ditto	
JCA-1	20	177.296	90	A1 option	18,240,872.7	2,051,663.3	Preparatory Survey for NAM NGUM 1 Expansion (by JICA) 2009	SPT and WPT
JCB-1	26	177.689	90	B2 option	18,240,810.6	2,051,466.8	ditto	SPT
JCB-2	25	204.893	90	B2 option	18,240,869.3	2,051,458.8	ditto	SPT
JCD-1	25	176.887	90	D2 option	18,240,736.2	2,051,800.3	ditto	SPT
JCD-2	55	224.777	90	D2 option	18,240,938.0	2,051,859.8	ditto	SPT and WPT

WPT: Water Pressure Test, SPT: Standard Penetration Test

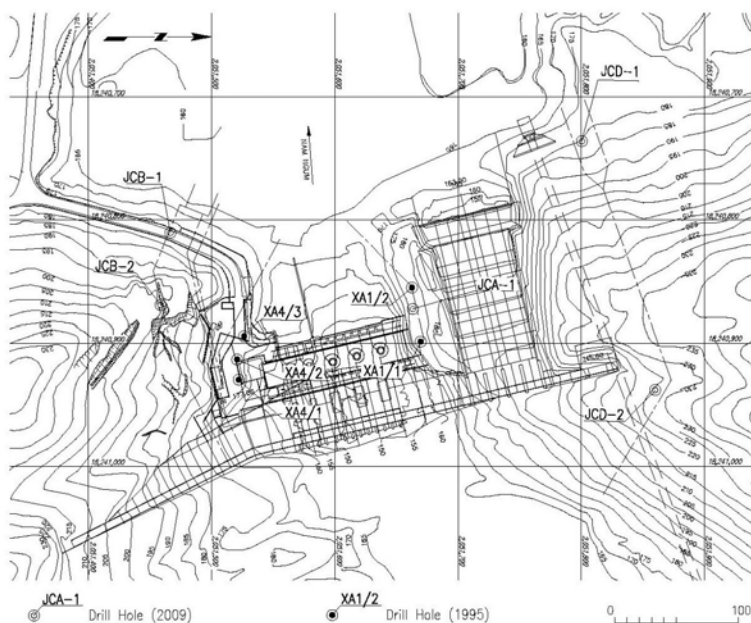


Figure 4.2.2-2 Location of Drill Holes

(c) ボーリングコア室内試験

本計画地点では、NAM NGUM 1 ダム建設時、拡張計画 F/S 時(1995)、拡張事業準備調査(2009)に、ボーリングコアを用いた岩石物理試験ならびに力学試験が実施されている。実施されているボーリングコア室内試験の内容と数量を **Table 4.2.2-3** に示す。

Table 4.2.2-3 Existing Laboratory Test of the Drilled Core

	Physical property Test		Mechanical Property Test	
	Specific Gravity	Toal Unite Weight	Unconfined Compression Test	Splitting Tensile strength Test
NAM NGUM 1 Construction Stage (1969-70)	*	*	29 samples	*
F/S for NAM NGUM 1 Extension (by Lahmeyer, 1995)	*	*	29 samples	*
Preparatory Survey for NAM NGUM 1 Expansion (by JICA, 2010)	12 samples	12 samples	6 samples	6 samples

*: No Information

(d) その他の試験

ダム基礎岩盤の変形特性を求めるための平板載荷試験が、ダム建設時に調査横坑で実施されている。また、建設材料については、ナムグム 1 ダム D/D 調査時、拡張計画 F/S(1995)に調査ピットの掘削と、材料試験(particle size,water absorption, Los Angeles abrasion, alkali reactivity)が実施されている。

Table 4.2.2-4 Existing Investigation Works for Concrete Agreagte

type	number	geology	place	reference	material
Drilling	30 holes	Nam Lik alluvium	a few kilometers upstream of the confluence	Completion Report (Nippon Koei,1972-1)	sand and gravel
Test Pit	13 pits	ditto	ditto	Completion Report (Nippon Koei,1972-1)	ditto
Test Pit	2 pits	ditto	ditto	FS report (Lahmeyer,1995)	ditto

(3) 基礎岩盤の地質

1) 分布する岩種および地質構造

計画地点には、中生代ジュラ紀～白亜紀の砂岩と泥岩の互層が、ダム軸に平行で下流側へ傾斜する N10～20W、45～65W の走向・傾斜で分布している。これらの互層は、厚さ 10～50m の砂岩優勢部と泥岩優勢部からなるが、砂岩層単体では既設ナムグムダムの基礎となっている層厚 45m の砂岩層が最大である。

砂岩は概ね堅硬で、泥岩と比較して風化に対する抵抗力が強く、地形的には尾根部を構成し、地

表に露頭しやすい。構成粒子の大きさは、細粒から粗粒まで変化し、場所により小円礫を含む層準が見られる。色は灰白、青灰色、紫色を示し、頻りに斜交葉理が観察される。また、薄い泥岩層またはレンズ状の泥岩層を挟在している場合があり、風化すると泥岩層や層理に沿って分離し易い。低角な節理および高角な節理がしばしば発達しており、これらは層理と45度から90度で交差している。

泥岩は新鮮部では塊状で割目が少なく均質な岩盤であるが、砂岩と比較すると強度が小さく、風化に対する抵抗力も小さい。構成粒子はシルトから粘土であり、色は黒または暗灰色を示すが、風化すると褐色から赤褐色を示す。本地点の泥岩については、工事記録では頁岩、拡張計画F/S(1995)では泥岩およびシルト岩、拡張事業準備調査(2010)では泥岩と表示されている。本地点の泥岩は頁岩のような剥離性がないこと、泥岩という用語が、シルト岩、粘土岩を含むものとして使用されることから、本報告書では泥岩と称することとする。

計画地点には大規模な断層は確認されておらず、計画地点の東方に推定されている Nam Xan 断層の西端は Phou Khao Khoay 台地の背斜軸付近で止まっているものと考えられ、ダム付近には到達していない(Lahmeyer, 1995)。また、地表踏査では地すべりなどの大規模な不安定土塊も認められていない。

2) 劣化部

泥岩層は新鮮部においても強度が低いが、風化に対する抵抗力が小さく、深部まで風化による劣化が進行する傾向がある。また、左岸下流で掘削されたボーリング(XA4/3,1995)では、深度24 m付近まで破砕状の劣化部が確認されている。この劣化した泥岩層は、地上露頭や他孔の柱状図で再固結状の破砕部が見られることから、褶曲運動に伴う劣化層と推定されている(Preparatory Survey, 2010, JICA)。

砂岩層は、層理に沿って挟在する薄い粘土層やスリッケンサイドを伴う割れ目が発達し、すべり面となる場合がある。また最大1.5 m幅程度で挟在される泥岩層および細粒砂岩層が局所的に風化し、劣化している場合がある。

3) 岩盤区分

本地点の岩盤は、風化の程度により物性の変化が認められることから、既往調査では、風化の程度により岩盤区分が行われている(Preparatory Survey, 2010, JICA)。今回の調査では、この区分に基づき、Table 4.2.2-5 に示す岩盤区分を行った。それぞれの岩種が示す岩盤性状は以下の通りである。

i) 砂岩

① Slightly weathered Sandstone

割目間隔30cm以上で良好な岩盤性状を示す。既存の地質断面図から推定して、地表から概ね5-10m程度以深に分布すると推察される。

② Moderately Weathered Sandstone

割目間隔は10cm以上あり、岩片は十分な強度を保っている。

③ Highly Weathered Sandstone

割目間隔は 10cm 以下で、岩片も脆くなっている。大局的には基盤岩の表層や破砕部などに分布するが、露頭では、比較的粗粒な砂岩層が Moderately Weathered Sandstone となり、比較的細粒な砂岩層が Highly Weathered Sandstone となって互層状に分布する場合が多い。

ii) 泥岩

① Slightly Weathered Mudstone

割目は少なく掘削直後は良好な岩盤性状を示すものの、時間の経過と共に劣化が進行する傾向がある。既存の地質断面図やボーリング柱状図から推定して、地表から概ね 10-20m 程度以深に分布すると推察される。

② Moderately Weathered Mudstone

割目間隔は 10cm 以上あるものの、岩片の強度は低下している。掘削直後から劣化が生じる場合がある。Highly Weathered Mudstone と混在する場合が多いと推察される。

③ Highly Weathered Mudstone

割目間隔は 10cm 以下で、岩片は劣化し非常に脆くなっている。基盤岩の表層に分布するほか、砂岩に挟在されて局所的に風化している場合がある。構造運動に伴うせん断破砕を受け劣化している部分も含む。

Table 4.2.2-5 Rock Mass Classification based on the Weathering Degree

	Rock Mass Classification based on the Weathering Degree		
	Slightly Weathered (SW)	Moderately Weathered (MW)	Highly Weathered (HW)
Sandstone	The rock is slightly discolored and discontinuities have slightly discolored surfaces. The rock is still sufficiently hard. Joint spacing is generally larger than 30 centimeters. Several blows of hammer required to break sample.	The rock is discolored and discontinuities may be open and surfaces have greater discoloration. But, it's still sufficiently hard. Joint spacing is generally larger than 10 centimeters. Several blows or few blows of hammer required to break sample.	The rock is discolored and brittle. Discontinuities are open and the rock is easily separated into the fragments in many cases. Completely weathered rock, which is externally changed to a soil, is sporadically observed. One blow of hammer breaks sample. In some cases, broken by hand only with difficulty.
Mudstone	The rock may be slightly discolored and massive with less fissures. Several blows or few blows of hammer required to break sample.	The rock is discolored and discontinuities may be open and surfaces have greater discoloration. Joint spacing is generally larger than 10 cm, but it's a little bit brittle. Highly weathered rock is sporadically observed. Few blows or one blow hammer breaks sample.	The rock is discolored and very brittle. Joint spacing is less than 10cm. Completely weathered rock, which is externally changed to a soil, is sporadically observed. One blow hammer breaks sample or broken by hand.

<Remarks> Modified the classification standard in the Report on Preparatory Survey on NAM NGUM 1 Hydropower Station Expansion, 2010, JICA

(4) 基礎岩盤の物性

1) 物理特性

拡張事業準備調査(2010, JICA)において、ボーリングのコアを用いた物理試験 (比重、吸水率、単位体積重量)が実施されている。試験は新鮮な砂岩(未風化、わずかに風化)を用いて実施されており、平均で比重は2.56、吸水率は2.86 %となっている。Table 4.2.2-6 に試験結果を、Figure4.2.2-3 に比重と吸水率の関係を示す。

Table 4.2.2-6 Result of the Physical property Tests

Drillhole (no.)	Sample (no.)	Depth		Material Type			Specific Gravity		Total unit weight (kN/m ³)	Executed year	Remarks
		(m)	~(m)	(geology)	(feature)	(weathering)	% Water Absorption	Saturated Surface Dry			
JCA-1	sample 1	10.72	10.93	Sandstone	mudstone spot	SW	1.98	2.641	25.9	2009	
JCA-1	sample 2	17.72	17.87	Sandstone		UW	1.02	2.644	25.9	2009	
JCB-1	sample 3	17.73	18.00	Sandstone	grey,brown spot	SW	1.13	2.643	25.9	2009	
JCB-1	sample 4	18.12	18.29	Sandstone	dark grey	UW	4.32	2.602	25.5	2009	
JCB-2	sample 5	10.40	10.60	Sandstone	dark grey	UW	3.95	2.483	24.3	2009	
JCB-2	sample 6	22.00	22.19	Sandstone	grey,brown spot	SW	5.05	2.573	25.2	2009	
JCD-1	sample 7	9.85	10.00	Sandstone	grey,brown spot	SW	4.86	2.353	23.1	2009	
JCD-1	sample 8	22.77	23.00	Sandstone	grey,brown spot	SW	2.87	2.547	25.0	2009	
JCD-2	sample 9	5.50	5.66	Sandstone	dark grey	UW	3.86	2.513	24.6	2009	
JCD-2	sample 10	17.00	17.20	Sandstone	dark grey	UW	1.75	2.612	25.6	2009	
JCD-2	sample 11	41.64	41.89	Sandstone	dark grey	UW	2.28	2.510	24.6	2009	
JCD-2	sample 12	54.00	54.31	Sandstone	dark grey	UW	1.28	2.625	25.7	2009	
JCA-1	TT-1	10.10	10.14	Sandstone	grey,brown spot	SW	-	-	24.8	2009	naturally dry condition
JCA-1	TT-2	10.14	10.18	Sandstone	grey,brown spot	SW	-	-	24.9	2009	naturally dry condition
JCA-1	TT-3	10.18	10.22	Sandstone	grey,brown spot	SW	-	-	25.0	2009	naturally dry condition
JCA-1	TT-4	16.49	16.53	Sandstone	dark grey	UW	-	-	25.5	2009	naturally dry condition
JCA-1	TT-5	16.53	16.58	Sandstone	dark grey	UW	-	-	25.5	2009	naturally dry condition
JCA-1	TT-6	16.58	16.62	Sandstone	dark grey	UW	-	-	25.6	2009	naturally dry condition
JCA-1	UC-1	11.20	11.33	Sandstone		SW	-	-	25.4	2009	naturally dry condition
JCA-1	UC-2	11.33	11.43	Sandstone		SW	-	-	25.3	2009	naturally dry condition
JCA-1	UC-3	11.43	11.53	Sandstone		SW	-	-	25.7	2009	naturally dry condition
JCA-1	UC-4	17.10	17.20	Sandstone		UW	-	-	25.5	2009	naturally dry condition
JCA-1	UC-5	17.20	17.31	Sandstone		UW	-	-	25.6	2009	naturally dry condition
JCA-1	UC-6	17.31	17.42	Sandstone		UW	-	-	25.7	2009	naturally dry condition

Reference: Report on Preparatory Survey on NAM NGUM 1 Hydropower Station Expansion, 2010, JICA

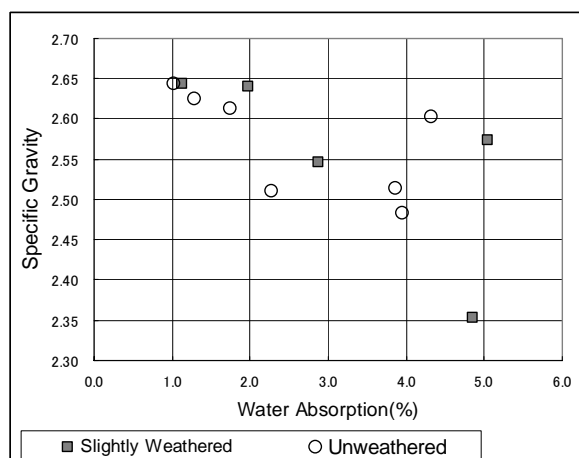


Figure 4.2.2-3 Specific Gravity and Water Absorption

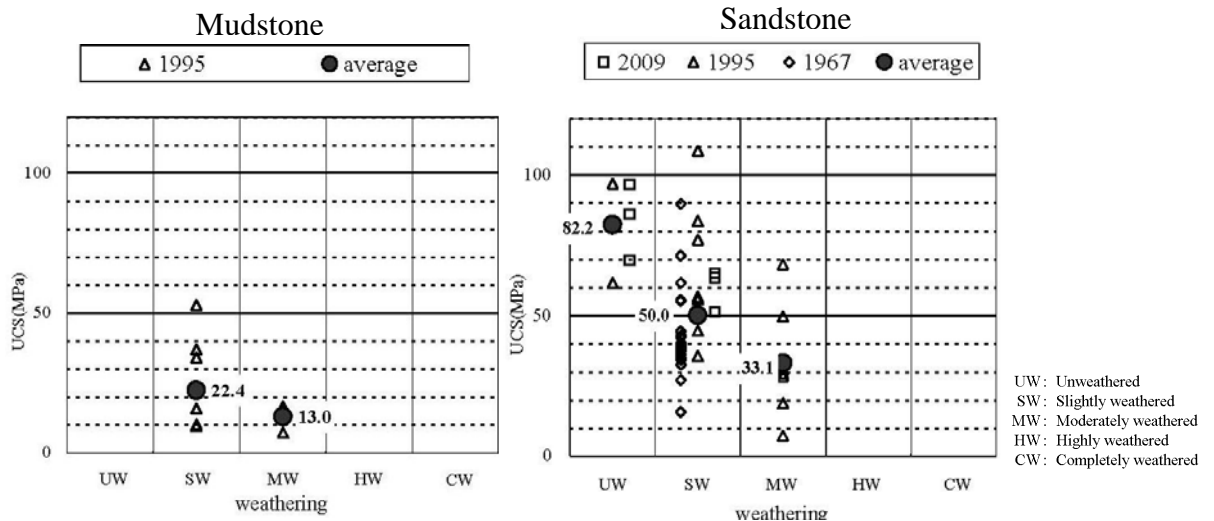
2) 力学特性

(a) 一軸圧縮強度

岩石の一軸圧縮試験は、NAM NGUMU 1 ダム建設時、拡張計画 F/S(1995, Lahmeyer)、拡張事業準備調査(2010, JICA)で、合計 64 供試体の試験が実施されている。試験結果を **Table 4.2.2-7** に、岩種および風化の程度と一軸圧縮強度の関係を **Figure 4.2.2-4** に示す。

砂岩の平均的な一軸圧縮強度は、未風化岩(UW)で 82MPa、僅かに風化した岩(SW)で 50MPa、中程度の風化岩(MW)で 33MPa となっている。砂岩は硬質岩としての強度が期待できるものの、風化を受けると一軸圧縮強度が極端に小さくなる試料が存在している。これは、風化した層理面などが弱面となり、強度を低下させているものと考えられる。一方、泥岩の一軸圧縮強度は全体に小さく、SW 岩で 22.4MPa、MW 岩で 13.0MPa である。

なお、拡張計画 F/S(1995, Lahmeyer)において実施された、ダム堤体コンクリート(No.20 ブロック)の一軸圧縮試験結果を、**Table 4.2.2-8** に示す。



Reference: Report on Preparatory Survey on NAM NGUMU 1 Hydroelectric Power Station Expansion, 2010 JICA

Figure 4.2.2-4 Uniaxial Compressive Strength and the Weathering degree of rock

Table 4.2.2-7 Result of the Unconfined Compression Test

Drillhole (no.)	Sample (no.)	Depth (m)		Geology		Diameter (cm)	Length (cm)	Unconfined Compressive Strength		Elasticity (MPa)	Poisson ratio	Total unit weight (kN/m ³)	Executed year
		-	~	Rock Type	(weathering)			(kgf/cm ²)	(MPa)				
(dam foundation)	A-1	-	-	Sandstone	medium coarse	SW	49.00	98.00	265.00	26.01			
(dam foundation)	A-2	-	-	Sandstone	medium coarse	SW	49.00	106.00	366.00	35.92			
(dam foundation)	A-3	-	-	Sandstone	medium coarse	SW	49.00	100.00	414.00	40.63			
(dam foundation)	A-4	-	-	Sandstone	medium coarse	SW	49.00	98.00	541.00	53.09			
(dam foundation)	A-5	-	-	Sandstone	medium coarse	SW	49.00	100.00	371.00	36.41			
(dam foundation)	B-1	-	-	Sandstone	coarse	SW	39.00	80.00	879.00	86.26			
(dam foundation)	B-2	-	-	Sandstone	coarse	SW	39.00	81.00	435.00	42.69			
(dam foundation)	B-3	-	-	Sandstone	coarse	SW	39.00	63.00	544.00	53.39			
(dam foundation)	B-4	-	-	Sandstone	coarse	SW	39.00	78.00	368.00	36.11			
(dam foundation)	B-5	-	-	Sandstone	coarse	SW	39.00	84.00	335.00	32.88			
(dam foundation)	C-1	-	-	Sandstone	fine medium	SW	49.00	93.00	604.00	59.27			
(dam foundation)	C-2	-	-	Sandstone	fine medium	SW	49.00	100.00	419.00	41.12			
(dam foundation)	C-3	-	-	Sandstone	fine medium	SW	49.00	97.00	700.00	68.69			
(dam foundation)	C-4	-	-	Sandstone	fine medium	SW	49.00	104.00	387.00	37.98			
(dam foundation)	D-1	-	-	Sandstone	medium	SW	49.00	100.00	153.00	15.01			Construction Stage
(dam foundation)	D-2	-	-	Sandstone	medium	SW	49.00	98.00	381.00	37.39			
(dam foundation)	D-3	-	-	Sandstone	medium	SW	49.00	86.00	435.00	42.69			
(dam foundation)	D-4	-	-	Sandstone	medium	SW	49.00	80.00	318.00	31.21			
(dam foundation)	E-1	-	-	Sandstone	very coarse	SW	49.00	90.00	355.00	34.84			
(dam foundation)	E-2	-	-	Sandstone	very coarse	SW	49.00	100.00	392.00	38.47			
(dam foundation)	F-1	-	-	Sandstone	medium	SW	39.00	80.00	335.00	32.88			
(dam foundation)	F-2	-	-	Sandstone	medium	SW	39.00	80.00	544.00	53.39			
(dam foundation)	F-3	-	-	Sandstone	medium	SW	39.00	90.00	343.00	33.66			
(dam foundation)	A'-1	-	-	Sandstone	coarse	SW	58.00	116.00	190.00	18.65			
(dam foundation)	B'-1	-	-	Sandstone	coarse	SW	58.00	95.00	152.00	14.92			
(dam foundation)	B'-2	-	-	Sandstone	coarse	SW	58.00	116.00	284.00	27.87			
(dam foundation)	B'-3	-	-	Sandstone	coarse	SW	58.00	85.00	190.00	18.65			
(dam foundation)	C'-1	-	-	Sandstone	medium coarse	SW	39.00	80.00	167.00	16.39			
(dam foundation)	D'-1	-	-	Sandstone	medium	SW	39.00	75.00	335.00	32.88			
XA1/1	1	2.82	2.95	Sandstone		MW	5.20	10.40	314.29	30.8			
XA1/1	2	6.70	6.90	Sandstone		MW	5.50	11.00	333.67	32.7			
XA1/1	3	12.00	12.15	Sandstone		SW	5.20	10.40	853.06	83.6			
XA1/1	4	15.00	15.15	Sandstone		SW	5.20	10.40	568.37	55.7			
XA1/1	5	18.75	19.00	Siltstone		MW	5.20	10.40	169.39	16.6			
XA1/1	6	20.00	20.20	Siltstone		MW	5.10	10.20	153.06	15.0			
XA1/1	7	22.05	22.30	Siltstone		SW	5.20	10.40	539.80	52.9			
XA1/1	8	26.15	26.30	Siltstone		SW	5.20	10.40	97.96	9.6			
XA1/1	9	28.50	28.65	Siltstone		SW	5.20	10.40	97.96	9.6			
XA1/2	2	4.40	4.60	Sandstone	fine grained	MW	5.20	10.40	507.14	49.7			
XA1/2	3	5.75	5.90	Sandstone		MW	5.20	10.40	73.47	7.2			
XA1/2	5	10.75	11.00	Siltstone	dark purple	SW	5.10	10.20	104.08	10.2			
XA1/2	7	17.50	17.70	Siltstone	dark purple	SW	5.20	10.40	97.96	9.6			
XA1/2	8	21.75	22.80	Siltstone	sandy	SW	5.20	10.40	347.96	34.1			
XA1/2	9	24.45	24.65	Sandstone		SW	5.20	10.40	578.57	56.7			
XA4/1	1	3.50	3.70	Sandstone		MW	5.40	10.80	190.82	18.7			1995
XA4/1	2	6.30	6.50	Sandstone		SW	5.20	10.40	363.27	35.6			
XA4/1	3	10.75	10.90	Sandstone		UW	5.20	10.40	989.80	97.0			
XA4/1	4	16.85	17.00	Sandstone		UW	5.20	10.40	627.55	61.5			
XA4/1	5	19.70	19.90	Mudstone		MW	5.00	10.00	74.49	7.3			
XA4/1	6	24.00	24.15	Mudstone		SW	5.20	10.40	377.55	37.0			
XA4/1	7	27.65	27.80	Mudstone		SW	5.00	10.00	162.24	15.9			
XA4/2	1	7.00	7.18	Sandstone	fine medium	MW	5.20	10.40	695.92	68.2			
XA4/2	2	9.35	9.55	Sandstone	conglomeratic	MW	5.20	10.40	298.98	29.3			
XA4/2	3	13.10	13.30	Sandstone	fine coarse	MW	5.20	10.40	288.78	28.3			
XA4/2	4	18.55	18.70	Sandstone	fine coarse	SW	5.40	10.80	455.10	44.6			
XA4/2	5	22.25	22.50	Sandstone	fine coarse	SW	5.40	10.80	786.73	77.1			
XA4/2	6	24.40	24.60	Sandstone	fine medium	SW	5.40	10.80	1109.18	108.7			
XA4/3	3	9.80	10.00	Mudstone		CW	5.00	10.00	58.16	5.7			
JCA-1	UC-1	11.20	11.33	Sandstone		SW	5.38	10.18	662.87	64.961	12.847	0.33	25.4
JCA-1	UC-2	11.33	11.43	Sandstone		SW	5.40	10.10	522.46	51.201	12.002	0.27	25.3
JCA-1	UC-3	11.43	11.53	Sandstone		SW	5.38	10.23	647.04	63.410	19.664	0.23	25.7
JCA-1	UC-4	17.10	17.20	Sandstone		UW	5.40	10.48	985.99	96.627	17.532	0.30	25.5
JCA-1	UC-5	17.20	17.31	Sandstone		UW	5.40	10.51	710.19	69.599	14.362	0.21	25.6
JCA-1	UC-6	17.31	17.42	Sandstone		UW	5.40	10.55	878.13	86.057	16.251	0.24	25.7

Reference: Report on Preparatory Survey on NAM NGUM 1 Hydropower Station Expansion, 2010, JICA

UW Unweathered
 SW Slightly weathered
 MW Moderately weathered
 HW Highly weathered
 CW Completely weathered

Table 4.2.2-8 Result of the Unconfined Compression Test of Dam Concrete

Drillhole	Sample (no.)	Material Type	Diameter (cm)	Length (cm)	UCS	
					(kgf/cm ²)	(MPa)
Dam	1	concrete	11.2	12.6	377.0	37
Dam	2	concrete	11.1	22.4	214.0	21
Dam	3	concrete	11.1	22.4	234.4	23
Dam	4	concrete	11.2	12.3	305.7	30
Dam	5	concrete	11.2	13.7	254.8	25
Dam	7	concrete	11.2	14.3	254.8	25
Dam	7	concrete	11.2	16.2	224.2	22
Dam	9	concrete	11.1	17.9	315.9	31
Dam	9	concrete	11.2	12.6	214.0	21
Dam	10	concrete	11.4	14.3	244.6	24

The cores were drilled normal to the dam face at an elevation of about 178m at 2 to 3m centres along Block 20

<Data source> Feasibility and Preliminary Design Report, 1995, LAHMEYER

(b) 引張強度

拡張事業準備調査(2010, JICA)において実施された圧裂引張試験の結果を、Table 4.2.2-9 に、岩石の風化の程度と引張強度の関係を Figure 4.2.2-5 に示す。試験は砂岩のみを対象として実施されており、試験数量が6個と少ないが、未風化部(UW)で平均 20 MPa、弱風化部(SW)で平均 5.8MPa と強度の差が大きく、風化の影響が見られる。

Table 4.2.2-9 Result of Splitting Tensile Strength Test

Drillhole (No.)	Sample (No.)	Depth (m)		Geology			Diameter of sample (cm)	Length of sample (cm)	Tensile Strength		Total unit weight (kN/m ³)
		(m)	~(m)	(Rock Type)	Weathering	(kgf/cm ²)			(MPa)		
JCA-1	TT-1	10.10	10.14	Sandstone	grey,brown spot	SW	5.23	4.02	12.24	1.2	24.8
JCA-1	TT-2	10.14	10.18	Sandstone	grey,brown spot	SW	5.15	3.93	88.78	8.7	24.9
JCA-1	TT-3	10.18	10.22	Sandstone	grey,brown spot	SW	5.19	4.03	76.53	7.5	25.0
JCA-1	TT-4	16.49	16.53	Sandstone	dark grey	UW	5.39	4.49	179.59	17.6	25.5
JCA-1	TT-5	16.53	16.58	Sandstone	dark grey	UW	5.40	4.28	215.31	21.1	25.5
JCA-1	TT-6	16.58	16.62	Sandstone	dark grey	UW	5.39	4.41	219.39	21.5	25.6

Reference: Report on Preparatory Survey on NAM NGUM 1 Hydropower Station Expansion, 2010, JICA

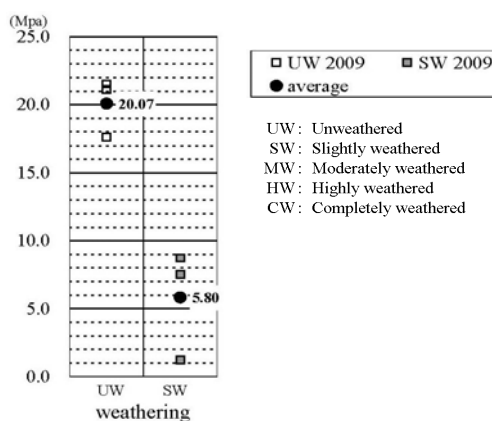


Figure 4.2.2-5 Tensile Strength and Weathering degree

(c) 変形特性

変形特性については建設時にダム調査横坑で実施された平板載荷試験結果が工事記録（1972、Nippon Koei）に示されている。試験結果を **Table 4.2.2-10**、**Figure 4.2.2-6** に示す。

Table 4.2.2-10 Loading Test Result of dam Foundation Rock

Rock condition			Diameter (cm)	Max load (kgf/cm ²)	Creep under Max load		Total testing time (hr)	Total settlement (mm)	Load of failure (kgf/cm ²)	Young's moduls	
(geology)	(feature)	(weathering)			(mm)	(hr)				(kgf/cm ²)	(Mpa)
Sandstone	fresh	SW	350	104.1	0.214	22:58	26:35	1,320	no failure	41,000	4,024
Sandstone	weathered	MW	350	72.9	0.210	22:31	25:42	1,450	no failure	21,000	2,061
Sandstone	weathered	MW	350	83.3	0.343	23:10	26:35	2,912	no failure	19,000	1,865
Sandstone	weathered	MW	350	83.3	0.307	46:00	49:25	3,185	no failure	15,000	1,472
Sandstone	seriously weathered	HW	350	83.3	0.641	22:10	25:35	7,610	no failure	9,000	883
Mudstone	fresh, shale	SW	350	78.1	0.349	20:20	117:05	3,381	no failure	12,000	1,178
Mudstone	decomposed, stiff clay	CW	350	23.9	-	-	141:10	50.8	16.7	-	-

Reference: Final Report on NAM NGUM Hydro-Electric Project, 1972 NIPPON KOEI CO., LTD

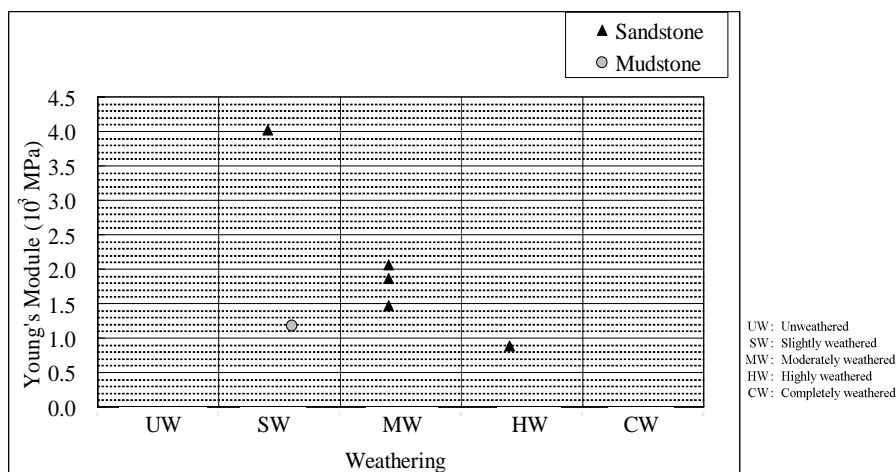


Figure 4.2.2-6 Deformability of the Dam foundation rock and Weathering degree

(d) N値

地表付近の盛土および表層の強風化層(CW、HW)で標準貫入試験が実施されている。試験結果を **Table 4.2.2-11** に示す。既設発電所の左岸敷地で実施された試験(XA4/2 孔、XA4/3 孔)では、盛土の N 値は、表層部で N=36、深度 3m 以深で N>50 と大きな値を示しており、泥岩の強風化層のうち、特に風化の進んだ CW 層の N 値は、褶曲に伴う劣化が推定されている XA4/3 孔で深度 4m 付近までは N=5~14 と小さな N 値となっているが、それ以外では、概ね N>50 となっている。

Table 4.2.2-11 Result of Standard Penetration Test

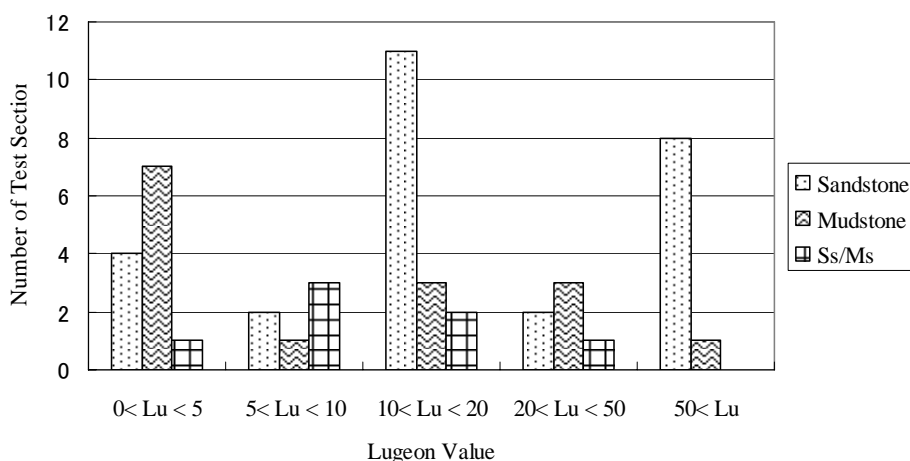
Drillhole (no.)	Stage (no.)	Depth		Material Type		Diameter (cm)	N (15-45)	penetrate (cm)	Number of Blows						total penetrate (cm)	total blows	executed year	
		(m)	~(m)	(geology)	(weathering)				(0-10)	(10-20)	(20-30)	(30-40)	(40-50)	-				
XA4/2	1	1.50	2.00	fill material A	-	9.90	36	30	14	17	10	11	13	-	-	50	65	1995
	2	3.00	3.26	fill material A	-	9.90	>50	6	19	30	50	-	-	-	-	26	99	1995
	3	5.20	5.27	Mudstone	CW	9.90	>50	7	50	-	-	-	-	-	-	27	50	1995
XA4/3	1	1.00	1.50	Sandstone	CW	9.90	5	30	1	1	2	2	1	-	50	7	1995	
	2	3.45	3.95	Mudstone	CW	9.90	14	30	2	3	4	5	8	-	50	22	1995	
	3	5.00	5.50	Mudstone	CW	9.90	46	30	6	11	12	18	22	-	50	69	1995	
	4	7.05	7.19	Mudstone	CW	9.90	>50	14	37	50	-	-	-	-	34	87	1995	
									(0-7.5)	(7.5-15)	(15-22.5)	(22.5-30)	(30-37.5)	(37.5-45)				
JCA-1	SS1	1.00	1.45	Sandstone	CW	10.0	15	30	4	5	10	45	19	2009				
	SS2	2.00	2.45	Sandstone	CW	10.0	20	30	17	13	7	45	37	2009				
	SS3	3.00	3.45	Sandstone	CW	10.0	56	30	15	26	30	45	71	2009				
	SS4	4.00	4.45	Sandstone	CW	10.0	43	30	15	20	23	45	58	2009				
	SS5	5.00	5.45	Sandstone	CW	10.0	61	30	12	29	32	45	73	2009				
	SS6	6.00	6.05	Sandstone	CW	10.0	>50	5	unknown	unknown	50	-	-	-	20	>50	2009	
	SS7	7.00	7.05	Sandstone	HW	10.0	>50	5	unknown	unknown	50	-	-	-	20	>50	2009	
	SS8	8.00	8.08	Sandstone	HW	10.0	>50	7.5	unknown	unknown	50	-	-	-	23	>50	2009	
JCB-1	SS1	1.00	1.45	fill material	-	10.0	13	30	3	3	3	4	3	3	45	19	2009	
	SS2	2.00	2.45	fill material	-	10.0	11	30	3	3	3	3	2	3	45	17	2009	
JCB-2	SS1	1.00	1.45	fill material	-	10.0	16	30	16	6	3	6	3	4	45	38	2009	
	SS2	2.00	2.45	fill material	-	10.0	>50	3	24	45	50	-	-	-	18	119	2009	
JCD-1	SS1	1.00	1.45	Mudstone	CW	10.0	26	30	4	6	5	8	6	7	45	36	2009	
	SS2	2.00	2.45	Mudstone	CW	10.0	30	30	5	7	6	8	7	9	45	42	2009	
	SS3	3.00	3.45	Mudstone	CW	10.0	36	30	8	6	7	9	9	11	45	50	2009	
	SS4	4.00	4.30	Mudstone	CW	10.0	>50	30	15	15	20	32	-	-	45	82	2009	
JCD-2	SS1	1.00	1.45	Sandstone	CW	10.0	>50	30	6	8	9	10	18	21	45	72	2009	

Reference: Report on Preparatory Survey on NAM NGUM 1 Hydroelectric Power Station Expansion, 2010 JICA

3) 透水特性

(a) 透水性

本計画地点で実施されているルジオン試験の結果を Table 4.2.2-12 に、岩種別のルジオン値を Figure 4.2.2-7 に示す。砂岩は全般に透水性が大きく、10Lu～数 10Lu を示すことが多い。一方、泥岩は透水性が比較的小さく、5Lu 以下を示すことが多い。砂岩には層理方向およびそれに斜交する節理が発達していることが多く、これらの節理の影響で透水性が高くなっているものと考えられる。



Data Source: Report on Preparatory Survey on NAM NGUM 1 Hydroelectric Power Station Expansion, 2010 JICA

Figure 4.2.2-7 Rock Type and Lugeon Value

Table 4.2.2-12 Result of Water Pressure Test (Lugeon Test)

Drillhole (no.)	stage (no.)	Depth		section (m)	Material Type			Lugeon		(break pressure) (kgf/cm ²)	(max pressure) (kgf/cm ²)	executed (year)
		(m)	~(m)		(geology)	(feature)	(weathering)	(original)	(JICA '09)			
D-1	-	6.90	9.30	2.40	mud stone	weak		5.0				1966
D-16	-	4.30	9.30	5.00	mud stone	decomposed		5.0				1966
D-16	-	9.30	14.30	5.00	sand stone, mud stone	jointed		10.0				1966
D-16	-	14.30	19.30	5.00	sand stone, mud stone	jointed		5.0				1966
D-16	-	19.30	24.30	5.00	mud stone	jointed		19.0				1966
D-16	-	24.30	27.30	3.00	sand stone	jointed		6.0				1966
D-28	-	7.50	12.50	5.00	sand stone, mud stone		weathered	20.0				1966
D-28	-	12.50	17.50	5.00	sand stone, mud stone	jointed		12.0				1966
D-28	-	17.50	20.50	3.00	sand stone, mud stone			6.0				1966
D-29-1	-	5.00	10.00	5.00	sand stone		weathered	28.0				1966
D-29-1	-	15.00	21.00	6.00	sand stone		weathered	16.0				1966
D-29-3	-	6.80	11.80	5.00	sand stone		weathered	93.0				1966
D-29-3	-	11.80	16.80	5.00	sand stone		weathered	93.0				1966
D-29-3	-	16.80	20.00	3.20	sand stone	hard		1.0				1966
D-33	-	4.50	9.50	5.00	sand stone		weathered	20.0				1966
D-33	-	15.00	20.50	5.50	sand stone	hard		80.0				1966
D-34	-	10.00	15.00	5.00	sand stone	hard		80.0				1966
D-18	-	9.60	15.00	5.40	sand stone	cracks		9.0				1966
D-25	-	11.60	15.40	3.80	sand stone	jointed		11.0				1966
D-25	-	15.50	20.50	5.00	mud stone	jointed		8.0				1966
D-24	-	6.10	11.00	4.90	mud stone	decomposed		102.0				1966
D-24	-	16.00	20.00	4.00	sand stone	hard		25.0				1966
D-30	-	6.00	11.00	5.00	mud stone	jointed		22.0				1966
D-30	-	11.00	16.00	5.00	mud stone	jointed		20.0				1966
D-30	-	16.00	20.00	4.00	sand stone	jointed		11.0				1966
DX-2	-	11.00	17.00	6.00	sand stone	jointed		47.0				1966
DX-2	-	5.00	10.00	5.00	sand stone	decomposed		20.0				1966
XA1/1	1	8.65	14.20	5.55	sand stone	conglomerate	MW	62.0	25.4	-	2.20	1995
XA1/1	2	14.00	18.50	4.50	sand stone, mud stone	broken	SW-MW	20.0	33.3	-	2.11	1995
XA1/1	3	19.00	23.60	4.60	mud stone	crack	SW-MW	101.0	24.4	1.81	1.81	1995
XA1/1	4	24.00	29.00	5.00	mud stone		UW-SW	30.0	1.3	2.15	2.65	1995
XA1/2	1	5.00	9.75	4.75	mud stone	core loss	MW	42.0	30.1	-	1.92	1995
XA1/2	2	9.75	15.15	5.40	mud stone		SW	0.4	0.4	-	2.15	1995
XA1/2	3	16.00	20.80	4.80	mud stone	crushed	CW	0.4	0.3	1.67	2.17	1995
XA1/2	4	19.00	25.00	6.00	mud stone		SW	0.1	0.043	-	2.19	1995
XA4/1	1	6.00	11.00	5.00	sand stone	core loss	SW, CW	133.0	104.2	-	2.45	1995
XA4/1	2	10.00	15.00	5.00	sand stone		UW	1.0	0.7	-	2.66	1995
XA4/1	3	15.00	20.00	5.00	sand stone, mud stone	core loss	MW, CW	17.0	5.4	1.48	2.44	1995
XA4/1	4	20.00	25.05	5.05	mud stone	core loss	SW, CW	19.0	10.9	-	2.44	1995
XA4/1	5	25.00	30.00	5.00	mud stone		SW, HW	1.0	1.4	-	2.32	1995
XA4/2	1	6.90	12.15	5.25	sand stone	core loss	MW, CW	47.0	32.7	1.26	1.65	1995
XA4/2	2	12.80	17.30	4.50	sand stone	core loss	MW, CW	3.0	0.3	-	2.34	1995
XA4/2	3	17.00	22.30	5.30	sand stone		SW	62.0	107.4	-	1.33	1995
XA4/2	4	20.00	25.00	5.00	sand stone		SW	28.0	180.0	-	1.00	1995
JCA-1	1	14.50	20.00	5.50	sand stone		UW		61.6	-	3.55	2009
JCD-2	1	10.00	15.00	5.00	sand stone		SW		12.6	-	5.33	2009
JCD-2	2	15.00	20.00	5.00	sand stone		UW		2.2	-	5.48	2009
JCD-2	3	41.00	46.00	5.00	sand stone	core loss	MW		11.2	-	5.09	2009
JCD-2	4	50.00	55.00	5.00	sand stone		UW		10.1	-	5.33	2009

Reference: Report on Preparatory Survey on NAM NGUM 1 Hydroelectric Power Station Expansion, 2010 JICA

(b) グラウト注入特性

既設ナムグム 1 ダムのカーテングラウトにおいては、注入孔の平均間隔は均 80cm、注入セメント量は、1~2kg/m となっている。本拡張計画においても、工事中の浸透水低減のために透水性の高い砂岩部や風化部を対象として止水対策が必要となる場合が考えられる。ダム基礎カーテングラウトでの注入実績は、概ね砂岩の新鮮部での結果であるが、風化部ではこれ以上の注入量になるものと推定される。一方、泥岩部では透水性が低いこともあり注入量は低下するものと思われる。

(5) 各代替案の地質評価

拡張計画案地点周辺の地質平面図を **Figure 4.2.2-8** に示す。計画地点には、中生代ジュラ紀～白亜紀の砂岩、泥岩互層が、ダム軸方向に平行に分布している。このため、右岸側、ダム下流、左岸側に計画されている各代替案地点に出現する地質は基本的には同じである。砂岩は全般に堅硬で、泥岩はやや軟質で風化により劣化しやすい傾向にあるが、各代替案で計画されている構造物基礎として大きな問題はない。また、本計画地点には、大規模な断層や地滑りは認められていない。

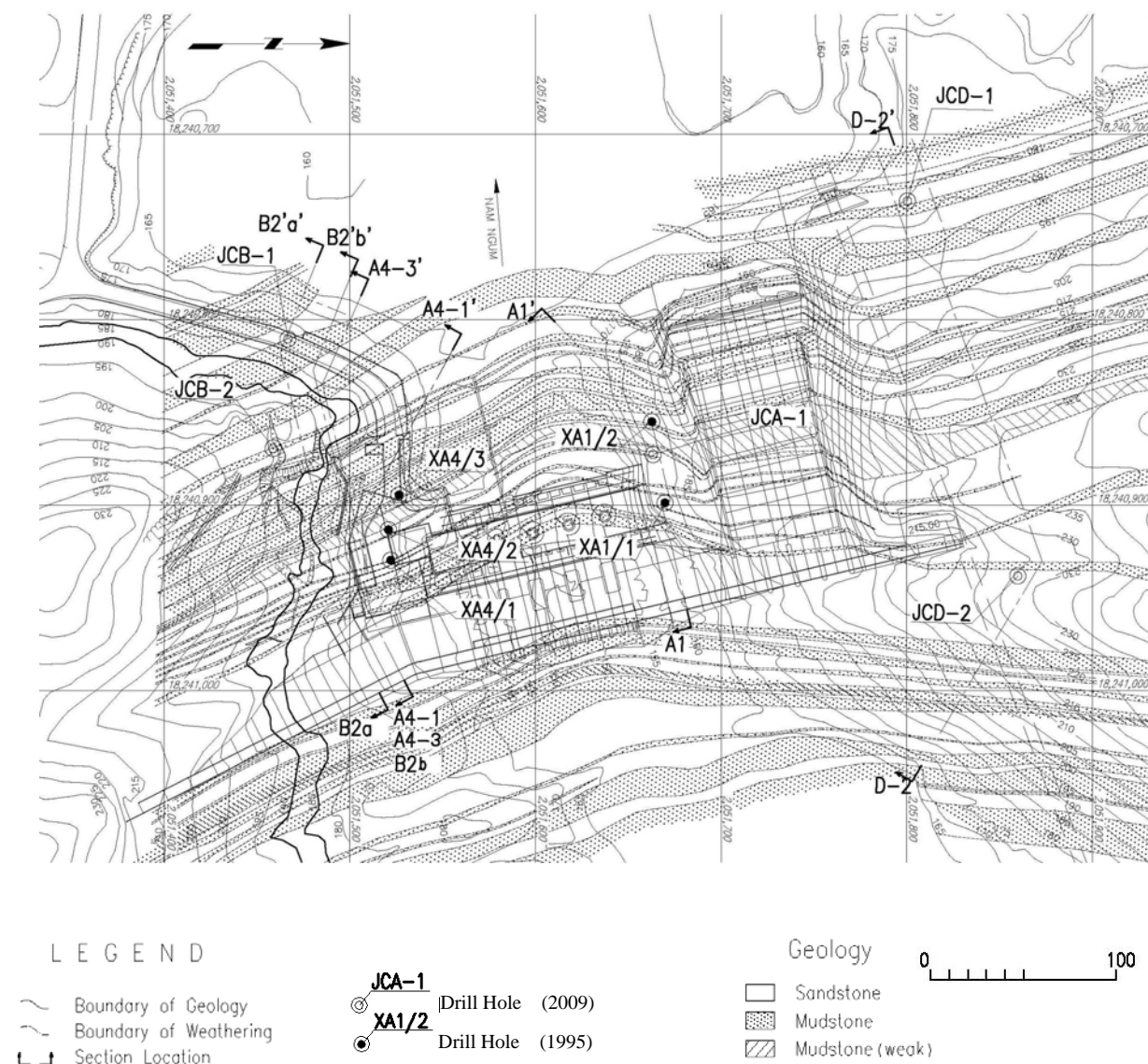


Figure 4.2.2-8 Geological Plan of the Project Site

1) A1 案 (40MW) [A2 案(60MW)]

本計画案は、既設発電所と洪水吐の間に新たに発電所を設置し、放水庭を既設と共有する案である。A1 案と A-2 案は同じレイアウトであるが、A1 案が 40MW の増設、A2 案が 60MW の増設となっている。本計画案では、発電所スペースが限られるため、洪水吐側(北側)において急勾配の法面掘削が必要となり、また既設発電所の運転を止めないために放水庭の掘削時に仮締切を設置することが必要となる。本計画案の地質縦断を **Figure 4.2.2-9** に示す。

洪水吐側(北側)法面には砂岩と泥岩の互層が分布している。この地層の走向は、掘削法面に直交しているため、法面の安定性に関しては有利であるが、この法面の一部には劣化した泥岩層が分布すること、法高が 30~40m と大きいこと、法面勾配が急であること、洪水吐と近接していることなどから、適切な法面の補強と法面表層部の保護が必要となる。特に A2 案では、法肩と非常に近接しており、注意を要する。一方、上流側(東側)法面はダム基礎岩盤である砂岩層を層理にほぼ平行して掘削することとなる。このため、層理面に沿って法面崩壊が発生する可能性があり、適切な対策工を実施することが必要となる。

また、仮締切を設置する放水庭付近には主として泥岩が分布しており、透水性は全般的には低いものと推定されるが、一部で透水性の高い砂岩層を挟在しており、止水対策が必要となる可能性がある。

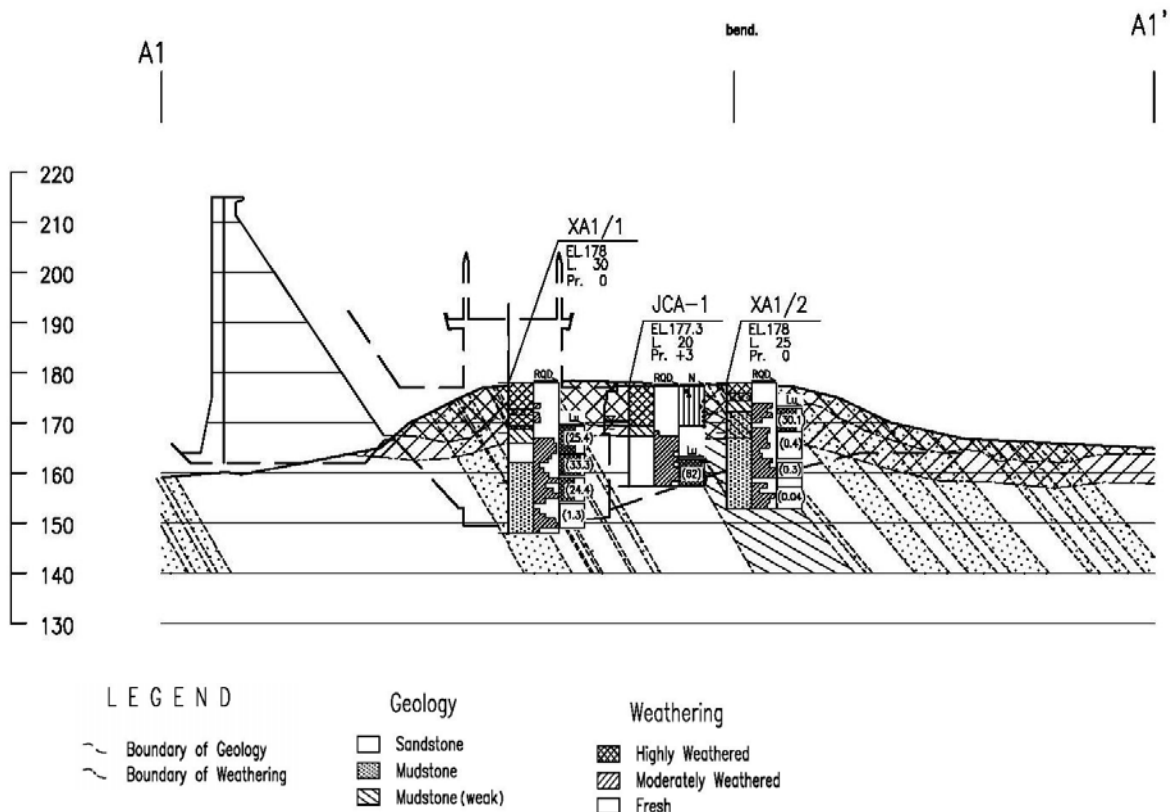


Figure 4.2.2-9 Geological Profile (A1 & A2)

2) A4 案 [A4-1(40MW)、A4-2(60MW)、A4-3 (40MW)、A4-4 (60MW)]

本計画案は、ダム左岸直下流に発電所を設置し、下流側に放水路トンネルを掘削するものである。放水口の位置と増設規模により、A4-1 案～A4-4 案の4つに分けられるが、地質状況および土木地質上の留意点は共通している。

発電所基礎は、A1 案と同じく、砂岩・泥岩互層であり、掘削法面の安定性に関して A1 案と同様の注意が必要となる。また、風化の進んだ左岸側斜面に比較的大きな掘削法面が形成されることから、斜面の表層すべりに対する対策が必要となる。放水路トンネル経過地のうち、発電所直下流の 20～30m 区間は、強風化泥岩層(褶曲に伴う劣化層)が分布し、土被りも小さいことから、注意深い掘削と、適切な支保工が必要となる。

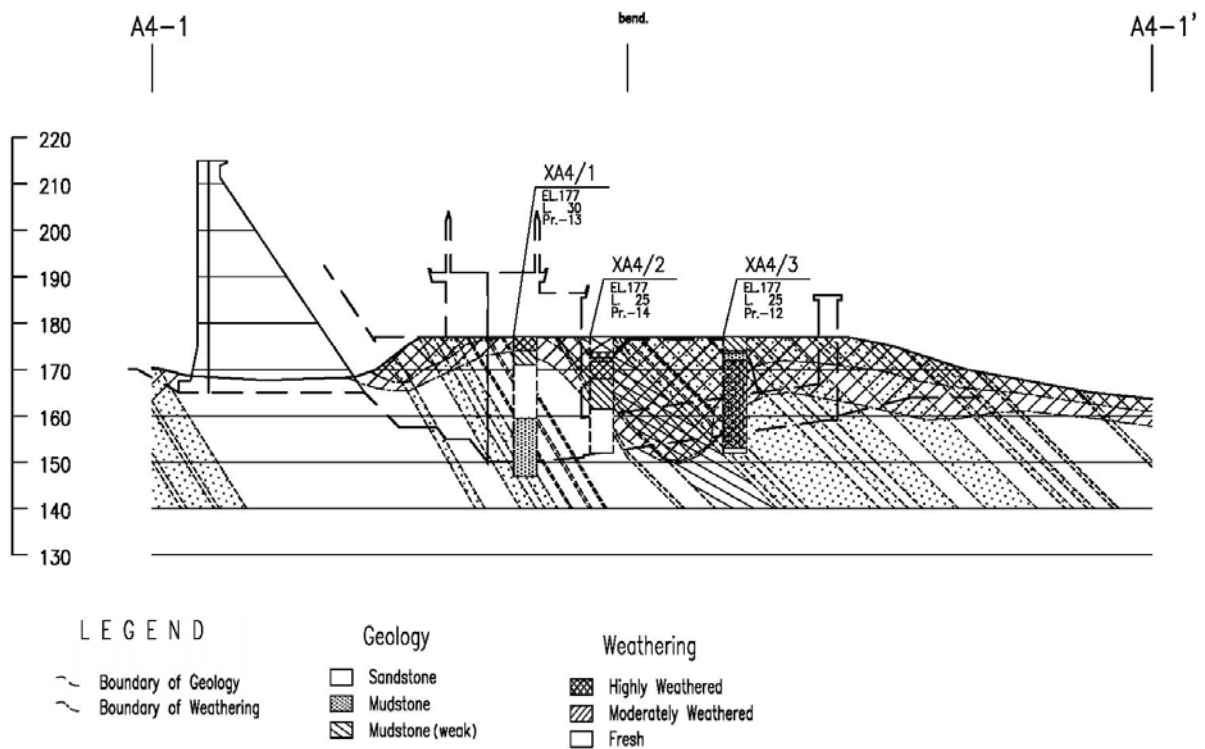


Figure 4.2.2-10 Geological Profile (A4)

3) B2 案 [B2-1(80MW)、B2-2 (120MW)]

本計画案は、左岸側に延長約 150m の導水路トンネル 1 条と、延長 60m の導水路トンネル 1 条を掘削し、下流側に発電所を設けるものである。

2つの導水路トンネル経過地は、砂岩/泥岩の互層からなり、坑口付近を除けば概ね新鮮な岩盤(SW層)が想定される。しかしながら、南側(山側)のトンネルでは、一部に泥岩の劣化層が分布し、その付近ではトンネル標高付近まで強風化層となっており、土被りも比較的小さくなっており、注意深い掘削と適切な支工が必要となる。また、JCB-2 孔では地下水水位が EL. 200 付近と高い位置に確認されており、トンネルからの湧水に伴う泥岩の劣化にも注意を要する。

北側(川側)の導水路については、最初の約90m区間が明かり掘削となり、主に強風化岩からなる左岸斜面に大きな掘削法面が形成されることから、斜面の表層すべりに対する対策が必要となる。

発電所基礎には、概ね新鮮(SW)～弱風化(MW)の砂岩、泥岩の互層が分布するものと推定される。

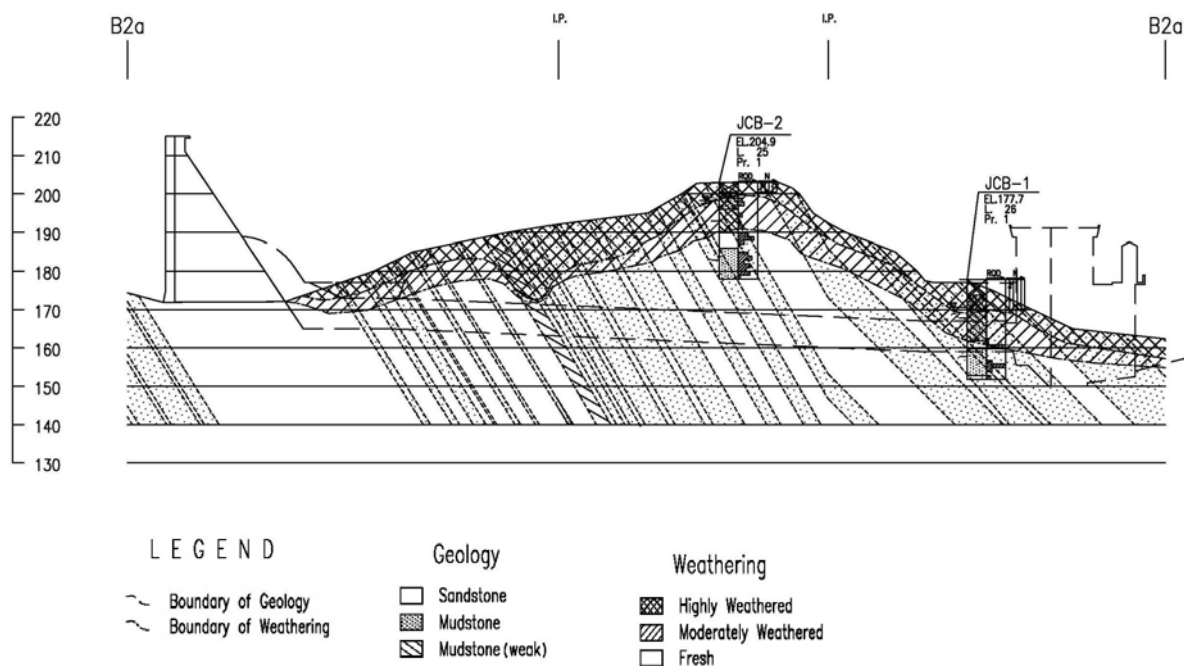


Figure 4.2.2-11 Geological Profile (B2)

4) B2'案 [B2'-1 (80MW)、 B2'-2 (120MW)、 B2'-1-1 (40MW)、 B2'-2-1 (60MW)]

本計画案は、B2案とほぼ同じ線形となるが、導水路のレベルを既設発電所敷地レベルと同じEL.177mとし、全線を明かり掘削とするものである。導水路を2条設ける案がB2'-1(2'-2)、北側(川側)の1条のみとする案がB2'-1-1、(2'-2-1)である。本計画案では、左岸斜面に掘削法面が形成されることとなる。導水路2条案(B2'-1,B2'-2)の場合には風化の進んだ左岸側斜面に大きな掘削法面が形成されることから、斜面の表層すべりに対する対策が必要となる。一方、導水路1条案(B2'-1-1、B2'-2-1)の場合には、水路ルートが川側のみとなるので、掘削法面が小さくなるとともに、法面の地質も弱風化層(MW)が主体となり、法面の安定という点で有利となる。

発電所基礎の地質は、B2案の場合と同じで特に地質的な問題は認められない。

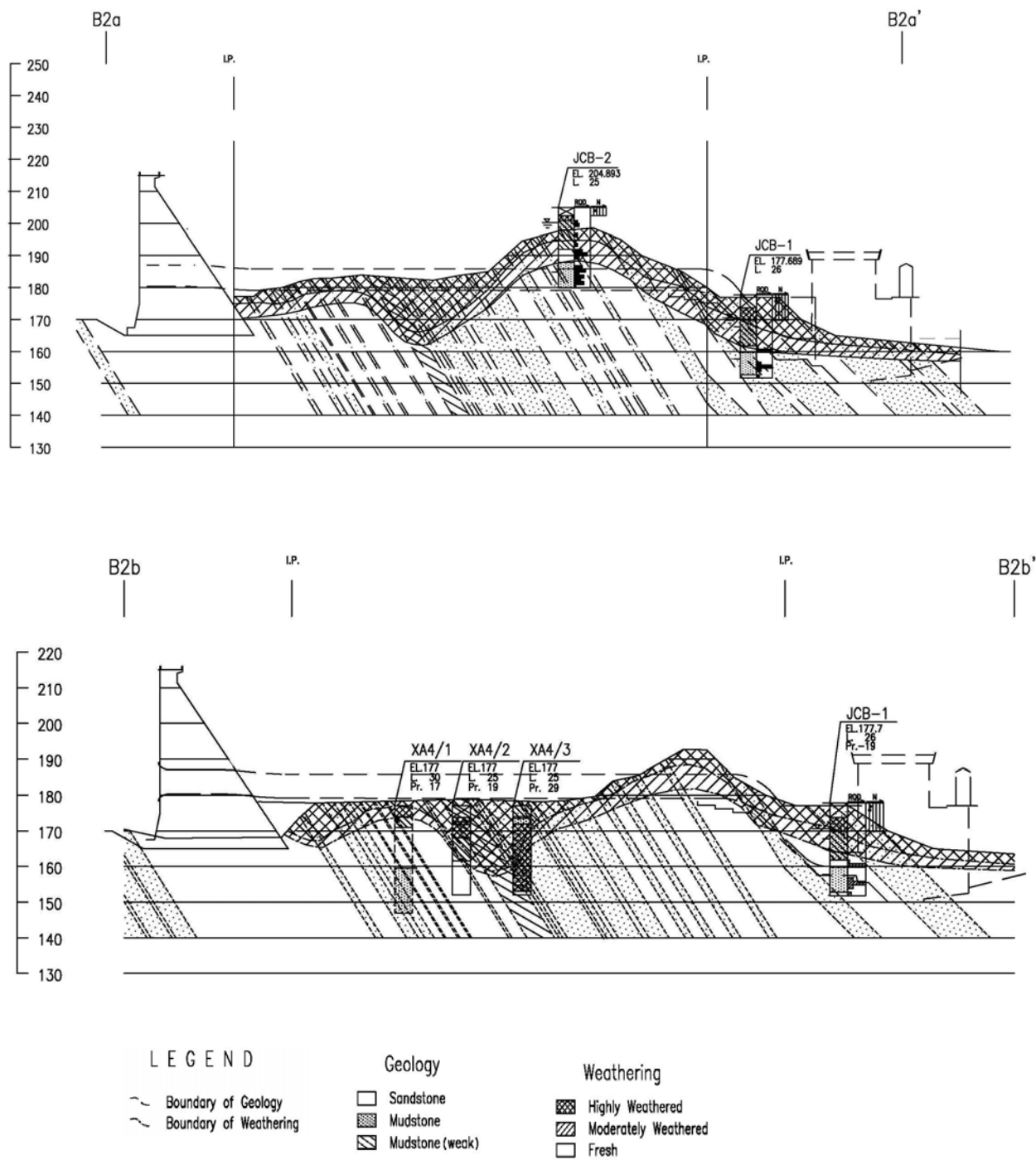


Figure 4.2.2-12 Geological Profile (B2')

5) D2 案 [D2-3 (80MW)、D2-4 (120MW)]

本計画案は、右岸側に新たに取水口を設け、導水路トンネルを掘削し下流側に発電所を建設するものである。導水路トンネル経過地は、概ね新鮮な砂岩/泥岩の互層からなるが、一部に劣化した泥岩層が分布している。工事記録によれば、既設ダイバージョントンネル掘削時に、泥岩区間で坑壁の崩落や湧水による底盤の劣化(粘土化)などが発生しており、これらに対する対策が必要となる。また、本計画案では貯水池斜面に新たに取水口が設置されることとなるが、拡張工事では水位低下を行わないため、仮締め切りを設置する必要がある。取水口地点には透水性の大きい砂岩の分布が多いことから、十分な止水対策が必要となる。

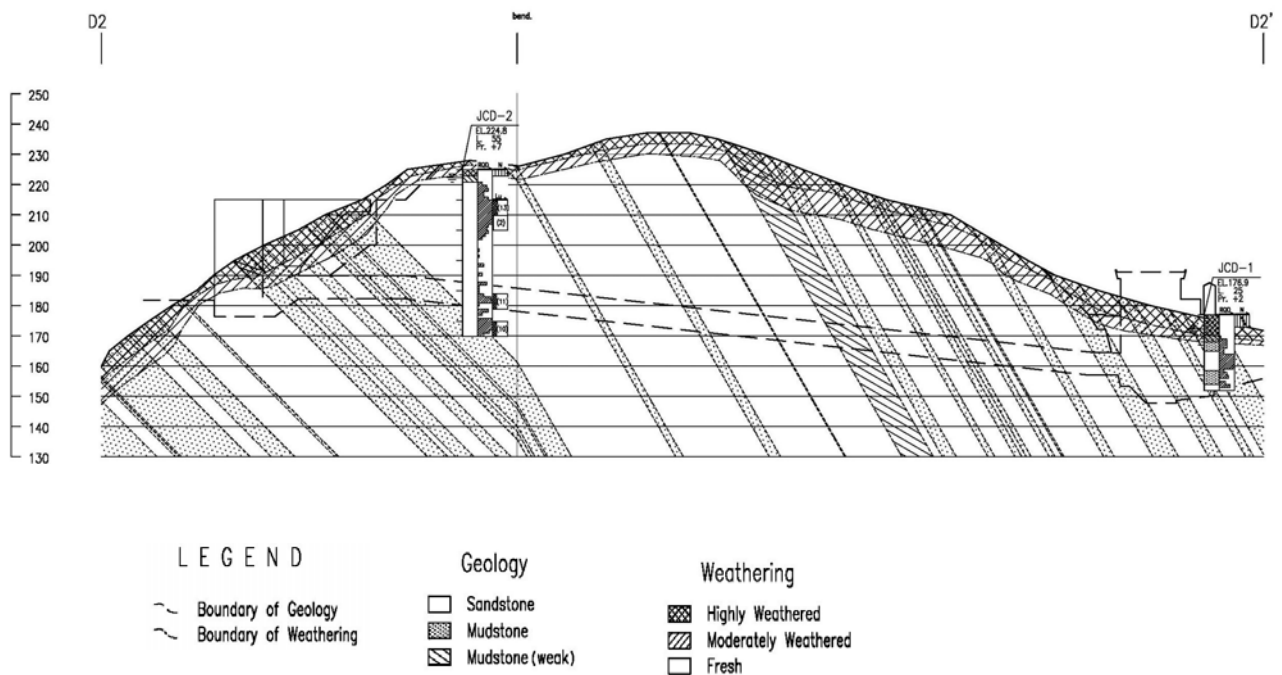


Figure 4.2.2-13 Geological Profile (D2)

(6) 建設材料

拡張計画 F/S (1995)および拡張計画準備調査(2010)では、コンクリート用骨材として、Nam Lik 川の河床砂礫が有望であるとされている。採取候補地点は Nam Ngum 川との合流点から 3~4 km 上流の Nam Lik 川に位置し、現在、「VATSANA PONGPANYA ABORBROCK BEACH COMPANY」社が材料採取を行っている。なお、この地点の河床砂礫は、既設発電所工事でも使用されている。(Nippon Koei, 1972-1)

拡張計画 F/S(1995)では、この地点から採取した河床砂礫について骨材試験が実施され、Table 4.2.2- 13、Table 4.2.2- 14 に示す結果が得られている。これらの試験結果では、比重 2.53~2.66、吸水率 0.35~1.21%、すり減り減量 28.0~31.4%であり、いずれも ASTM 基準、JIS 基準を満たしている。また、アルカリ骨材反応試験(化学法)では、Sc=28.08~32.97 mmol/L、Rc= 41.83~68.61mmol/L という結果が得られており、反応性を有しない材料と評価されている。

Table 4.2.2-13 Test Result of the Concrete Aggregate

Type of Material	% Passing Sieve													F.M	Los Angeles Abration %	Specific Gravity g/cm ³	Water Absorption %
	50.0 mm	38.1 mm	25.0 mm	19.0 mm	12.50 mm	9.50 mm	4.75 mm	2.36 mm	1.18 mm	0.600 mm	0.300 mm	0.150 mm	0.075 mm				
Sand	-	-	-	-	100	99.3	97.72	95.09	91.32	41.23	8.42	1.42	0.18	2.65	-	2.54	1.21
Sand & gravel	-	-	100	85.66	76.97	70.83	57.66	44.28	28.97	17.66	5.52	0.97	0.28	4.86	-	2.53	0.83
Gravel	-	-	100	64.43	52.59	38.58	1.12	-	-	-	-	-	-	6.95	31.40	2.66	0.79
Gravel	100	65.4	56.73	42.56	25.73	15.26	2.89	0.24	0.19	0.14	0.09	-	-	7.73	28.00	2.64	0.35

Reference: Report on NAM NGUM 1 HYDROPOWER STATION EXTENSION FEASIBILITY AND ENGINEERING STUDY, August 1995, LAHMETER

Table 4.2.2-14 Result of the Alkali-Silica Reaction Test

Sample No.	Dissolved Silica mmol/L	Reduction in Alkalinity mmol/L
Sand No.1 Ban kail ko	29.42	68.61
Sand No.2 Had Xay Ngam 1	28.08	66.93
Gravel No.1 Ban kail ko	32.97	41.83

Reference: Report on NAM NGUM 1 HYDROPOWER STATION EXTENSION FEASIBILITY AND ENGINEERING STUDY, August 1995, LAHMETER

4.2.3 水路構造物

(1) 取水口

12案のうち、A案(A1,A2,A4-1,A4-2,A4-3,A4-4)およびB案(B2'-1, B2'-2, B2'-1-1, B2'-2-1)に関しては、鋼製仮締切をダム堤体上流面に設置し、ダム堤体に穴開けをして、取水口を構築するものである。また、D案(D3,D4)に関しては、ダム右岸上流部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。出力80MW,120MWのB2-1とB2-2案では、1条ではなく隣接する10,11ブロックに2条の穴あけを施して、ダムブロック幅15mに対するダム穴あけの内径を抑制している。

取水口の内径は、水路長が比較的短いA案およびB案では管内流速が5m/sとなるように設定した。これに対して水路長が比較的長いD案では、損失水頭を抑える意図から他案よりもやや大きめに採った。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。

水路1条当りの出力に対する取水口の諸元をTable 4.2.3.1に示す。

Table 4.2.3.1 Principal Feature of Intake

	Alternative-A, B		Alternative-D			
	40MW	60MW	40MW	60MW	80MW	120MW
Penstock Diameter	5.50m	6.70m	6.00m	7.40m	8.50m	10.50m
Penstock Center Level	185.25	183.70	186.00	184.60	183.25	180.25
Maximum Discharge	118m ³ /s	177m ³ /s	118m ³ /s	177m ³ /s	236m ³ /s	354m ³ /s

(2) 導水路トンネル

D 案では、取水口～発電所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。

(3) 水圧鉄管

A 案,B 案では取水口ゲートの下流から、D 案では導水路トンネルの下流から発電所までの区間を水圧鉄管とする。その上流区間はコンクリート巻立とする。

水圧鉄管上流端における内径は取水口の内径と同じである。

(4) 放水路トンネル

A4-1, A4-2, A4-3, A4-4 案では、発電所～放水口間は放水路トンネルとなる。ナムグム第1 発電所の運転継続のため、放水口の工事期間中には仮締切を設置する。

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。

(5) 仮締切

D 案の仮締切としては、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。

A 案および B 案の堤体穴開けの仮締切としては、前回の Feasibility Study では、日本国内で適用実績の豊富なチャンネル型鋼製仮締切を、ダム上流面に沿って穴あけ位置から水面まで展開し、水中施工のブラケットとアンカーで支持する計画を最適案として推奨している。この形式の締切は、チャンネル型の仮締切でダム上流に水面迄の空間が確保できる為、穴あけ工事や鋼構造物設置の作業が容易であり、信頼性も高いが、当地点のように 30m を越える大水深に適用するには、プロジェクトコストに対して割高にならざるを得ない。水位制限によって経済性が改善することは Feasibility Study にて提案されているが、その実現性は未だ不確かである。

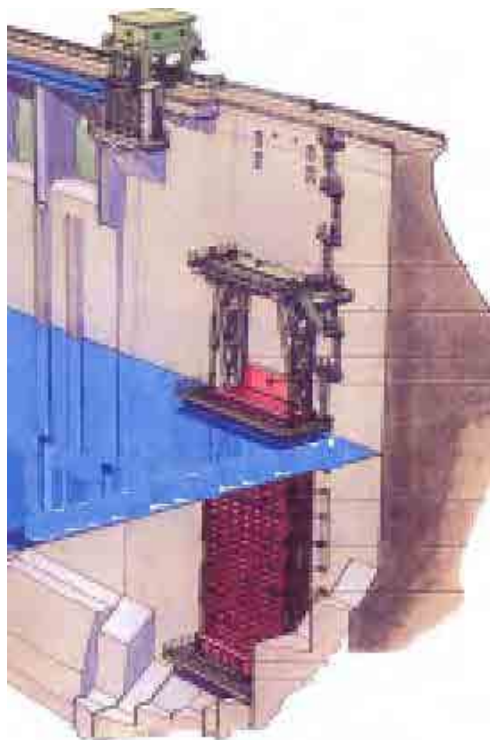
これに対して今回は、堤体貫通とスクリーン用治具取付けに必要な最小限の締切をバルクヘッドにて行う案を、併せて検討することとした。本工法は従来のチャンネル型締切に対するコスト削減策として検討され、国内でも 2006 年に鳴子ダムにて 26m の水深下で実適用された実績を有するもので、十分に信頼に足る工法と考えられる。

A 案および B 案の仮締切の諸元およびコストを **Table 4.2.3.2** に、各締切案の概念図を **Figure 4.2.3.1** に示す。バルクヘッド案ではチャンネル型案に比較して、鋼材重量で約 1/3 に、コストで約 1/2 にまで縮減が可能であるため、以後の検討では取水口締切工法としてバルクヘッド案を採用することとする。

Table 4.2.3.2 Principal Features of Steel Enclosure

Closure Type		Channel-Shaped		Bulkhead	
Installed Output		40MW	60MW	40MW	60MW
Inner Dimension	Width	12m	13m	10m	11m
	Length	4m	4m	2m	2m
	Height	32m	32.7m	12m	13m
Weight of Steel		580t	660t	160t	200t

締切工法の変更に伴い、取水口の鋼構造物も変更を余儀なくされる。すなわち、既設号機のようにダム上流面にレールを取り付けることができないため、スクリーンは固定式となる。また点検用ゲートも取水口ゲートの直上流まで移動する。この点検用ゲート扉体は水面上で点検補修する必要があるため、堤趾部にタワーを建てる構造となり、同時に主ゲートも高圧スライド式からローラーゲートに変更される。



Channel-Shaped



Bulkhead

Figure 4.2.3.1 Two types of steel enclosure

(6) 堤体掘削

ダム堤体の掘削内径としては、40 MW 増設では 6.7 m、60 MW 増設では 7.9 m とする。水圧鉄管の据付工事に必要なスペースとして、類似の工事実績を基に、水圧鉄管と堤体間のクリアラン

スを 0.6 m と設定している。堤体掘削工法としては、延長 1.2m 毎に SD (Slot-drilling) で掘削範囲の周囲を縁切りした後に、ジャイアントブレーカで縁切りの内部を取壊す方法を想定している。

堤体掘削の概略諸元は **Table 4.2.3.3** に示す通りである。

Table 4.2.3.3 Principal Features of Piercing Dam

	40MW	60MW
Penstock Diameter	5.50m	6.70m
Piercing Diameter	6.70m	7.90m
Piercing Length	22.4m	23.4m
Center Level of Piercing	185.25	183.7

4.2.4 発電所

4.1 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 4.2.4.1 Major Features of Powerhouse and Tailrace for Each Alternative Plan

No.	Alternative Plans	Major Features	
1	A1 (40MWx1 unit)	Powerhouse	<ul style="list-style-type: none"> • 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	<ul style="list-style-type: none"> • Tailrace type is open channel. • The existing tailrace gate & gantry crane are used.
2	A2 (60MW x 1 unit)	Powerhouse	<ul style="list-style-type: none"> • 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	<ul style="list-style-type: none"> • Tailrace type is open channel. • New tailrace gate (80 tons) & gantry crane is installed.
3	A4-1 (40MW x 1 unit)	Powerhouse	<ul style="list-style-type: none"> • 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	<ul style="list-style-type: none"> • 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	Powerhouse	<ul style="list-style-type: none"> • 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.

No.	Alternative Plans	Major Features	
	(60MW x 1 unit)	Tailrace	<ul style="list-style-type: none"> • 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	<ul style="list-style-type: none"> • 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	<ul style="list-style-type: none"> • 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	<ul style="list-style-type: none"> • 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	<ul style="list-style-type: none"> • 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	<ul style="list-style-type: none"> • 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	<ul style="list-style-type: none"> • Tailrace type is open channel. • New tailrace gate (56 tons) & gantry crane is installed.
8	B2' -2 (60MW x 2 units = 120MW)	Powerhouse	<ul style="list-style-type: none"> • 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	<ul style="list-style-type: none"> • Tailrace type is open channel. • New tailrace gate (80 tons) & gantry crane is installed.
9	B2' -1-1 (40MW x 1 unit)	Powerhouse	<ul style="list-style-type: none"> • 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 (170 tons) is installed.
		Tailrace	<ul style="list-style-type: none"> • Tailrace type is open channel. • New tailrace gate (56 tons) & gantry crane is installed.
10	B2' -2-1 (60MW x 1 unit)	Powerhouse	<ul style="list-style-type: none"> • 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	<ul style="list-style-type: none"> • Tailrace type is open channel. • New tailrace gate (80 tons) & gantry crane is installed.
11	D2-3 (40MW x 1 unit)	Powerhouse	<ul style="list-style-type: none"> • 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.

No.	Alternative Plans	Major Features	
		Tailrace	<ul style="list-style-type: none"> • Tailrace type is open channel. • New tailrace gate (56 tons) & gantry crane is installed.
12	D2-4 (60MW x 2 units = 120MW)	Powerhouse	<ul style="list-style-type: none"> • 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	<ul style="list-style-type: none"> • 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), A4-4(60MW), B2'-2(120MW), B2'-2-1(60MW), D2-3(80MW)案の平面・縦断・断面図を Appendix A-1 に示す。

4.2.5 露頭河床掘削

「拡張準備調査その1」(2010年)によれば既存水車 Unit No.1 及び No.2 の水車中心標高は現在の放水庭最低水位 (EL.164.0m) に対し余裕がなく、露頭河床掘削を行う場合は、Unit 1 および Unit 2 の放水庭水位に影響が出ないように、水車出口付近に Cofferdam を設けるなどの対策が必要と記載されている。

本件更なる検討を要すると判断し、今回の拡張代替案の検討においては露頭河床掘削を除外して比較検討を行うこととした。

4.2.6 電気設備

(1) 既存電気設備の概要

ナムグム第一水力発電所の既存電気設備の現状を以下記述する。

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

2012年8月現在、発電機3号機の修理に伴い水車3号機は運転停止されている。

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

2012年8月現在、発電機3号機は修理中で運転停止されている。

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)

主要変圧器5号機はR相で温度が上昇したが、冷却ファンにより正常に復帰した。

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

二台のクレーンを同期タンデム運転することは行われていない。一台毎に操作して二台合わせた能力で運転される。

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。

EdLによれば既存115kV GISは新たな機器に更新する計画となっている。

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压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

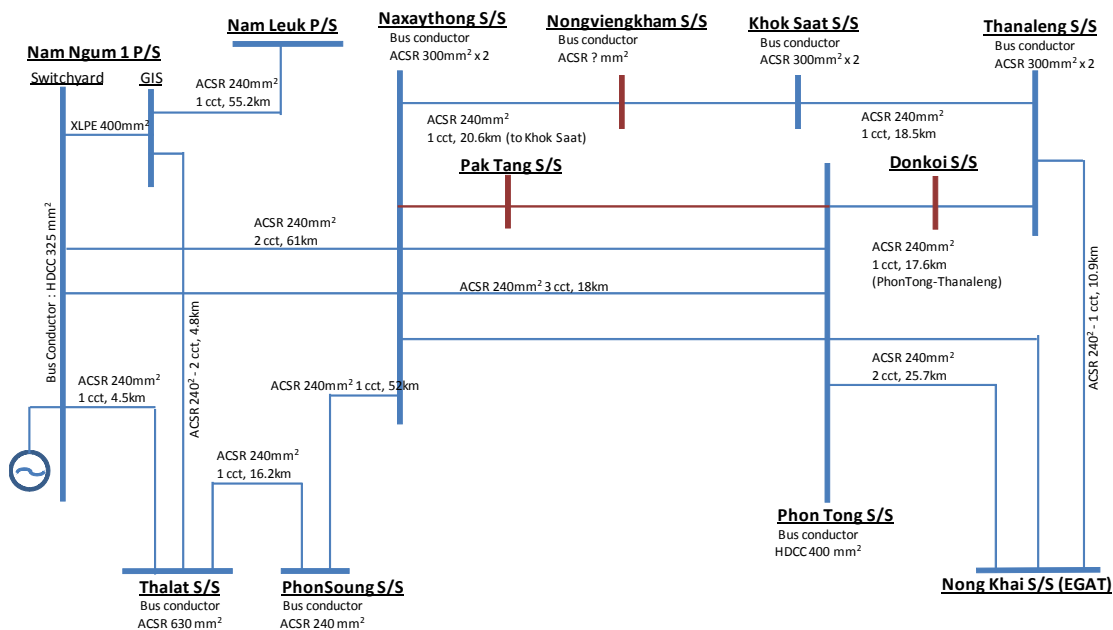
けられた配電盤室内に設置されているほか、別途リモート制御盤が制御室内に 1、2 号機の配電盤と同列に配置されている。なお、この制御室内には追加制御盤 1 面分のスペースしか残されていない。

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、その後 3 号機についても補修・改良が施された。一方 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 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。また現在修理中の 3 号機の制御装置も、同時に補修・改良される予定となっている。

一方、EdL にはナムグム第 1 水力発電所を含むラオス国内の各発電所と送変電設備の効率運用を主目的とした中央総合指令所の建設が進められている。

j) 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 °C 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 送電システムを 下図に示す。



Note:
 (Blue color) : Existing transmission lines and substations as of 2012
 (Brown color) : Prospective transmission lines and substations to be installed before NN1 expansion as of 2017

Prepared by JICA Survey Team

Figure 4.2.6.1 115 kV Transmission Line Connection Diagram for Nam Ngum 1

k) 115 kV Thalatt 変電所

Thalatt 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。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たが、最近母線が増設されてその懸念は払拭されている。

- 1) 母線構成： 単母線＋迂回母線
- 2) 母線導体
 - ・主母線： ACSR 600 mm²
 - ・迂回母線： ACSR 600 mm²
- 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。

$$N_s = N \times \sqrt{P_t / H_n}^{1.25}$$

- 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)

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 4.2.6.1 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

D2-3 (40 MW x 2) および D2-4 (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 D2-3 および D2-4 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 D2-3 の場合が 5.0 m、D2-4 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)、B2'-1 (40 MW x 2)、B2'-2 (60 MW x 2) 等の代替案においては、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 4.2.6.1 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、増設出力が 60 MW 以下の場合は、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 80 MW 以上の場合は 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 k) 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'-1-1 (40 MW x 1) および B2'-2-1 (60 MW x 1)

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の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 k) 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 1 回線増設する。

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

増設出力が 80 MW 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 4.2.6.2 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'-1 (40MW x 2)、B2'-2 (60 MW x 2) 、D2-3 (40MW x 2) および D2-4 (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とする。

Table 4.2.6.2 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					
B2'-1-1					
A2	75		285	1,431	HDCC 850
A4-2					
B2'-2-1					
B2'-1	0		210	1,054	HDCC 500
D2-3					
B2'-2	0		210	1,054	HDCC 500
D2-4					

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)、A4-2 (60 MW x 1)、B2'-1-1 (40 MW x 1) および B2'-2-1 (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 D2-3 (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)、B2'-1-1 (40 MW x 1)、B2'-2-1 (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'-1-1 (40 MW x 1)、B2'-2-1 (60 MW x 1)

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'-1 (40MW x 2)、B2'-2 (60 MW x 2)、D2-3 (40 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

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、その後3号機にも実施された。
- 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) 3号機は、現在発電機の修理中であるが、制御装置の一部は2012年12月末までに、同時に補修される予定となっている。

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。

一方、EdL は中央総合指令所を建設中であり、将来はナムグム発電所も中央総合指令所が発する運転指令に沿って運転することになると予測される。

4.2.7 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。

2) 取水口スクリーン

当初計画の仮締切りは呑み口部から水面上まで、チャンネル形状の止水構造物を延長するものであった。本調査において工法を見直し、呑み口部のみを締切るバルクヘッドを採用することにより、仮締切工事費を大幅に低減した。一方、止水範囲は大きく制限され、ダム上流面の幅 9.6m、高さ 11.6m、奥行き 2m の締め切り空間の中に、取水口を設けなければならないため、既設と同様の幅 5m の取水口を 2 条設けることはできない。

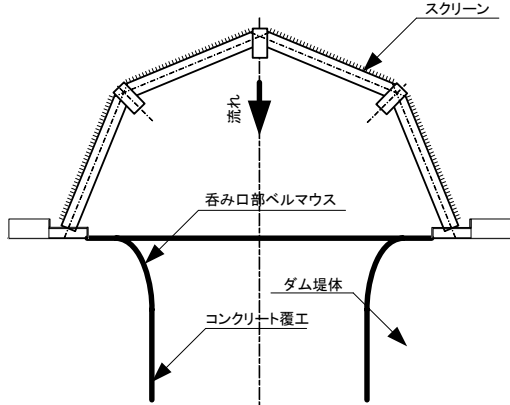
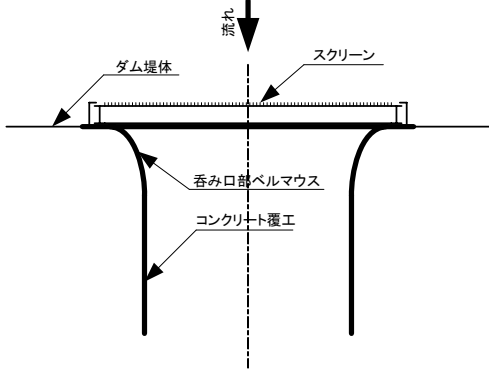
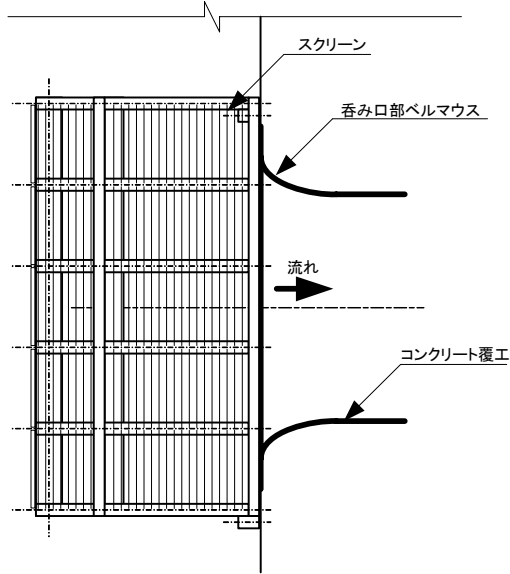
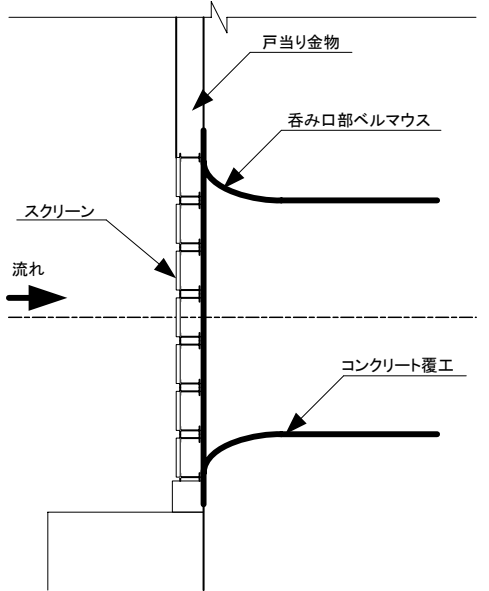
バルクヘッドで止水した内部でダム堤体に穴をあけ、呑み口部を成型する施工となるので、呑み口部形状は導水経路にベルマウスを加えたものとなる。スクリーンは、呑み口部ベルマウスを覆う形状となる。

スクリーンの設置代替案として、

- I. 固定式スクリーン案
- II. 可動式スクリーン案

が考えられる。スクリーン代替案の比較検討を表 4.2.7.1 に示す。

Table 4.2.7.1 Comparison of Screen for Alternative Plans

	I. 固定式スクリーン案	II. 可動式スクリーン案
平面図		
側面図		
概要	<p>呑み口部のみを覆うようにスクリーンをダム堤体に固定する。スクリーン通過流速を 1m/s 程度となるように、スクリーン面積は拡大を図ることが可能である。 スクリーンおよびフレームをダム堤体に固定する据付施工は、潜水作業となる。</p>	<p>呑み口部のみを覆うスクリーンは可動式となり、戸当り金物を通して操作する。スクリーン幅は呑み口幅以上にはならないので、通過流速を低減することは実質できない。 呑み口部からダム天端までの戸当り据付施工は、潜水作業となる。</p>
課題	<p>固定式スクリーンであるため、スクリーンの清掃のためには、潜水作業が必要となる。 スクリーンの据付施工も、潜水による水中作業となるが、取り付けの基礎および固定部は、仮締切のバルクヘッド内の気中作業で実施することが可能である。</p>	<p>仮締切のバルクヘッドは、呑み口部の回りのみを止水するものである。 戸当り金物の基礎部施工および戸当り金物据付施工は、呑み口部からダム天端まで潜水による水中作業となる。 戸当り金物の平面度と直線度は、可動式スクリーンを上下に通過させるため、高い精度が求められるが、水中作業では要求される精度を満足することは困難である。 水中作業で得られる仮設程度の精度における戸当り金物においては、可動式スクリーンの操作が不能になるリスクが高い。</p>

	I. 固定式スクリーン案	II. 可動式スクリーン案
評価	<p>没水している取水口では、レーキなどによる清掃は考慮されない。過去の事例からも没水している取水口において深刻な閉塞は発生しないと考えられる。</p> <p>止水範囲が呑み口部に限定されるバルクヘッドによる仮締切方法を考慮すれば、据付が潜水作業においても比較的容易な固定式スクリーンを採用すべきである。</p>	<p>戸当り金物の基礎および固定部を、潜水作業により精度よく仕上げることは、実質困難であり、現実的な施工方法ではない。</p> <p>スクリーンの安全な運転を考慮すると、可動式スクリーンは採用すべきでないと判断される。</p>

Prepared by the JICA Survey Team

II.案の可動式スクリーン案は、戸当り金物の水中据え付け作業が実質的に施工不可であることから、採用できない。従って、I案の固定式スクリーン案を本計画では採用する。固定式スクリーン案においても、スクリーンの据付は水中作業となるが、ダム堤体側に設置するスクリーンの基礎・固定部の施工は、バルクヘッドの内部での実施となるので気中作業となり、必要な精度を確保することが可能である。

3) 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が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。

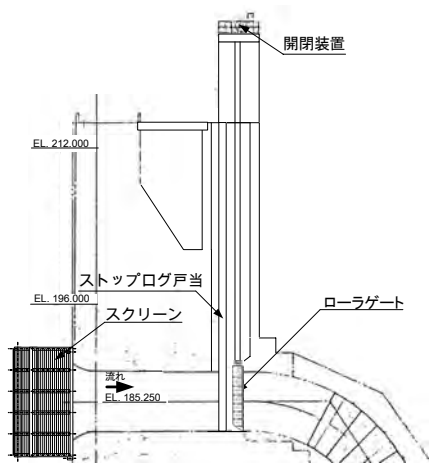
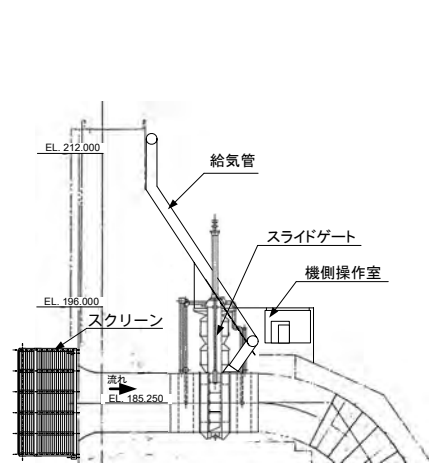
ナムグム発電所のようにダム直下型の発電所の場合、水車発電機ごとに導水路が設けられることが多く、水路口径が大きい場合は経済性から水車入口弁を省略し、取水口ゲートに流水遮断機能を持たせる設計が多い。拡張計画では、水車入口弁の設置の可能性についても予備的に検討したが、既設水車の配置と同様、水車入口弁を設置するに適した空間が確保できないことから最適案の検討対象から外した。

バルクヘッドによる取水口呑み口部に限定した仮締切工法の堤体穴あけ案においては、取水口ゲートの配置の代替案として、次の2案が考えられる。

- i) 鉄管の上部曲管直上流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し、ストップログは省略する案

上記2代替案の概要と運転および維持管理についての比較を表に示す。

Table 4.2.7.2 Comparison of Intake Gate Layout Plan (1)

	<p>i 案) 鉄管の上部曲管直上流にローラゲートを配置し、ストップログを設置する案</p>	<p>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し、ストップログは省略する案</p>
<p>概念図</p>	 <p>開閉装置 EL. 212,000 ストップログ戸当 EL. 196,000 スクリーン ローラゲート 流れ EL. 185,250</p>	 <p>給気管 スライドゲート 機側操作室 スクリーン 流れ EL. 212,000 EL. 196,000 EL. 185,250</p>
<p>概要</p>	<p>ローラゲートとストップログをダム下流側に設置する。呑み口部には固定式スクリーンを設置する。 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。 ダム穴開けおよび水路のコンクリート覆工が完了したのち、開閉装置の据付施工を行う。</p>	<p>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。呑み口部には固定式スクリーンを設置するので、本代替案では、永久設備としてストップログの設置はできない。</p>
<p>運転および維持管理</p>	<p>ゲートの操作は、他の号機と同様である。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。通常、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、ストップログを設置し、ゲートをダム天端まで引き上げて維持管理を行う。</p>	<p>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。 ストップログが設置できないので、シリンダーシャフトのバックシンを除いて、ゲートの維持管理は実質実施できないことになる。</p>

Prepared by the JICA Survey Team

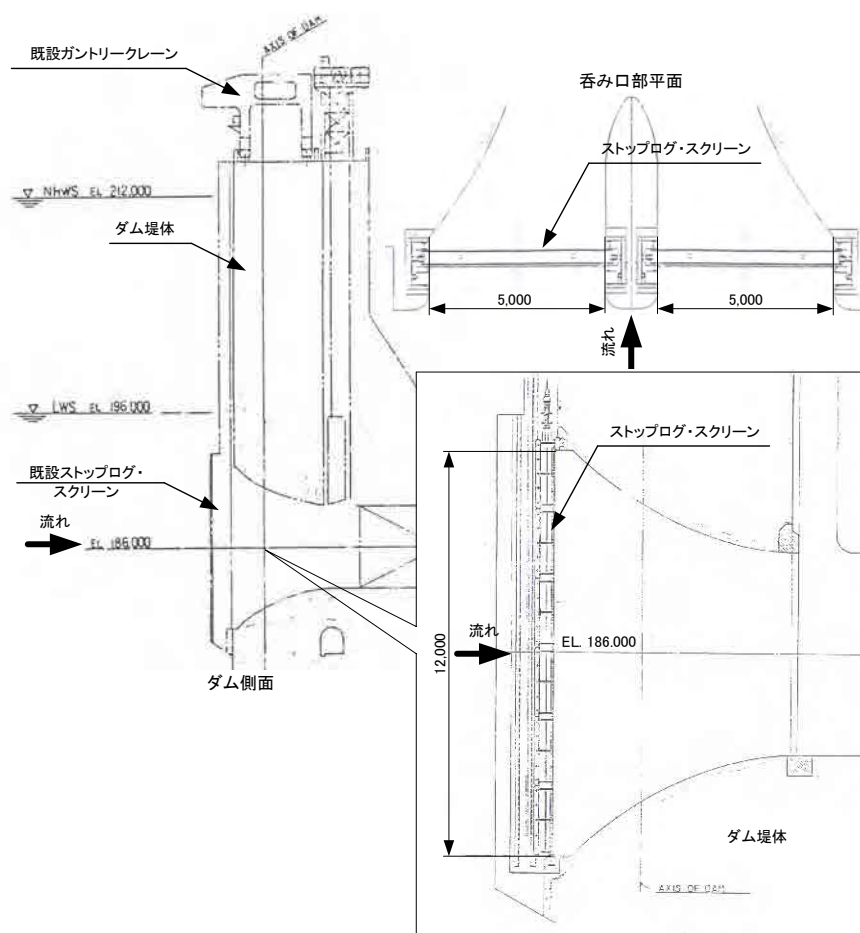
バルクヘッドによる仮締切工法では、戸当り金物の施工が基礎の処理を含めて、全て潜水による水中作業となるため、厳しい据付精度が要求される戸当り金物をダム表面に設置する可動式スクリーン等の設備は、適用が不可という状況である。取水口ゲートの予備ゲートとしてのストップログも、取水口呑み口部上流側への設置は同様の理由で戸当り金物の施工が実質不可であり採用できない。従って i 案の場合、ストップログはローラゲートの直上流に設置する以外の代替案はない。

一方 ii 案のボンネット形スライドゲートの取水口ゲートの場合、スライドゲート直上流にス

トップログ用の堅孔を施工することは実質不可であり、仮に配置できたとしてもボンネット型ゲートと堅孔を隣接させる不自然な組み合わせとなり、設備としてはストップログの設置は省略することとなる。結果、スライドゲートの維持管理は、シリンダーシャフトのパッキンの点検・更新は可能であるが、扉体や開閉装置の維持管理は不可となるので、ii 案は採用に適しない。従って、取水口ゲートは、鉄管の上部曲管直上流にローラゲートを配置し、ストップログも設置する i 案を採用する。

4) 既設取水口ストップログの共用の検討

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 4.2.7.1 Existing Stop Log

拡張計画の取水口ゲートにおいても維持管理のために、ストップログを設置するが、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。40,000 kW 拡張計画の場合は、ストップログの径間が既設ストップログ径間よりも短いため、既設ストップログの共用が可能である。ただし共用するためには、戸当り金物寸法を既設に合わせるなどの調整が必要となる。60,000 kW 拡張計画の場合は、ストップログも新設となる。

一方、既設ガントリークレーンはストップログの設置位置が既設のようにダム表面ではないため、共用ができない。

既設ガントリークレーンの共用ができないので、別途ストップログの重量にあわせた新規の開閉装置を設置する必要がある。

仮締切工法をバルクヘッドに変更した結果、仮設資機材の規模が縮小したため、堤体穴あけ工事施工中に既設ガントリークレーンが工事資機材の搬入を阻害することは、ないことが確認された。よって、当初拡張計画ではガントリークレーンを工事期間中洪水吐側へ退避させる計画としたが、その必要はなくなった。

(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取水口ゲートまでを、コンクリートライニングとし、取水口ゲートから水車スパイラルケーシング入り口までを、水圧鉄管と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2工区による実施を計画する。

	工区的位置	搬入路 - 据付け方向
第一工区：	取水口ゲート戸当り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
第二工区：	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) 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ゲートを設置する。

既設と同規模の水車の場合、既設ドラフトチューブゲートと同じ寸法とすることが可能となるので、既設設備を共用できる。また、ゲート操作用のガントリークレーンについても、レールおよ

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

び給電ケーブルの延長により、共用が可能である。

既設ガントリークレーンの開閉容量が 7.6 トンであるので、容量にあわせてゲート重量を調整できる場合は、ゲート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となる。

既設 5 号水車発電機に隣接して拡張する場合は、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、発電所事務所前に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。

4.2.8 送電線

(1) ナムグム第一発電所近郊の送電線の状況

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 °C において、1 回線当り 120MVA 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 送電システムを下図に示す。

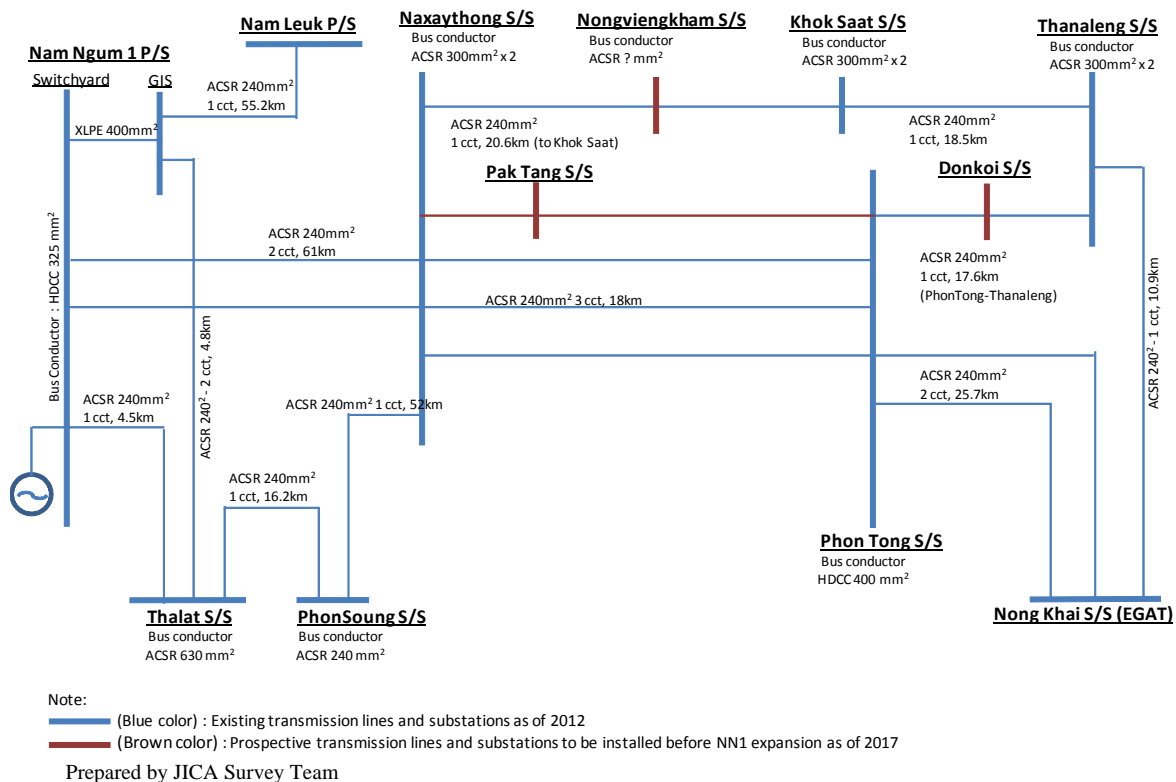


Figure 4.2.8.1 115 kV Transmission Line Connection Diagram near Nam Ngum 1

(2) 潮流解析

ナムグム第一発電所拡張事業後に当たる 2017 年の負荷が最も大きくなると予測される雨季の潮流を解析・レビューし、ナムグム周辺と首都圏の送電線と変電所に関して異常電圧や過負荷が生

じないか確認した。

解析には EDL と調査団が共に保有する系統解析プログラム PSS/E(Version 3.1)を利用した。EDL が所有する 2017 年の電力系統の最新の解析モデルを活用し、ナムグム第一発電所の各拡張規模の発電機を系統に追加して、それぞれのケースの潮流を計算した。潮流結果の判定には EDL の基準に準拠して以下のクライテリアを適用した。

- 1) 潮流
 - 設備健全運用時の送変電設備の潮流は、その定格容量以下でなければならない。
 - 回線数が 2 回線以上の区間における 1 回線事故時において、残回線の潮流は定格容量以内でなければならない。
 - 1 回線事故時において、発電機の容量が系統規模に比例して十分小さい場合は、その発電所の系統への連系送電線は、1 回線を許容する。
 - 115/22 KV 変圧器の単一設備事故時において、残りの健全な変圧器群における潮流は定格容量の 110% 以内でなければならない。
- 2) 系統電圧
 - 設備健全運用時においては、送電系統の母線電圧は公称電圧の 95～105% の範囲内でなければならない。また、単一設備事故時においては、公称電圧の 92～108% の範囲内でなければならない。
 - 発電機の力率は、90%（進相）～85%（遅相）の範囲内でなければならない。
- 3) 送電線及び変電所主母線

設備健全運用時においては、送電系統の母線電圧は公称電圧の 95～105% の範囲内でなければならない。また、単一設備事故時においては、公称電圧の 92～108% の範囲内でなければならない。

Table 4.2.8.1 Allowable Current and Transmission Capacity of Standard Conductors

場所	線種	定常時 (80℃)		N-1 条件時 (90℃)	
		A	MVA	A	MVA
送電線	ACSR240	480	96	590	120
変電所 主母線	ACSR240	/	/	590	120
	ACSR300x2			1394	278
	HDCC325			875	174
	HDCC400			950	189

Prepared by JICA Survey Team

- 4) N-1 条件
 - i) 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
 - ii) 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

上記条件のもと、送電線の過負荷を定常運転時と単一設備事故の場合（N-1 条件）について解析を行った結果を APPENDIX-1 に示す。

ナムグム第一発電所に隣接する送電線についてはその最大負荷を表 4.2.8.2 にまとめ、過負荷となる値を赤字で示した。なお、これらの 115kV 送電線で利用している電線は全て ACSR 240 mm²（単線）である。送電線の最大許容容量は、上述の通り定常時で 96MVA、N-1 条件時で

120MVA である。

Table 4.2.8.2(1) Results of Load Flow of Transmission Lines (around Nam Ngum 1 P/S)

(Unit: MVA)

NN1 Expansion	T/L	NN1-NXA		NN1-NLE	NN1-TLA		TLA-PSO	PSO-NAX
	Line No.	(i)	(ii)	(iii)	(iv)	(v)	(vi)	(vii)
Without Expansion	Norma	61.4	61.4	12.4	21.9	21.9	80.8	59.1
	N-1 (TLA fault)	61.6	61.6	12.6	39.5	-	80.4	58.8
	N-1 (NAX fault)	80.6	-	23.7	29.5	29.5	100.3	78.3
40MW	Norma	69.0	69.0	21.2	24.6	24.6	88.4	66.6
	N-1 (TLA fault)	69.5	69.5	21.6	45.2	-	87.6	65.8
	N-1 (NAX fault)	90.6	-	33.8	37.3	37.3	110.3	88.0
60MW	Norma	72.8	72.8	25.5	26.9	26.9	92.2	70.3
	N-1 (TLA fault)	73.5	73.5	26.1	49.8	-	91.2	69.4
	N-1 (NAX fault)	95.6	-	38.9	41.6	41.6	115.2	92.9
80MW	Norma	76.7	76.7	29.9	29.6	29.6	96.0	74.1
	N-1 (TLA fault)	77.4	77.4	30.5	55.3	-	94.8	72.9
	N-1 (NAX fault)	100.5	-	46.1	46.1	46.1	120.2	97.7
120MW	Norma	84.3	84.3	38.6	36.0	36.0	103.6	83.0
	N-1 (TLA fault)	85.3	85.3	39.4	67.9	-	101.9	79.9
	N-1 (NAX fault)	110.5	-	54.1	55.5	55.5	130.1	107.4

Note) NN1: Nam Ngum 1 P/S, NLE: Nam Leuk P/S, TLA:: Thalat S/S, PSO:: Phon Soung S/S, NXA: Naxaithong S/S

Prepared by the JICA Survey Team

上記に加え、ナムグム第一発電所の拡張の影響を多く受けると想定されるビエンチャン市内の送電線について、想定される最大負荷を下表にまとめた。

Table 4.2.8.2(2) Results of Load Flow of Transmission Lines (around Nam Ngum 1 P/S)

(Unit: MVA)

NN1 Expansion	T/L	NXA-PTO			PTO-NK		TNA-NK
	Line No.	(viii)	(ix)	(x)	(xi)	(xii)	(xiv)
Without Expansion	Norma	51.5	51.5	51.5	50.9	50.9	91
	N-1 (TLA fault)	51.6	51.6	51.6	51.1	51.1	91
	N-1 (NAX fault)	47.1	47.1	47.1	49.6	49.6	91
40MW	Norma	57.2	57.2	57.2	55.9	55.9	91
	N-1 (TLA fault)	52.2	52.2	52.2	53.2	53.2	91
	N-1 (NAX fault)	52.2	52.2	52.2	53.2	53.2	91
60MW	Norma	60.1	60.1	60.1	56.6	56.6	91
	N-1 (TLA fault)	60.1	60.1	60.1	58.8	58.8	91
	N-1 (NAX fault)	54.7	54.7	54.7	55.3	55.3	91
80MW	Norma	62.9	62.9	62.9	61.5	61.5	91
	N-1 (TLA fault)	62.9	62.9	62.9	61.7	61.7	91
	N-1 (NAX fault)	57.2	57.2	57.2	57.5	57.5	91
120MW	Norma	68.5	68.5	68.5	67.6	67.6	91
	N-1 (TLA fault)	68.5	68.5	68.5	67.8	67.8	91
	N-1 (NAX fault)	62.1	62.1	62.1	62.3	62.3	91

Note) TNA: Thanaleng S/S, PTO: Phonthong S/S, NK: Nongkhai S/S (in Thailand), NXA: Naxaithong S/S, PTO: Phontong S/S

次に、ナムグム第一発電所の拡張の影響を受ける変電所の主母線の予想される最大負荷を下表に示す。各変電所の 115kV 主母線の線種とサイズ、許容容量も併記し、過負荷を赤字で示した。

Table 4.2.8.3 Estimated Maximum Load of Main Bus in Substations

(Unit:MVA)

	Substation	NN1 P/S	TLA S/S	PSO S/S	NXA S/S	PTO S/S	KSA S/S	TNA S/S
	Conductor size	HDCC325	ACSR630	ACSR240	ACSR300x2	HDCC400	ACSR300x2	ACSR300x2
NN1 Expansion	Max current capacity per phase (A)	875	1078	590	1394	950	1394	1394
	for three phase (MVA)	174	214	120	278	189	278	278
Without Expansion	N-1 (TLA fault)	210.0	130.3	80.4	239.2	154.8	60.9	91.0
	N-1 (NAX fault)	210.0	138.8	100.3	225.4	141.3	60.9	91.0
40MW	N-1 (TLA fault)	260.0	127.2	87.0	256.4	171.6	60.9	91.0
	N-1 (NAX fault)	260.0	144.2	110.3	240.6	156.3	60.9	91.0
60MW	N-1 (TLA fault)	285.0	127.5	91.2	264.9	180.0	60.9	91.0
	N-1 (NAX fault)	285.0	147.9	115.2	248.2	163.8	60.9	91.0
80MW	N-1 (TLA fault)	310.0	128.7	94.8	273.4	188.7	60.9	91.0
	N-1 (NAX fault)	310.0	152.3	120.2	255.4	171.6	60.9	91.0
120MW	N-1 (TLA fault)	210.0	133.0	101.9	336.0	205.5	60.9	91.0
	N-1 (NAX fault)	210.0	158.3	130.1	271.1	186.3	60.9	91.0

Note) NN1: Nam Ngum 1 P/S, TLA:: Thalat S/S, PSO:: Phon Soung S/S, NXA: Naxaithong S/S, KSA: Khoksaat S/S, TNA: Thanaleng S/S, PTO: Phonthong S/S

Prepared by the JICA Survey Team

(3) 送電線と変電所母線の過負荷対策案

Table 4.2.8.2 と Table 4.2.8.3 に示した解析結果に基づき、ナムグム第一発電所の拡張を実施するに当たり、各拡張規模に合わせて以下のような送電線及び変電所の増設や改修が必要になる。

1) 115kV 送電線

- a) ナムグム第一発電所 40 MW、および 60 MW 拡張規模の場合、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) 80MW 拡張の場合、タラット変電所～フォンスン変電所間の 115 kV 送電線は、N-1 条件時に過負荷となる。そのため、タラット変電所～フォンスン変電所間の 115kV 送電線を 1 回線増設するか、ナムグム第一発電所～ナイサイトン変電所間に 1 回線を追加することで、負荷を軽減する対策をとるよう推奨する。
- c) 120MW 拡張の場合、タラット変電所～フォンスン変電所間の 115 kV 送電線は、定常時および N-1 条件時に過負荷となる。そのため、80MW 拡張時と同様に、タラット変電所～フォンスン変電所間の 115kV 送電線を 1 回線増設するか、ナムグム第一発電所～ナイサイトン変電所間に 1 回線を追加し負荷を軽減するよう推奨する。

2) 変電所母線

- a) ナムグム第一発電所 40MW と 60MW 拡張の場合、ナムグム第一発電所の 115kV 開閉所内の主母線が過負荷となるので、サイズの大きな電線に張替えて増容量化する必要がある。これ以外、ナムグム第一発電所近郊にあるその他の変電所の母線には、過負荷は認められなかった。
- b) 80MW 拡張の場合、ナムグム第一発電所の 115kV 開閉所にある主母線が過負荷となるので、張替による増容量化が必要となる。これに加え、フォンスン変電所の 115kV 主母線も過負荷となるため、主母線をサイズの大きな電線に張替えることを推奨する。これら以外の変電所の母線に過負荷は認められなかった。
- c) 120MW 拡張の場合、上記 80MW 拡張時の対策に加え、フォンソン変電所とナサイトン変電所の 115kV 主母線が過負荷になると予想されるため、主母線張替による増容量化を実施するよう推奨する。

4.2.9 代替案の技術的考察

上記 4.2.1 節から 4.2.8 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。主要な代替案の概略設計図面(平面図および断面図)を Appendix D-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 4.2.9.1 Technical Assessment of Each Alternative

比較案	規模	長所	短所
A1	40 MW	<ul style="list-style-type: none"> 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。 	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> 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。 	<ul style="list-style-type: none"> 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2m大きくする必要がある。 発電機ローター重量が既存の40MW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	<ul style="list-style-type: none"> 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容易である。 	<ul style="list-style-type: none"> 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理棟の2階部分を撤去し走行路用の

比較案	規模	長所	短所
			<p>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。</p> <ul style="list-style-type: none"> 増設発電所位置は既存の115kV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	<ul style="list-style-type: none"> 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。 	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> 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。 原案のB2-1、B2-1案ではトンネル部で土被りが薄いこと、地質条件が悪いことから難工事が予想された。水路を明り工事に変えたことでそのリスクが解消されている。 	<ul style="list-style-type: none"> 導水路を2条設けるので、左岸斜面に比較的大きな掘削が生じる。 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。 発電所工事の為の仮締切が必要である。
B2'-1-1 B2'-2-1	40 MW 60 MW	<ul style="list-style-type: none"> B2'-1案と同様の長所がある。 明りの掘削を最小限度に留めることができる。 	<ul style="list-style-type: none"> 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。 発電所工事の為の仮締切が必要である。
D2-3 D2-4	80 MW 120 MW	<ul style="list-style-type: none"> 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。 	<ul style="list-style-type: none"> 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。 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のも他の 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 B2'-2-1 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。

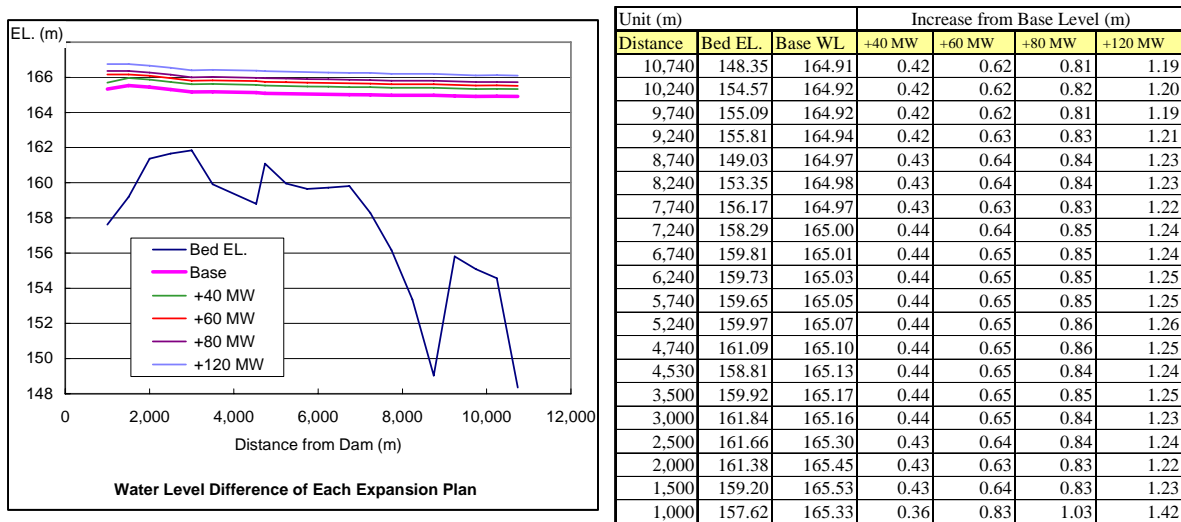
4.2.10 環境影響

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。

(1) 乾期における水位上昇による環境影響

Figure 4.2.10.1 に、ピーク時間帯の不等流計算結果と、各地点における拡張前との水位差について、40 MW、60 MW、80 MW、120 MW 拡張の場合の、それぞれの結果を示す。拡張前の最大出力 155 MW 時の水位をベースとした場合、ベースとの水位差は、下流の各地点でほぼ一定であり、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。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。



Source: Preparatory Survey for Nam Ngum 1 Hydropower Station Expansion (2010)

Figure 4.2.10.1 Result of Non-uniform Flow Calculation: Output Increase at Peak Time

Figure 4.2.10.2 は、乾季水位上昇による影響の聞き取り結果を、ナムリック川・ナムグム川合流地点の下流約 10km に位置する Pakkagnoung 観測所における流量に換算し、流量に対して影響を受ける聞き取り世帯割合として示したものである。Pakkagnoung における流量が 1,000 m³/s になれば、

40%の世帯が水位上昇の影響を受けることを示している。

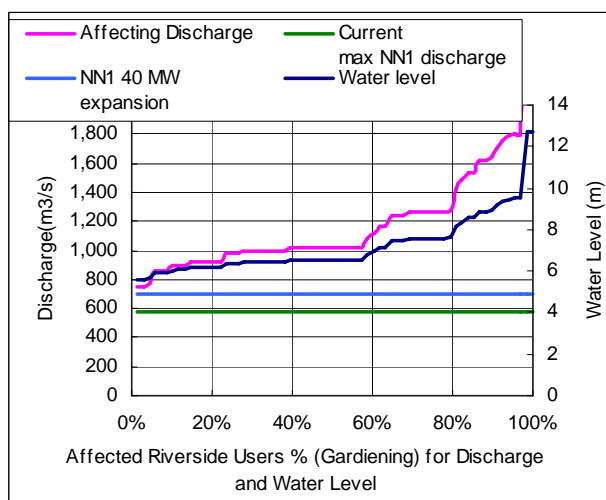


Figure 4.2.10.2 Affected Riverside Users

一方ナムリック川の上流ではナムリック 1/2 発電所が運転開始している。同発電所の容量は100MW、最大使用水量は160 m³/s で、2011年の運用実績は Figure 4.2.10.3 に示す通りである。



Figure 4.2.10.3 Operation Pattern of Nam Lik 1/2

上図より判るように乾季においてナムリック 1/2 発電所はピーク運転、ベース運転の両方に用いられている。ここでは安全側の評価として、乾季にピーク運転でナムリック 1/2 発電所より 160 m³/s が放流されると仮定する。

またナムリック 1/2 発電所下流からナムグム川との合流地点迄の残流域での10年間の乾期最大月平均流量を84 m³/s と概算される。

従いナムリック 1/2 発電所からの放流量が減衰せずにナムグム川との合流地点に到達し、残流域の乾季最大月平均流量と重なった場合の流量は244 m³/s となる。

Pakkagnoung 観測所での流量はナムグム発電所よりの放流量とナムリック川からの流入量の和で

与えられる。従い拡張規模毎の同観測所流量と、それに相当する被影響世帯割合は以下のようになる。実際には下流への影響回避の為に、ナムリック 1/2 とナムグム第一発電所の乾期ピーク運転のパターンを調整し、非影響世帯の割合を減らすことが可能と考えられ、その場合には被影響世帯の割合は低下することになるが、ここでは考慮外とする。

Table 4.2.10.1 Discharge and Affected Riverside User's Ratio

Expansion Scale	Nam Ngum	Nam Lik	Total	Affected Ratio
Existing	465	244	709	0%
40MW	582	244	826	≒0%
60MW	641	244	885	10%
80MW	699	244	943	23%
120MW	816	244	1,060	58%

Prepared by JICA Survey Team

以上に基づき各代替案別の、乾期における水位上昇による環境影響を検討した。代替案別被影響世帯数および負の影響について Table 4.2.10.2 Environmental Impact and Compensation Cost に示す。また、各代替案別の補償費試算についても同 Table に記載した。

40MW 拡張の場合、河岸園芸を営んでいる世帯の水位上昇による影響は予見されない。よって、補償費も発生しない。しかしながら、それ以外の代替案については、拡張が大きくなるにつれ、被影響世帯数が増加することが予見された。

Table 4.2.10.2 Environmental Impact and Compensation Cost

Expansion Capacity (MW)	Water Level Rise in Dry Season (m)	Affected Households (of Total Households %)	Environmental Impact	Estimation of Compensation Cost (US\$ 1,000)
40	0.5	0	No negative impact is expected due to the increase of water level during dry season	0
60	0.8	85 (10%)	About 10 % of the households or 85 households which practice riverbank gardening will be affected due to the increase of water level during dry season Further study such as census survey, inventory of affected assets and socio-economic survey shall be conducted in order to clarify the real scale of affected area.	33.8
80	1.0	194 (23%)	About 23 % of the households or 194 households which practice riverbank gardening will be affected due to the increase of water level during dry season Further study such as census survey, inventory of affected assets and socio-economic survey shall be conducted in order to clarify the real scale of affected area.	77.1
120	1.4	490 (58%)	About 58 % of the households or 490 households which practice riverbank gardening will be affected due to the increase of water level during dry season Further study such as census survey, inventory of affected assets and socio-economic survey shall be conducted in order to clarify the real scale of affected area.	194.8

注)

- ここでの補償費は影響を受ける河岸の土地のみについての試算である。80MW および 120MW の拡張案では、この補償費に加え、送電線(115kV)設置にかかる補償費が必要となる。現時点でこの送電線設置に係る補償費の試算情報が十分でない為、この Table には含めていない。

-補償費の試算は、乾期において水位上昇による影響が予見されるナムグム第一水力発電所の下流域に位置する Bounghphao 村の村長からの情報に基づく。河岸園芸地の平均土地取得値段は、750 USD/ha。また一世帯あたりの平均河岸園芸面積は 0.53ha であった。

- 補償費は、河岸園芸地が水位上昇により最大値である 100%の影響を受けることとして試算されている。現実的には影響は土地の一部であり、よって補償費は試算値より低くなると予見される。

Prepared by JICA Survey Team

なお上記は本プロジェクト域内で河岸園芸を営んでいる世帯総数として 845 世帯を前提とした。

(2) 各代替案の環境社会要件に係る承認過程

ラオスにおける事業の環境社会要件は、Decree on Environmental Assessment (No.112/PM Feb 2010) において、事業者による環境遵守認証(Envirnomentnal Compliance Cerrificate : ECC)の取得と規定されている²。ECC 取得の為には、事業者による初期環境影響評価(Initial Environmental Examination : IEE)もしくは環境影響評価(Environmental Impact Assessment : EIA)の実施、MoNRE によるその結果の審査、承認が必要となる。各代替案の環境社会要件における承認過程を Table 4.2.10.3 Approval Process (Required by MoNRE)に示す。

40MW 拡張の場合は、2009 年に、ECC を取得する為の初期環境影響評価(Initial Environmental Examination : IEE)の実施が要件とされた。IEE 実施後、MoNRE によるその結果の審査を経て、ECC が 2010 年 5 月に交付され、のち 2012 年 7 月にその期限が延長された³。その他の代替案については、新しい拡張案に基づいた承認済み IEE レポートの内容更新でよく、IEE もしくは EIA の実施の必要はない。また、IEE の内容更新に加え、社会調査を実施し、新拡張案による影響の程度を明確にし、Land Acquisition and Compensation Report を作成する必要がある。内容更新した IEE および Land Acquisition and Compensation Report は MoNRE に提出し、承認を受けなければならない。

Table 4.2.10.3 Approval Process (Required by MoNRE)

Expansion Capacity (MW)	Approval Process (Required by MoNRE)
40	ECC was issued in May, 2010 and extended on 9 July, 2012.
60	- Update existing IEE (no IEE or EIA required)

²工事開始前までの事業者による ECC の取得は Decree on Environmental Assessment (No.112/PM Feb 2010) Article4 に規定されている。

³事業者が ECC 交付日の 2 年以内に事業を開始しない場合、ECC は自動的に失効する。その為、EDL は MoNRE に ECC の期限延長申請をした。その申請は承認され、ECC は 2 年延長された。

80	<ul style="list-style-type: none"> •Update IEE report and conduct social survey to prepare Land Acquisition and Compensation Report/Resettlement Report (3 months)
120	<ul style="list-style-type: none"> •Submit the report to the ESIA Dept., MoNRE for review (1~several months) •Obtain an approval letter assuring the validity of issued ECC with renewed expansion capacity

Prepared by JICA Survey Team

4.2.11 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、主要な項目について一位代価を作成し数量を乗じて工事費を算定した。

水門・鉄管工事および発電電機器・送電施設については、「拡張準備調査その1」で得られた2009年水準の価格を以下の物価上昇率で調整し2012年価格とした。

- 外貨 (USD) : 3.88%
- 内貨 (LAK) : 11.42%

他コストは以下の条件で見積もった。

- エンジニアリング費用 : 直接工事費の15%
- 予備費 : 直接工事費とエンジニアリング費用の10%
- 施主側管理費 : 直接工事費、エンジニアリング費用、予備費計の5%
- 物価上昇、用地取得、税、建中金利等は含めない。

各比較案のベースコスト(直接工事費及びエンジニアリング費用)の見積もり結果を Appendix D-2 に示す。その要約を一覧表にして以下の表に示す。

Table 4.2.11.1 Summary of Estimated Construction Costs of Alternatives

Nam Ngum 1 Expansion: Summary of Estimated Base Costs of Alternative Plans														
													Rev. 2012.08.05	
	Description	Unit	40 MW Expansion				60MW Expansion				80 MW Expansion		120 MW Expansion	
			A1	A4-1	A4-3	B2'-1-1	A2	A4-2	A4-4	B2'-2-1	B2-1	D2-3	B2-2	D2-4
1	Construction Cost													
	a) Civil Works	M US\$	21.5	26.8	27.1	22.2	26.8	34.4	34.8	25.0	40.5	64.5	46.3	83.2
	b) Hydraulic Steel Works	M US\$	1.8	2.3	2.3	4.5	3.4	3.4	3.4	6.5	8.4	5.7	12.5	8.4
	c) Electrical/ Mechanical Eq.	M US\$	20.7	24.4	24.4	24.4	34.1*	32.9	32.9	32.9	46.2	47.0	62.7	66.4
	d) Transmission Line	M US\$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.6	5.6	5.6	5.6
	Sub-total	M US\$	44.0	53.5	53.8	51.1	64.3	70.7	71.1	64.4	100.7	122.8	127.1	163.6
2	Engineering	M US\$	6.6	8.0	8.1	7.7	9.1	10.6	10.7	9.7	15.1	18.4	19.1	24.6
	TOTAL (Base Price)		50.6	61.5	61.9	58.8	73.4	81.3	81.8	74.1	115.8	141.2	146.2	188.2
	Ratio		1.00	1.22	1.22	1.16	1.00	1.11	1.11	1.01	1.00	1.22	1.00	1.29

* : Reduction of energy production (US\$ 3.9 M) due to 3-month shutdown of unit-5 during powerhouse roof renewal over Unit 5 is included.

(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

ベースコストは 40 MW 増設では A1 案が最も低く 50.6 百万米ドルと見積もられた。

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 73.4 百万米ドルと見積もられたが、技術的なリスクのより小さい B2'-2-1 案の 74.1 百万米ドルとほぼ同等である。

80 MW および 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。

4.2.12 貯水池運用と発生電力量

(1) 貯水池運用ルール

2010 年に実施されたナムグム第一発電所拡張準備調査では、電力輸入最小化を考慮した最適貯水池運用を検討している。特に代替案の検討では、8 つの代替案のそれぞれについて最適運用ルールを作成し、その運用ルールに基づき 2007 年までのナムグム第一貯水池への流入量を用いて発生電力量を計算している。

本検討では、拡張の意義はオフピークからピークに電力をシフトさせ、ピーク時間に多い電力輸入量を削減させること、前回の準備調査で比較された代替案と本調査での代替案は、レイアウトなどほとんど変わらないことから、前回調査で検討された貯水池運用ルールを適用する。

(2) ナムグム第一貯水池への流入量の算定

発生電力量の算定で用いるナムグム第一貯水池への流入量は、1972 年から 2011 年までのナムグ

ム第一貯水池への流入量を用いる。ただし、検討ではナムグム第二貯水池の貯留効果を考慮するが、前回調査では2007年までのナムグム第二貯水池を考慮した流入量を算定している。今回調査ではナムグム第一発電所から受領した2008年から2011年までのナムグム第一貯水池への流入量を基に、ナムグム第二貯水池の貯留効果を勘案したナムグム第一貯水池への流入量を算定した。ナムグム第二貯水池の貯留効果を勘案したナムグム第一貯水池への流入量の算定では、前回準備調査で構築されたシミュレーションモデルを用い、2008年から2011年のナムグム第二発電所からの放流量を推定した。

(3) 発生電力量

上述の条件を基に、発生電力量計算を行った。各代替案の結果をTable 4.2.12.1に示す。

Table 4.2.12.1 Result of Annual Energy and Dependable Capacity

Option	Expansion Scale	Annual Energy (GWh)	Dependable Capacity (95%)
Existing (w/o Expansion)	0	1,078	110.89
A1	40	1,134	144.45
A2	60	1,138	161.72
A4-1	40	1,133	144.25
A4-2	60	1,136	161.41
A4-3	40	1,132	144.17
A4-4	60	1,135	161.31
B2'-1	80	1,150	188.79
B2'-2	120	1,160	227.82
B2'-1-1	40	1,134	144.39
B2'-2-1	60	1,138	161.74
D2-3	80	1,146	187.83
D2-4	120	1,153	225.78

Prepared by the Survey Team

4.2.13 経済財務分析

(1) 拡張による便益

発電所拡張による便益は、以下の表に示す保証出力(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。

Table 4.2.13.1 Increment of Annual Energy and Dependable Capacity

Expansion Scale	Alternative	Capacity Increment (MW)	Energy Increment (GWh/yr.)
40MW	A1	33.55	56.24
	A4-1	33.35	55.04
	A4-3	33.27	54.57
	B2'-1-1	33.49	55.87
60MW	A2	50.82	60.01
	A4-2	50.51	58.00
	A4-4	50.41	57.35
	B2'-2-1	50.85	60.15
80MW	B2'-1	77.90	72.12
	D2-3	76.94	67.90
120MW	B2'-2	116.93	81.86
	D2-4	114.88	75.46
Reference:	NN1 generation status before expansion (with NN2)		
	Dependable capacity:	110.89 MW	
	Energy Production:	1,077.89 GWh/yr.	

Prepared by the Survey Team

経済便益

拡張と同規模の最も安い代替案としてディーゼル発電（5MW クラス）を想定し、その建設費と運転保守費を基に増加出力と増加電力量の経済価値を算出した。

ディーゼル発電の建設費は世界銀行の資料（ESMAP Technical Paper 122/09）を参考とし、輸送費及び物価上昇を加味して US\$ 657.8/kW とした。一方燃料費は Lao Fuel Company からの見積もりを元に US\$ 0.6376/L とした。

kW 価値と kWh 価値はそれぞれ US\$ 113.11/kW および US\$ 0.1457/kWh と見積もられる。これらの kW 価値と kWh 価値から計算される年間経済便益を Table 4.2.13.2 に示す。

Table 4.2.13.2 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	33.55	56.24	3.79	8.19	11.99
	A4-1	33.35	55.04	3.77	8.02	11.79
	A4-3	33.27	54.57	3.76	7.95	11.71
	B2'-1-1	33.49	55.87	3.79	8.14	11.93
60 MW	A2	50.82	60.01	5.75	8.74	14.49
	A4-2	50.51	58.00	5.71	8.45	14.16
	A4-4	50.41	57.35	5.70	8.36	14.06
	B2'-2-1	50.85	60.15	5.75	8.76	14.52
80 MW	B2'-1	77.90	72.12	8.81	10.51	19.32
	D2-3	76.94	67.90	8.70	9.89	18.60
120 MW	B2'-2	116.93	81.86	13.23	11.93	25.15
	D2-4	114.88	75.46	12.99	10.99	23.99

Reference (*): Generation status before expansion (with NN2):

Dependable capacity: 110.89 MW

Energy production: 1,077.89 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。2017年に予定される平均売電単価を2012年価格水準で評価すると、kWh当り9.39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計算した。

Table 4.2.13.3 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	56.24	52.34	4.92
	A4-1	55.04	51.23	4.81
	A4-3	54.57	50.78	4.77
	B2'-1-1	55.87	51.99	4.88
60 MW	A2	60.01	55.85	5.24
	A4-2	58.00	53.99	5.07
	A4-4	57.35	53.37	5.01
	B2'-2-1	60.15	55.99	5.26
80 MW	B2'-1	72.12	67.12	6.30
	D2-3	67.90	63.19	5.93
120 MW	B2'-2	81.86	76.18	7.15
	D2-4	75.46	70.23	6.60

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

Loss factor = (1-0.06) x (1-0.005) x (1-0.005) = 0.9306

Prepared by the JICA Survey Team

(2) 拡張事業費

各代替案のベースコストは上記 Table 4.2.11.1 に示されている。事業費はベースコストに 10%の予備費と 5%の施主側管理費を加えた値とする。物価上昇、用地取得、税、建中金利等は本検討では含めない。事業費の計算を Table 4.2.13.4 に示す。

Table 4.2.13.4 Project Costs of Alternatives

Expansion Scale	Alternative	Base cost (M US\$)	Contingency and Administration (M US\$)	Project cost (M US\$)
40 MW	A1	50.60	7.84	58.44
	A4-1	61.50	9.53	71.03
	A4-3	61.90	9.59	71.49
	B2'-1-1	58.80	9.11	67.91
60 MW	A2	73.40	11.38	84.78
	A4-2	81.30	12.60	93.90
	A4-4	81.80	12.68	94.48
	B2'-2-1	74.10	11.49	85.59
80 MW	B2'-1	115.80	17.95	133.75
	D2-3	141.20	21.89	163.09
120 MW	B2'-2	146.20	22.66	168.86
	D2-4	188.20	29.17	217.37

Prepared by the JICA Survey Team

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する。

(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。

経済分析は運転寿命を 50 年とし年 10%の割引率を適用して計算する。

財務分析も 50 年の運転寿命を考えるが、割引率は総投資額の 85%に ODA 融資(i=0.7%)が適用される前提で WACC を算出する。WACC は Minimum Rate Test を考慮しない場合、考慮する場合で、それぞれ 3.562%、4.615%となる。

Table 4.2.13.5 Calculation of WACC

WACC Calculation				ODA Loan		Own Fund		Total
WACC Excluding Minimum Rate Test		3.431%						
Weight			0.85				0.15	1.00
Nominal Cost			0.550%	General Condition	10.000%	* Estimation USD Base		
Tax Rate			-	* Not considered in Preliminary		* Not considered in Preliminary Analysis		
Tax Adjusted Nominal Cost			0.550%		10.000%			
Inflation Rate	* (Inflation Gap between Japan - G7)		-2.005%	* Foreign Loan		* Major Advanced Economies (G7)		
Real Cost	(1+NC)/(1+i)-1		2.607%		8.102%			
Minimum Rate Test			-	* Not considered		8.102%		
Weighted Component of WACC			2.216%		1.215%			3.431%
WACC with Minimum Rate Test		4.615%						
Weight			0.85				0.15	1.00
Nominal Cost			0.550%	General Condition	10.000%	* Estimation		
Tax Rate			-	* Not considered in Preliminary		* Not considered in Preliminary Analysis		
Tax Adjusted Nominal Cost			0.550%		10.000%			
Inflation Rate			-2.005%	* Foreign Loan		* USA		
Real Cost	(1+NC)/(1+i)-1		2.607%		8.102%			
Minimum Rate Test			4.000%		8.102%			
Weighted Component of WACC			3.400%		1.215%			4.615%

Prepared by the JICA Survey Team

経済財務分析の結果を Table 4.2.13.6 に示す。

Table 4.2.13.6 Result of Benefit-Cost Analysis

Capacity Exp.	Alternative Plan	Base Cost (\$ mn)	Project Cost (\$ mn)	Economic Benefit-Cost Analysis			Financial Benefit-Cost Analysis				
				Alternative Thermal Power			FIRR	WACC = 3.431%		WACC (MRT) = 4.615%	
				EIRR	NPV (\$ mn)	B/C		NPV (\$ mn)	B/C	NPV (\$ mn)	B/C
40 MW Expansion	A1	50.60	58.44	17.21%	32.99	1.81	7.00%	39.31	1.72	21.09	1.41
	A4-1	61.50	71.03	14.27%	22.99	1.46	5.44%	25.52	1.38	8.46	1.14
	A4-3	61.90	71.49	14.10%	22.18	1.44	5.34%	24.29	1.36	7.44	1.12
	B2'-1-1	58.80	67.91	15.01%	26.00	1.55	5.85%	29.82	1.47	12.27	1.21
60 MW Expansion	A2	73.40	84.78	14.65%	30.00	1.51	4.85%	20.94	1.26	2.76	1.04
	A4-2	81.30	93.90	13.08%	21.62	1.33	4.00%	9.04	1.10	-7.87	0.90
	A4-4	81.80	94.48	12.92%	20.55	1.31	3.90%	7.40	1.08	-9.23	0.89
	B2'-2-1	74.10	85.59	14.55%	29.59	1.49	4.80%	20.43	1.25	2.24	1.03
80 MW Expansion	B2-1	115.80	133.75	12.57%	25.51	1.27	3.22%	-4.70	0.96	-24.77	0.79
	D2-3	141.20	163.09	10.05%	0.56	1.00	1.84%	-39.25	0.74	-56.07	0.61
120 MW Expansion	B2-2	146.20	168.86	12.93%	36.89	1.31	2.63%	-21.31	0.87	-43.13	0.71
	D2-4	188.20	217.37	9.73%	-4.16	0.97	0.95%	-77.46	0.62	-94.13	0.51

Prepared by the JICA Survey Team

経済分析では D2-4 案を除くいずれの案も IRR が 10% を超えているが、A1 案 (40MW) が IRR、B/C とともに最も高くなっており、規模が大きくなる程 IRR と B/C が下がる傾向にある。NPV は D2 案を除きいずれの案でも約 20~30 百万 US\$ 前後となっており、代替案間で大きな差異はみられない。

財務分析では 40MW 案と 60MW 案の一部 (A2 案ならびに B2'-2-1 案) が Minimum Rate Test を考慮する WACC (4.615%) をクリアしている。A1 案 (40MW) が IRR、B/C、NPV いずれも最も高くなっており、規模が大きくなる程経済性が下がる傾向にある。80MW 案ならびに 120MW 案はいずれも Minimum Rate Test を考慮しない WACC (3.431%) をクリアしない。

4.2.14 最適案選定

以上の検討より A1 案 (40MW) が比較代替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。環境面でも他の規模の開発 (60MW~120MW) に比して影響が小さい。

技術的な面、経済・財務的な面、環境の面から総合判断して、A1 案が最適拡張案と考えられる。

60MW 案の一部 (A2 案ならびに B2'-2-1 案) は A1 案に比して投資効率が劣るものの、ハードルレートを依然クリアはしている。環境影響も 40MW に比して若干増えるものの、80MW~120MW 案に比べると小さい。A2 案は洪水吐下の斜面掘削や、建屋の改造が既存 Unit 5 に影響を及ぼすことから、必ずしも技術的に好ましい案ではないが、B2'-2-1 案はそれらのリスクが回避される。より大きな規模の拡張を追求する場合には、投資効率の面では最適案ではないにしても、B2'-2-1 案が検討に値する案と考えられる。

A1 案(40MW)、B2'-2-1 案(60MW)はいずれもダム堤体内穴あけを採用している。本工法は日本に過去 30 年間に 30 の事例を通じ確立されたものであり、十分に信頼性が高い。また B2'-2-1 案(60MW)は水路を左岸側に設けるが、斜面の影響が生じないようにレイアウトを工夫している。いずれの案も技術的には全く問題なく事業遂行が可能である。

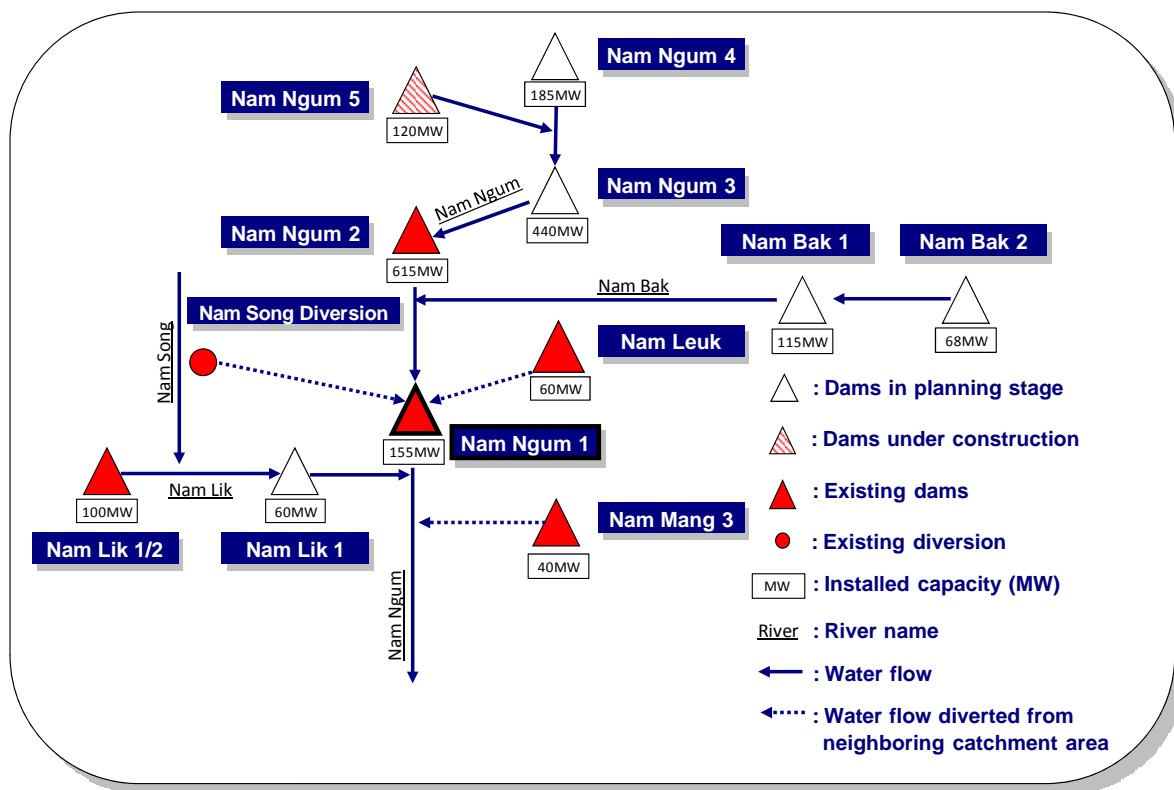
80MW 案ならびに 120MW 案は投資効率が基準を満足しない為、その採用は推奨されない。

第5章 ナムグム水系およびナムグム第一水力発電所の運用

5.1 ナムグム水系の運用

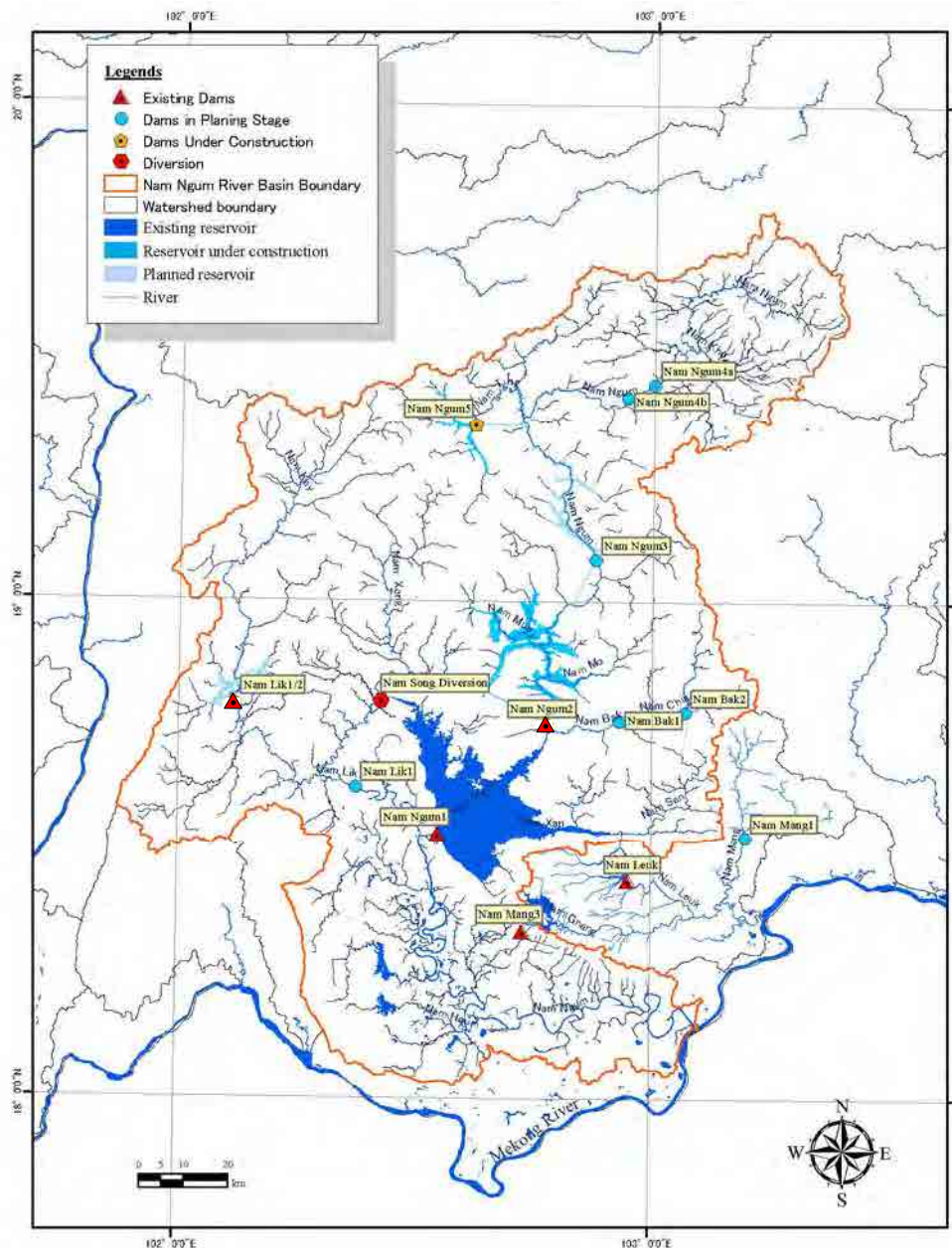
5.1.1 ナムグム第一水力発電所上流のナムグム川の開発

現在、ナムグム第一発電所上流のナムグム水系では、豊富な水資源の有効利用を目的とした多くの水力発電計画が進行中である。ナムグム水系の建設中、計画中および既存発電所の概要図を Figure 5.1.1 に、ナムグム川流域と各水力発電所の位置図を Figure 5.1.2 に示す。また、ナムグム第一発電所の上流域に位置する水力発電計画緒言を、Table 5.1.1 に示す。



Prepared by the Survey Team

Figure 5.1.1 Hydropower Development in the Nam Ngum River Basin



Source : Preparatory Survey on Nam Ngum 1 Hydropower Station Expansion

Figure 5.1.2 Location Map of Hydropower Stations in NNRB

ナムグム第一水力発電所貯水池上流に位置するナムグム第二発電所は、2010年に Initial Operation Day (IOD) を宣言した。しかし、長期売電契約 (PPA) に沿った商用運転の開始となる Commercial Operation Day (COD)は宣言していない。CODによる商用運転の開始は2012年の年末もしくは2013年1月と見込まれ、COD宣言後にナムグム第二発電所の運用は PPA に沿った運用になると考えられる。

Table 5.1.1 Principal Features of Planned Hydropower Station in Upstream of NN1

Items \ Project	Nam Ngum 2	Nam Ngum 3	Nam Ngum 4	Nam Ngum 5	Nam Bak 1	Nam Bak 2
Purpose	IPP (Export)	IPP (Export)	IPP (Export)	IPP (Domestic)	IPP (Export)	IPP (Domestic)
Status	Existing	PPA Signed	Pre-F/S	Under construction	Pre-F/S	Pre-F/S
Main Developer	Southeast Asia Energy Limited (Thailand)	GMS Power	Saigon Invest Group	NN5PC	Southeast Asia Energy Limited (Thailand)	Southeast Asia Energy Limited (Thailand)
Planned Commencement of Power Generation	December 2010	-	-	2012	-	2015
Principal Feature						
Catchment area (km ₂)	5,640	3,888		483	597	320
Storage at FSL (MCM)	2,617	1,407		314	250	190
Average annual inflow (MCM)	6,270	3,090		719	750	400
Type of dam	CFRD	RCC		RCC	RCC	RCC
Dam Height (m)	181	220	125	99	83	85
Design flood of spillway (m ³ /s)	10,855	7,900		3,231	1800	963
Powerhouse	Above ground	Underground		Semi-ground	Semi-ground	Semi-ground
Rated output (MW)	615	440	185	120	115	68
Average annual energy (GWh)	2,310	1,919	748	400	600	357

Prepared by the Study Team

5.1.2 上流開発によるナムグム第一貯水池への流況の変化

ナムグム第一貯水池より上流ではナムグム第二発電所が運用を開始し、ナムグム第三発電所は長期売電契約（PPA）を EGAT と結び、事業が実施に移る可能性が高い。ナムグム第一発電所上流の水力開発は輸出用の民間 IPP のため、情報は得られにくい、得られる情報を基に推定を行う。

(1) ナムグム第二発電所の運用

ナムグム第二発電所は EGAT と長期売電契約（PPA）を結んでおり、EGAT はナムグム第二発電所で起こされた電力の全量を買取る。つまり、ナムグム第二発電所で起こされた電力は 100% タイに輸出される。

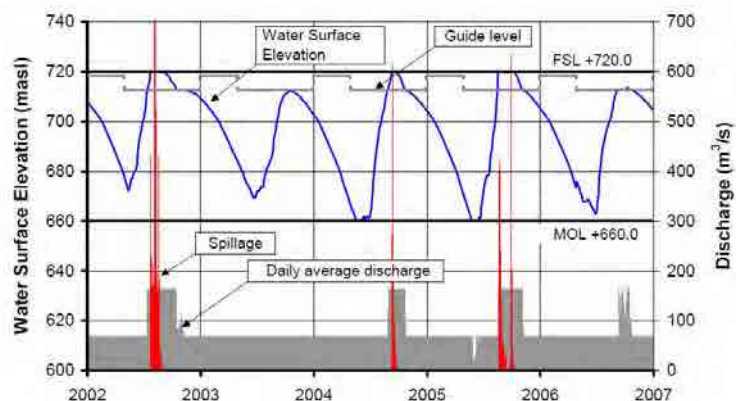
ナムグム第二発電所は PPA に基づき、日曜日を除く平日の 6:00AM から 10:00PM を Primary Energy としてピーク発電を行う。ナムグム第二発電所の Engineer からのヒアリングによると、ナムグム第二発電所は、平日 16 時間のピーク継続時間の内最低 8 時間は発電し、年平均で 10 時間/日発電しなければならない。PPA にはナムグム第二発電所が守るべき最低出力や電力量が指定されており、それを下回ればペナルティが課される。

ナムグム第二発電所は EGAT からペナルティを課されないよう、PPA の発電ルールを順守し、毎年同じような貯水池運用を行うと考えられる。

(2) ナムグム第三発電所の開発と下流発電所への影響

ナムグム第三発電事業は2008年にADBの支援により、下流域の環境影響評価を行っており、ナムグム第三発電所が運用を開始した場合の下流発電所への影響を測るためシミュレーションを行っている¹。ナムグム第三発電事業の運用について得られる情報は限られているため、ここでは、同環境影響評価報告書を引用して述べる。

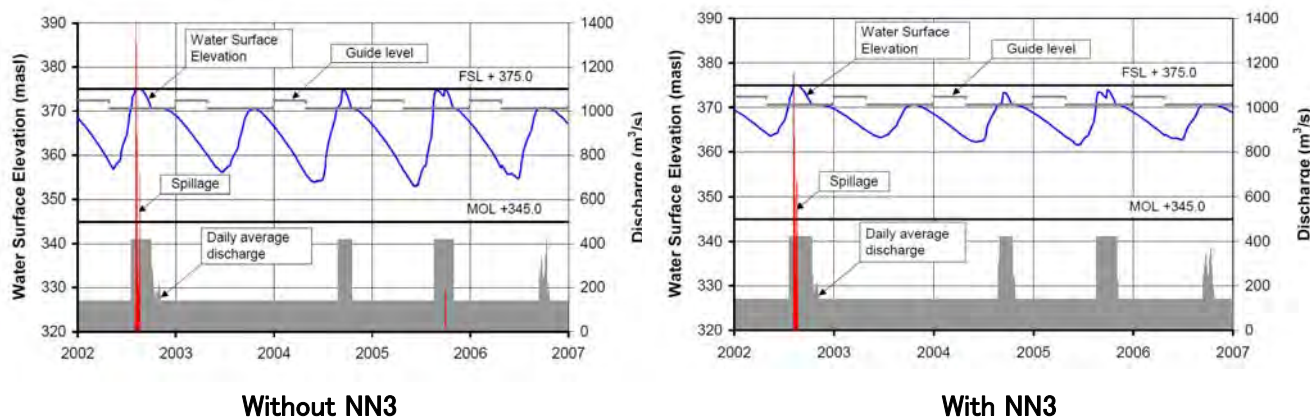
同環境影響評価報告書で、コンサルタントが行ったナムグム第三貯水池の2002年から2005年の水文データを用いた貯水池運用シミュレーション結果をFigure 5.1.3に示す。



Source; “Preparing the Cumulative Impact Assessment for the Nam Ngum 3 Hydropower Project”, February 2008, ADB

Figure 5.1.3 Nam Ngum 3 Reservoir Operation Simulation from 2002 to 2007

ナムグム第三貯水池が出来る事により、ナムグム第二貯水池に流入する流量の季節的変動は平滑化され、乾季流量の増加、及び乾季貯水池水位の上昇が見込まれる。ナムグム第三発電所の有無によるナムグム第二貯水池水位の違いをFigure 5.1.4に示す。



Source; “Preparing the Cumulative Impact Assessment for the Nam Ngum 3 Hydropower Project”, February 2008, ADB

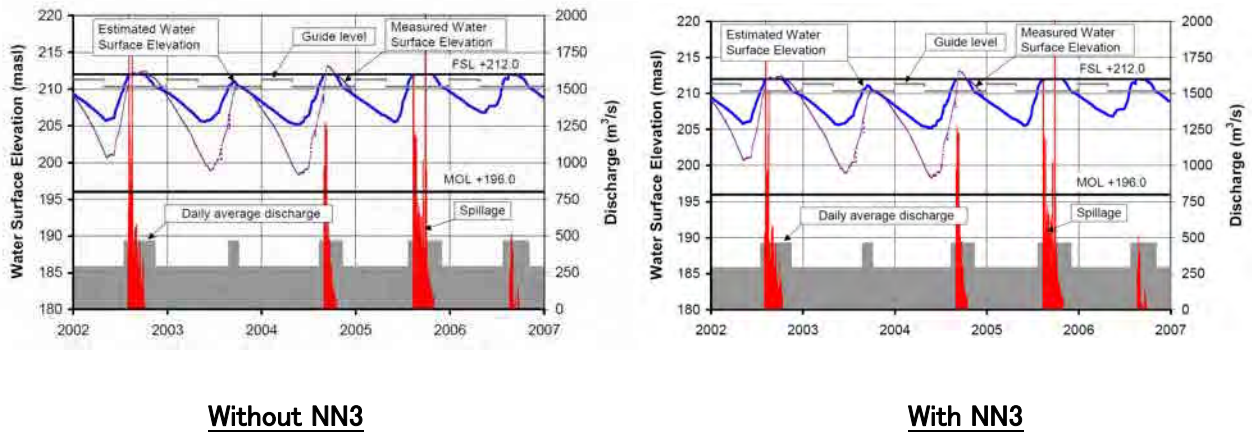
Figure 5.1.4 Nam Ngum 2 Reservoir Operation Simulation from 2002 to 2007

上図に示す通り、ナムグム第三発電所の貯水池の貯留効果によりナムグム第二貯水池の水位が年間を通じ上昇することが分かる。一方で、放流量の変化はほとんど無く、ナムグム第三発電所完

¹ Vattenfall Power Consultant AB, “Preparing the Cumulative Impact Assessment for the Nam Ngum 3 Hydropower Project”, February 2008, ADB

成後もナムグム第二発電所の放流量に変化が無いと言える。しかし、乾季の水位上昇により、単位流量当たりの出力が増え、同環境報告書によれば 36GWh/year の電力量の増加が見込まれる。

ナムグム第三発電所の有無による、ナムグム第一貯水池の貯水池運用シミュレーション結果を Figure 5.1.5 に示す。



Source; “Preparing the Cumulative Impact Assessment for the Nam Ngum 3 Hydropower Project”, February 2008, ADB

Figure 5.1.5 Nam Ngum 1 Reservoir Operation Simulation from 2002 to 2007

Figure 5.1.5 に見られる通り、ナムグム第三発電所の有無によるナムグム第一貯水池の水位と放流量にほとんど変化は無く、ナムグム第三発電所の影響はナムグム第一発電所に及ばない事が分かる。

この一連の検討はナムグム第三発電所が完成し運用を開始したとしても、ナムグム第二発電所は発電パターンを変えないことを前提にしている。実際、ナムグム第三発電所が出来たとしても、ナムグム第二発電所が PPA の規則を変えて年間の発電パターンを敢えて変更するとは考えにくく、妥当な前提と言える。従って、ナムグム第三発電所の有無がナムグム第一発電所の運用に影響を及ぼさないという結論は妥当と考える。

5.1.3 他ドナーによる水系運用計画

現在ナムグム川水系を含むメコン川流域では、世界銀行 (WB) の支援によりメコン川流域の沿岸国に対する統合水資源管理 (IWRM) の導入を目的とした事業が進められており、アジア開発銀行 (ADB) はオーストラリア政府とスペイン協力基金の協調融資によりラオス国河川の統合水資源管理の導入事業を進めている。世銀の事業はメコン川の中国以南のメコン川下流域 (LMB) を対象にし、ADB の事業はラオス国の河川流域の管理を対象にしている。ここでは両機関が進めている事業の概要を述べる。

(1) Mekong Integrated Water Resources Management: World Bank

世銀は、メコン川は流域の社会経済、環境および文化上の重要な資源とみなし、洪水と干ばつおよび気候変動などの課題を踏まえた持続可能な水資源開発が必要と捉えている²。一方で、メコン川は水力発電の開発が進められ、中国を流れるメコン川上流部で5つの水力発電所が建設され、

² World Bank Project Information Document Appraisal Stage, “Mekong Integrated Resources Management” February 2012.

さらにメコン川下流域では 11 か所の水力発電所が計画中であり、流域の水力発電と治水・灌漑など全体的な観点から見た水資源管理を必要としている。世銀はこのような観点から、流域全体の水資源管理のために統合水資源管理を積極的に採用しようとしているが、管理の基礎となる水文観測設備の整備、流域沿岸国の利害調整が課題となっている。世銀は統合水資源管理のメコン川流域への適用を推進するため、タイ、ラオス、カンボジア、ベトナムを対象に、同事業（Mekong Integrated Water Resources Management）を実施することとした。

同事業は、以下の 3 つのコンポーネントから成る。

Component 1: Regional Water Resources Management,

Component 2: National Water Resources Management, and

Component 3: Improved Floodplain and Aquatic Resources Management in Regionally Significant Areas

本調査が実施中の 2012 年 9 月時点では、同事業はコンサルタントの選定段階にあり、まだ本格的な実施には至っていない。

(2) National Integrated Water Resources Management Support Project: ADB, Government of Australia and the Spanish Cooperation Fund for Technical Assistance

2007 年、ラオスでは分散した水利用・水管理の部局を統合し Water Resources and Environment Administration (WREA) を設立した。WREA の設立はラオス国の統合水資源管理の導入を進める上で、重要なステップとなったが、急速な水関連事業の開発を管理する実施能力はまだ十分に備わっていない³。WREA は 2011 年にラオス天然資源環境省 (MONRE) に移管され、ADB は急速に進む水資源開発に対する MONRE の管理能力の強化と、メコン流域委員会のインタフェースとしての実施機関としての強化、開発事業の環境影響遵守強化、ラオスの流域委員会のサポートを目的として、同事業 (National Integrated Water Resources Management Support Project) を実施することとした。

同事業は 4 年間にわたり実施され、以下の 4 つの Output を目標としている。

Output 1: National capacity built in integrated water resources management,

Output 2: River basin management developed,

Output 3: National groundwater management action plan prepared, and

Output 4: Integrated water resources management education strengthened at the National University of Laos

本調査が実施中の 2012 年 9 月時点で、同事業は既にコンサルタントが選定され、実施段階にあった。同事業の報告書等は調査中得られていない。

³ ADB Technical Assistance Report, “Lao People’s Democratic Republic: National Integrated Water Resources Management Support Project” (Cofinanced by the Government of Australia and the Spanish Cooperation Fund for Technical Assistance) January 2011.

(3) ナムグム水系の水利用への影響

世銀が進める統合水資源管理事業は、LMB の重要な水資源管理に関わる対話の促進、環境および災害リスク評価手法の確立、LMB 沿岸諸国の統合水資源管理導入のための法整備、洪水氾濫原管理であり、ADB の進める統合水資源管理事業は、MONRE でプロジェクトを管理する部局である Project Management Unit (PMU) の実施能力の強化、流域委員会設立のサポートおよびパイロット事業としてのナムグム流域委員会の流域管理のサポート、地下水管理等の実施である。世銀はメコン川流域の大きな枠組みの中での IWRM の導入促進であり、ナムグム水系の運用への影響は少ない。また、ADB はナムグム流域委員会の設立および活動に対し支援を行っているが、現状は枠組みを作った段階にあり、具体的な水利用の分配やルールなどは決まっていない。水利用の分配などのルールを将来的に設定するか未定であり、同事業によるナムグム第一水力発電所を含むナムグム水系の運用への影響はないと考えられる。しかし、将来の流域委員会により新しくナムグム川流域の水利用・水分配の決定次第によっては影響がでる可能性もあるが、現時点ではその可能性も低いと考えられる。

5.2 ナムグム第一水力発電所の拡張後の運用計画

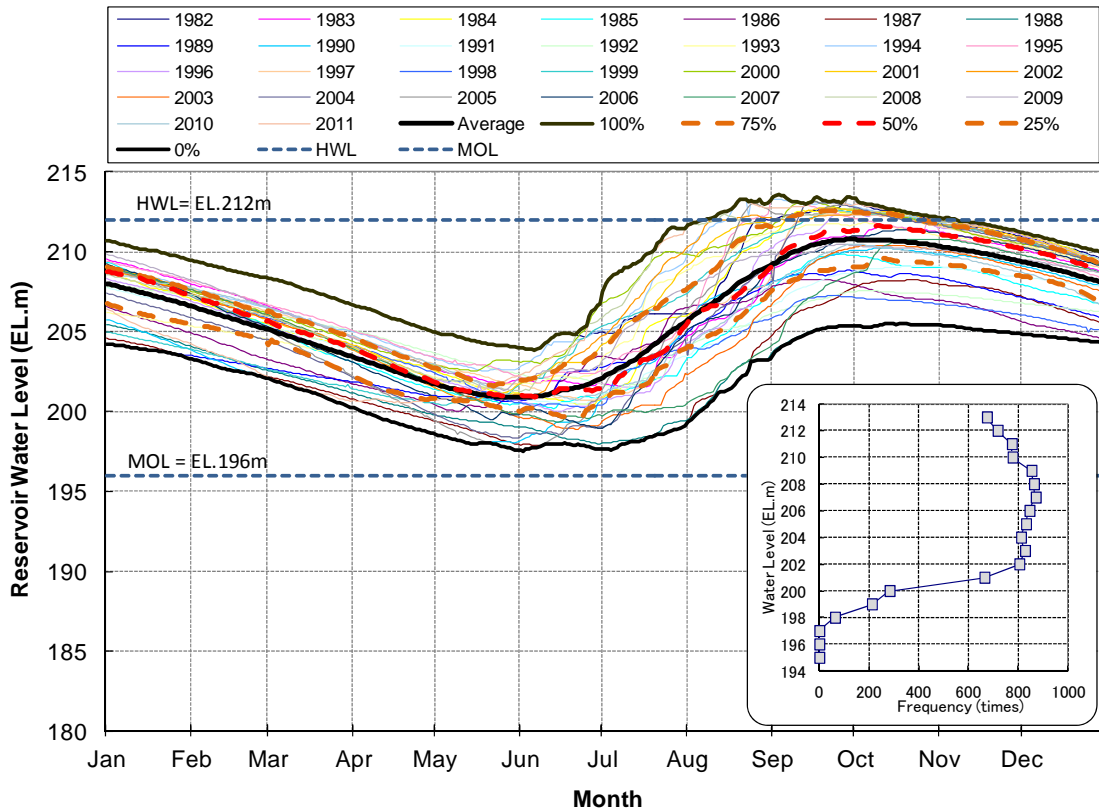
5.2.1 ナムグム第一水力発電所貯水池運用実績

ナムグム第一貯水池の諸元を以下に示す。

Table 5.2.1 Principal Feature of NN1 Reservoir

Items	
Catchment area	: 8,460 km ²
Annual average inflow	: 382 m ³ /s
Plant capacity	: 155 MW
Effective storage	: 7030 MCM
Storage area	: 370 km ²
Dam height	: 75 m
Dam crest length	: 468 m
Dam volume	: 360,000 m ³

ナムグム第一貯水池の水位記録は 1982 年から 2011 年まで 30 年間ある。同貯水池の 30 年間の水位を Figure 5.2.1 に示す。



Data source; Nam Ngum 1 Hydropower Station, and Preparatory Survey on Nam Ngum 1 Hydropower Station Expansion (2010)

Figure 5.2.1 Nam Ngum 1 Reservoir Water Level Record

Table 5.2.2 Statistic of Monthly Water Level

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
MEAN	207.3	205.9	204.2	202.5	201.1	201.4	203.9	207.6	210.3	210.6	209.9	208.7
MAX	210.7	209.5	208.3	206.6	204.9	207.5	211.7	213.5	213.6	213.1	212.2	211.2
MIN	203.3	202.1	200.2	198.5	197.6	197.5	197.6	199.5	203.7	205.3	204.9	204.3
Exceedance WL												
25%	208.5	207.0	205.4	203.6	202.1	202.6	206.1	210.4	212.4	212.3	211.3	210.1
50%	207.9	206.4	204.6	202.6	201.2	201.0	203.6	207.4	210.9	211.4	210.6	209.3
75%	206.1	204.8	203.0	201.2	200.5	200.0	201.6	205.4	208.4	209.1	208.9	207.7
95%	204.1	202.7	201.3	199.7	198.2	198.1	198.8	202.1	206.1	206.9	206.2	205.0

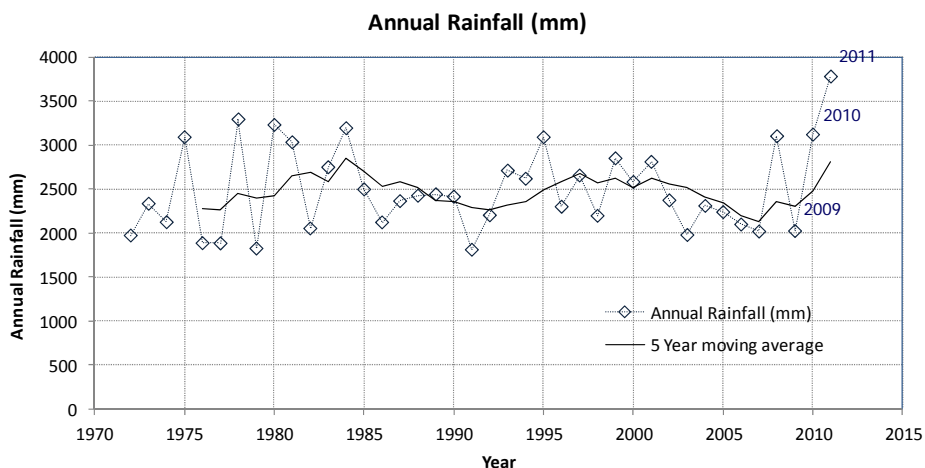
上図に示す通り 1982 年から 2011 年の水位データによると、水位の頻度は 206m から 207m の間が最も高く、30 年間で 869 日（全体の 8.0 %）記録している。

日平均水位からナムグム 1 貯水池は 5 月の終わりに水位 EL. 200 m になり、その後雨季のため水位があがり、9 月下旬から 10 月上旬でほぼ満水位に到達する。

5.2.2 過去 5 年間の貯水池運用

(1) 年間降水量

ナムグム第一発電所で観測された年間降水量を Figure 5.2.2 に示す。



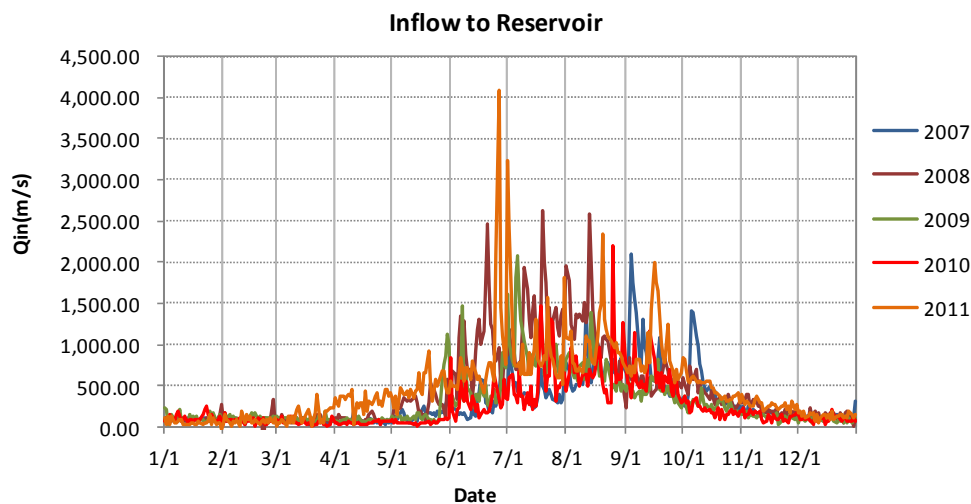
Prepared by the Study Team

Figure 5.2.2 Observed Annual Rainfall in NN1

上図に見られる通り 2011 年の年間降水量は 1972 年にナムグム第一発電所が運転開始以降最も多い。前年の 2010 年も平均の 2500 mm を超えており、2010 年と 2011 年の 2 年連続で豊水年が続いている。

(2) 貯水池運用

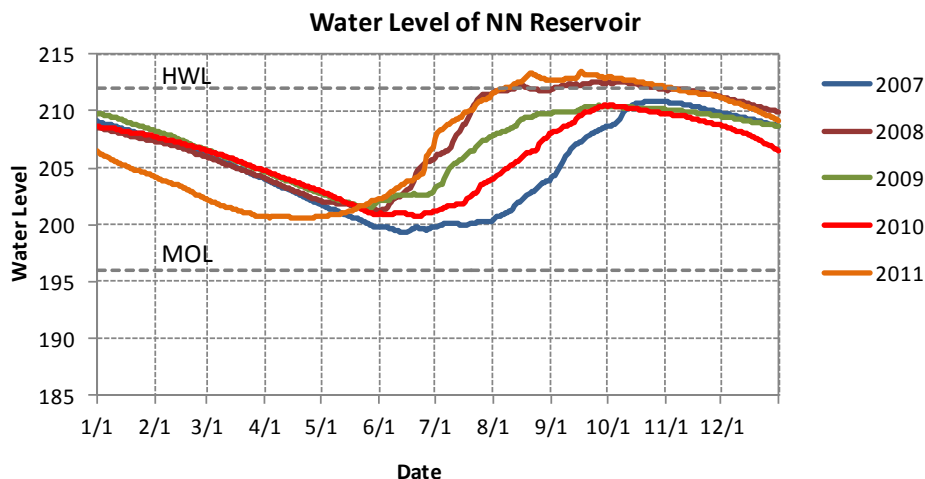
ナムグム第一発電所への流入量データをナムグム第一発電所より受領した。ナムグム貯水池への過去 5 年間の流入量を Figure 5.2.3 に示す。



Prepared by the Study Team

Figure 5.2.3 Observed Inflow into NN1 Reservoir

ナムグム貯水池の過去 5 年間の運用記録を Figure 5.2.4 に示す。



Prepared by the Study Team

Figure 5.2.4 Reservoir Operation Record of NN1 Reservoir

2010年の雨季の貯水池水位は同年に実施されたナムグム第二発電所貯水池の湛水の影響により、水位は満水位まで回復せず、2011年の乾季の貯水池水位は他の年に比べかなり低くなっている。しかしながら、2011年の多雨により雨季に入ってから貯水池水位は直ちに満水位まで回復している。

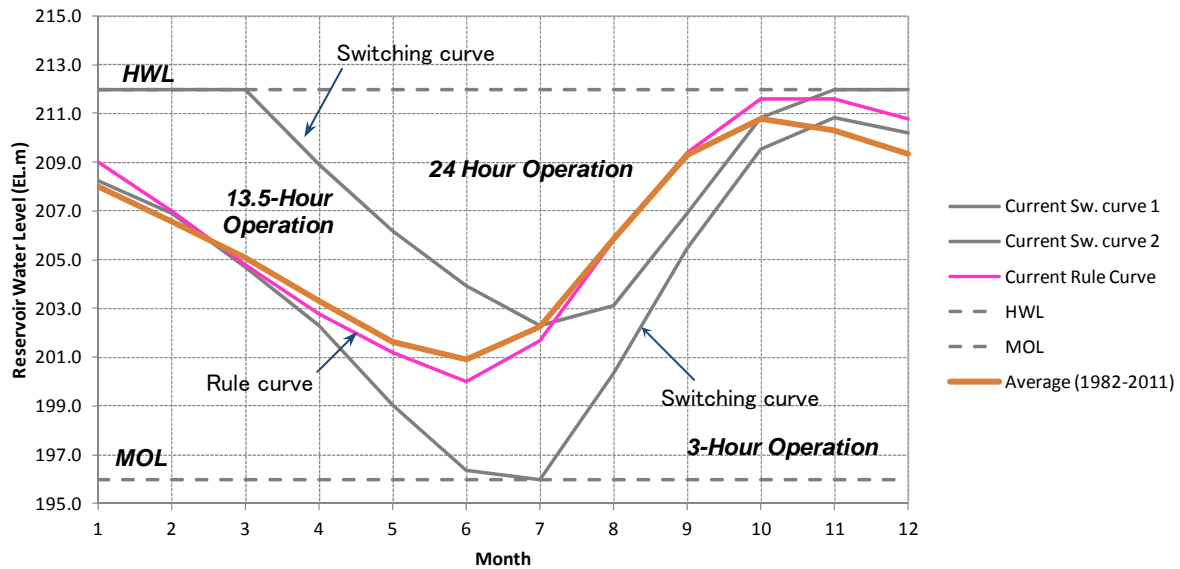
5.2.3 ナムグム第一水力発電所貯水池運用計画

(1) 既設水力発電所の貯水池運用手法

ナムグム水系の水力発電所の貯水池運用は、1990年代から欧米のコンサルタントにより、最適化手法を用いた貯水池運用ルールが提案・実施されてきた。ナムグム第一発電所とナムマン第三発電所は、ドイツのコンサルタントの Lahmeyer International 社(LI)をメインにしたコンサルタントにより策定され、ナムルック発電所はエンジニアリングサービスを担当したフランス Sogreah 社により策定され、運用に用いられている。

(2) ナムグム第一発電所貯水池運用

ナムグム第一発電所貯水池運用は、LIにより1993年により、水力-火力混合電源系統の最適運用プログラム LITHO(Lahmeyer International Thermal-Hydro Optimization)を用いて貯水池運用が見直された。LITHOは確率論的動的計画法を用い、電力系統の系統コスト最小化を目的として最適貯水池運用を提案している。最適貯水池運用は、各月の貯水池水位(ルールカーブ)と貯水池水位に対応した発電時間となる。Figure 5.2.5にLI社が作成した Switching Curveを示す。



Data Source; Nam Ngum 1 Hydropower Station Extension Feasibility and Engineering Study (1995), and Nam Ngum 1 Hydropower Station

Figure 5.2.5 Reservoir Operation Rule of NN1 Reservoir

Figure 5.2.5 では 1982 年から 2011 年の月初めの貯水池平均水位を “Average (1982-2011)” に示している。上図に示す通り、1982 年から 2011 年のナムグム貯水池の運用はルールカーブに沿った運用となっている。

ナムグム第一水力発電所では流入量を更新して LITHO プログラムを走らせ Switching Curve の見直しを行ってきた。しかし、近年では LITHO プログラムの仕様が昨今のコンピュータの仕様に合わなくなったため、LITHO による Switching Curve の更新が出来ない状態にある。2010 年に後述する NNRBDSP で作成された貯水池最適運用ソフト “PARSIFAL” が EDL と MEM に納入された。現在は同ツールを用いて最適貯水池運用を得られるよう試行錯誤を行っている段階である。

(3) Nam Ngum River Basin Development Sector Project (NNRBDSP)

2009 年にナムグム拡張準備調査その 1 が実施されたほぼ同時期にアジア開発銀行とフランス開発庁の融資によりナムグム川流域の統合水資源管理の導入、流域のモデリングと貯水池運用最適化ツールの提供およびキャパシティビルディングを目的としたプロジェクト “NNRBDSP” が実施中であった。

同プロジェクトでは担当コンサルタントの Electricite de France(EdF)により作成された貯水池運用最適化汎用ソフト “PARSIFAL” (Prévision de l’Actif des Réservoirs par Simulation Face aux ALéas – reservoir revenue forecasting by simulation with random events)がラオス側カウンタパートの電力局と EdL に提供されていた。

PARSIFAL は確率論的動的計画法と線形計画法を組み合わせたハイブリッド型の最適化汎用ソフトであり、LITHO と同じく水力-火力混合電源システムの運用最適化を行うためのプログラムである。ハイブリッド型の最適化手法であるが、大枠は確率論的動的計画法である。線形計画法はモデルの時刻 t から次の時刻 t+1 (または t-1) に移行するとき、最適値の抽出に用いられる。また、

確率変数としては水文量や水文量に起因して影響を受ける変数（電力需要など）や、システムの Breakdown 等が考慮されている。PARSIFAL は複数貯水池を考慮できるが、プログラム上個数は 2 個までと限られている。

PARSIFAL による貯水池運用計画の策定は、その概念が複雑なこと、および計算時間が長い（2 時間ほど）ため、PARSIFAL による具体的な貯水池運用ルールは得られておらず、本調査期間中でも依然として本格的に使用されておらず、試行錯誤の段階にあることが判明した。

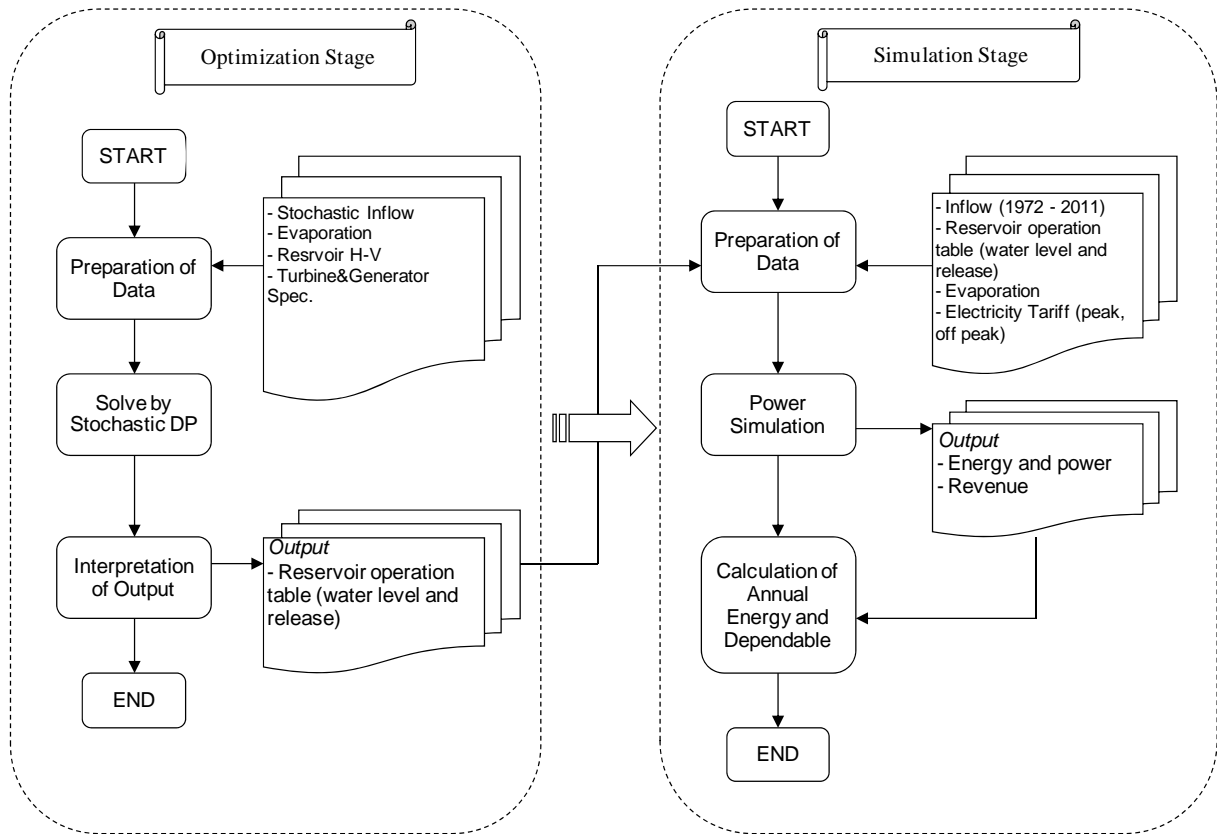
(4) 現在の貯水池運用

調査団によるナムグム第一水力発電所のヒアリングによると、LITHO による貯水池運用のアップデートができず、PARSIFAL も本格的な運用に至っていないため、経験則により貯水池運用を行っているとのことである。ナムグム第二水力発電所の商用運開を 2013 年 1 月に控え、ナムグム第二水力発電所の商用運用に合わせた貯水池運用ルールの構築、および貯水池運用ツールの開発が早急に必要となっている。

5.2.4 ナムグム第一水力発電所貯水池運用計画の見直し

(1) 概要

本検討では、ナムグム第一水力発電所拡張後(40MW)の貯水池運用ルールを求め、最適貯水池運用ルールを用いた電力量の算定を行う。貯水池運用ルールは最適化手法を適用して、貯水池流入量に対してある設定した目的を最大化するような最適解を求めルールの構築する。電力量の算定では、最適貯水池運用ルールを用いて 1972 年から 2011 年の貯水池への流入量を基に、貯水池運用シミュレーションを行い、電力量の算定を行う。本検討のフローを Figure 5.2.6 に示す。

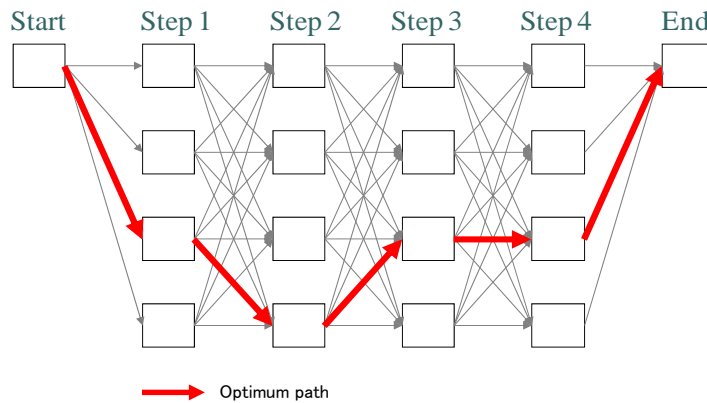


Data Source; Nam Ngum 1 Hydropower Station Extension Feasibility and Engineering Study (1995), and Nam Ngum 1 Hydropower Station

Figure 5.2.6 Flow of Reservoir Operation Study

(2) 貯水池運用最適化手法

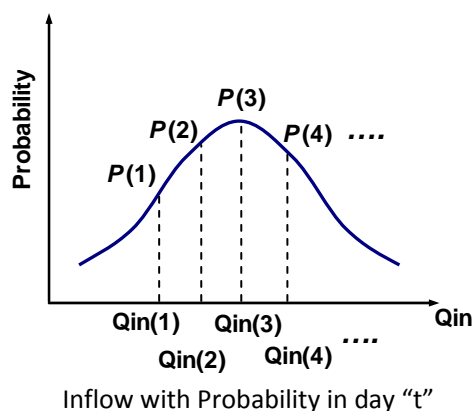
貯水池運用最適化手法として、確率論的動的計画法（Stochastic Dynamic Programming: SDP）を用いる。SDPは動的計画法の一種で、与条件としてのインプットを確率分布にのったランダム変数として考える。動的計画法は最適化手法の一種で、Figure5.2.7に示すような、ある検討期間の最終期に目的関数を最大もしくは最小にさせる最適パスを求める際に用いられる。



Prepared by the Survey Team

Figure 5.2.7 Concept of Seeking Optimum Path in Dynamic Programming

SDP を貯水池運用最適化に適用した場合、日々の流入量を確率変数として捉え、目的関数は期待値の集計値となる。確率変数として流入量を考えた場合の概念図を Figure 5.2.8 示す。



Prepared by the Survey Team

Figure 5.2.8 Concept of Inflow with Probability

SDP では、流入量を確率で与えるため、例えば雨季などで流入量のばらつきが大きい場合は、ばらつきの程度に応じた最適解を与える。従い、ラオスのようなモンスーン気候で、年ごとの流入量の変動ある地域では有効な手法と考える。

SDP の貯水池運用への適用は 1971 年に Butcher⁴などの例を初めとし、EDF が作成した最適貯水池運用計算ソフト PARSIFAL や LI が作成した LITHO でも用いられており、貯水池の最適運用を求める手法として一般的に用いられている。

(3) 目的関数

動的計画法における目的関数は、再帰関数の形をとる。SDP における目的関数は以下で示される。

$$V_t(x) = \max \{E(f_t(x_t, x_{t+1}, u_{t,p})) + V_{t+1}(f_{t+1}(x_{t+1}, x_{t+2}, u_{t+1}))\}$$

動的計画法では $V_t(x)$ を $t=1$ から T まで計算し、 $V_t(x)$ を最大化させる $x(t)$ を求める。本検討では PARSIFAL など既存の最適運用ツールが日単位であることを考慮して t を日単位とし、 $T=365$ (日) とする。上式内の $E()$ は期待値の演算子を示す。 $f_t()$ が t 日におけるアウトプットであり、電力量最大化の場合は、 t 日における発生電力量となる。

$f_t()$ に最適化させたい項目（電力量やピーク出力）が入り、 $f_t()$ の取り方により運用が変わる。

前回のナムグム拡張準備調査では、既設発電所の拡張は概して電力量の増加は望めないため、そもそも財務的には成り立ちにくく経済性から事業が評価されることから、経済性評価の評価対象となるピーク時間の保証出力の確保を前提とし、その上で電力量最大化を目的とした最適化を行っている。本調査においても、ナムグム第一水力発電所の拡張の意義は前回調査と変わらないため、前回調査同様保証出力を確保した電力量最大化を目的とする。

⁴ Butcher, W., Stochastic dynamic programming for optimum reservoir operation, *Water Resources Bulletin.*, 7(1), 115-123, 1971

一方で、前回調査では、2015年から電力供給量が電力需要量に対し圧倒的に不足し、不足分を電力輸入で賄う必要があると予想されたため、ラオス政府の要望もあり電力輸入最小化も考慮している。しかしながら、2012年にJICAにより実施された「ラオス国ラオス首都圏地域における電力需給調査」では、北部地域の電源開発により2017年以降ラオス国の年間の電力供給量が電力需要量を上回り、年間のバランスで見ればEDLからEGATへの電力輸出量が電力輸入量を上回る結果となった。従って、電力輸入の削減は本事業の目的とはならず、本最適化検討では電力輸入の最小化を目的関数から除外した。

(4) 貯水池運用ルール

動的計画法により得られるアウトプットは、各期 (t 日)、離散化した貯水量 (V_i) における、次期 ($t+1$ 日) の目標貯水量となる。動的計画法により得られる貯水池運用ルールの概念を Figure 5.2.9 に示す。

Figure 5.2.9 に示す通り、動的計画法は年間 365 日分の各期、各貯水量の目標貯水量を与える。実際のアウトプットは、上表の矢印の部分に次期の目標貯水量が入る。ただし、本検討で得られる貯水池運用表は膨大な大きさとなるため、結果表の掲載は割愛する。

Discrete Reservoir Volume	Time Step (Daily)										
	1	2	3	⋯	t	⋯	⋯	364	365		
V_1	→	↘	↘		-				→	→	
V_2	→	↘	↘		-				↗	↗	
V_3	→	→	↘		-				↗	↗	
⋮											
V_i											
⋮											
V_N	→	→	→		-				↗	↗	

- Reservoir volume does not change
- ↗ Increase reservoir volume
- ↘ Decrease reservoir volume

Prepared by the Study Team

Figure 5.2.9 Concept of Reservoir Operation Rule Table Given by SDP

(5) 他貯水池の取り扱い

前回の拡張準備調査その1では、ナムダム水系水力発電所の運用検討としてナムダム水系のナムダム第一水力発電所、ナムルック水力発電所、ナムマン第3発電所と国内向けIPPのナムリック1/2水力発電所の運用に自由度を持たせて、最適貯水池運用の検討を行った。拡張準備調査その1の検討の結果、ナムダム第一発電所の拡張によるナムルックとナムマン第3発電所の各貯水池への運用は限定的であり、年間発生電力量も変わらないことが確認された。また、ナムリック1/2発電所の運用に自由度を持たせ、他発電所と連携した最適運用を行ったとしてもその効果は限定的であることが、確認された。

実際の運用では、ナムダム第一水力発電所とEDL-Genが運営するナムルックなどの発電所は週ごとに協議を行い、連携した運用を行っているがそれぞれの貯水池運用ルールカーブから逸脱した運用となっていない。これは、ナムダム第一水力発電所の貯水池容量に比べて、貯水池容量が小さく、流入量に対する調整能力が低いため、流入量の季節変動に合わせた貯水池運用をせざるを

得ないためであり、よってルールカーブに沿った運用にならざるを得ない。ナムリック 1/2 発電所については、同発電所が IPP であることから、その運用は長期売電契約（PPA）に基づき融通性に欠けるため、自由度を持たせて運用することは実質的に困難である。

従い、上述の事項を勘案するとナムグム第一水力発電所が拡張されたとしても、ナムグム第一水力発電所以外の発電所の貯水池の運用が変わるとは考えにくい。よって、本最適化検討ではナムグム第一水力の貯水池のみに自由度を持たせ、拡張前と拡張後の貯水池運用を検討することとする。

(6) 検討ケース

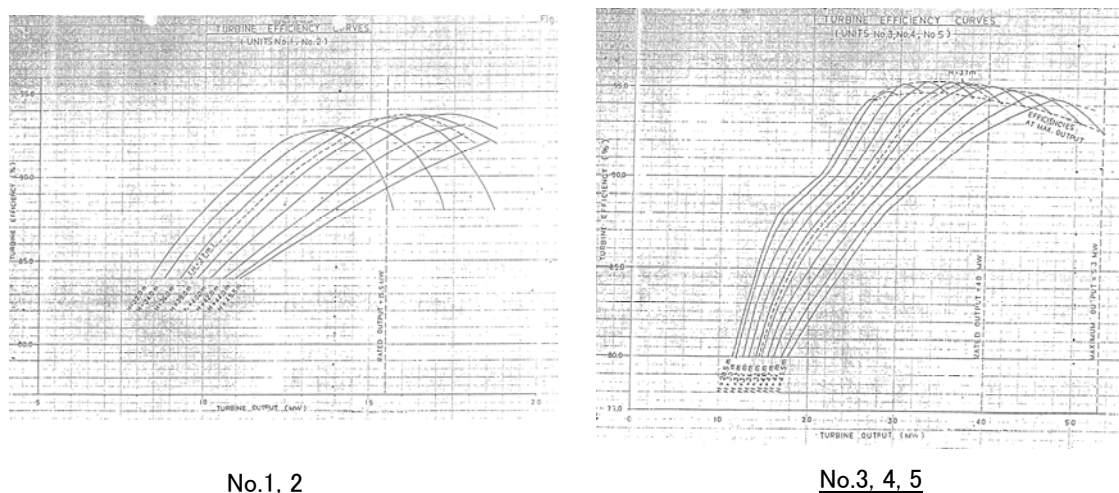
本検討では、ナムグム第一発電所拡張（40MW）したケースと、しないケースを考慮する。なお、両ケースともナムグム第 2 発電所の商用運転を前提とする。

(7) 制約条件

本最適化の制約条件は、ハード的な制約条件は貯水容量、最大使用水量、最小使用水量となり、絶対条件とならないソフト的な制約条件は、下流への環境放流（117m³/s）となる。

(8) 水車効率

既設の No.1,2,3,4,5 水車の効率カーブを Figure 5.2.10 に示す。



No.1, 2

No.3, 4, 5

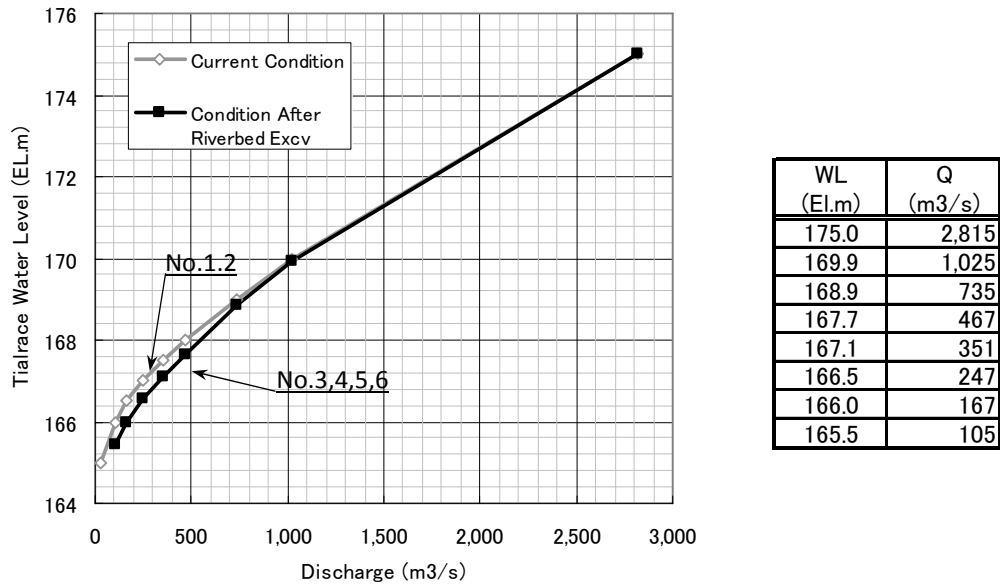
Source; “Study and suggestion on the operation of the Nam Ngum hydroelectric power station, Mar. 1992“

Figure 5.2.10 Turbine Efficiency Curves

40MW 拡張後のナムグム第一水力発電所全体の流量—水頭—出力の関係は、ナムグム拡張準備調査で検討されており、本調査でも同結果を踏襲する。

(9) 放水庭水位

放水庭水位は、1, 2 号機は現状と同じ放水庭水位と放流量の関係を用い、3, 4, 5, 6 号機は放水庭露頭河床掘削後の水位—流量曲線を用いる。放水庭水位—流量曲線を Figure 5.2.11 に示す。



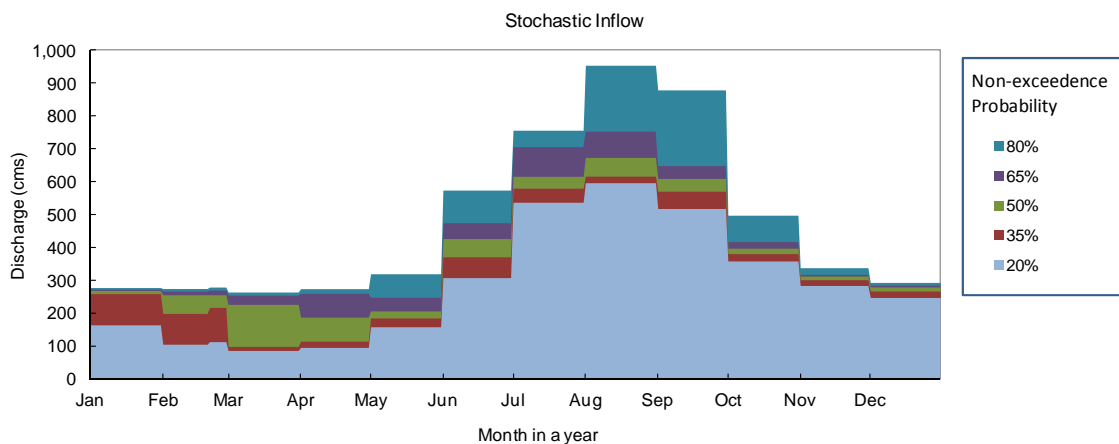
Source: Preparatory Survey on Nam Ngum 1 Hydropower Station Expansion (2010)

Figure 5.2.11 Tailrace Water Level Rating Curve After Riverbed Excavation

(10) 確率付き日流入量

ナムグム第一貯水池への流入量はナムグム第2発電所が商用運転していることを前提とし、ナムグム拡張準備調査その1以降得られた流入量データについては、ナムグム第2発電所から受領したルールカーブを基にシミュレーションを行い、その放流量をナムグム第一貯水池への流入量とした。

SDPは前述の通り、流入量を確率変数として扱う。1972年から2011年までの40年間のナムグム第一貯水池への流入量を5段階の非超過確率で離散化させた。Figure 5.2.12に離散化させた確率付日流量(365日分)を示す。同確率付き日流量はSDPによる貯水池運用最適化計算に用いる。

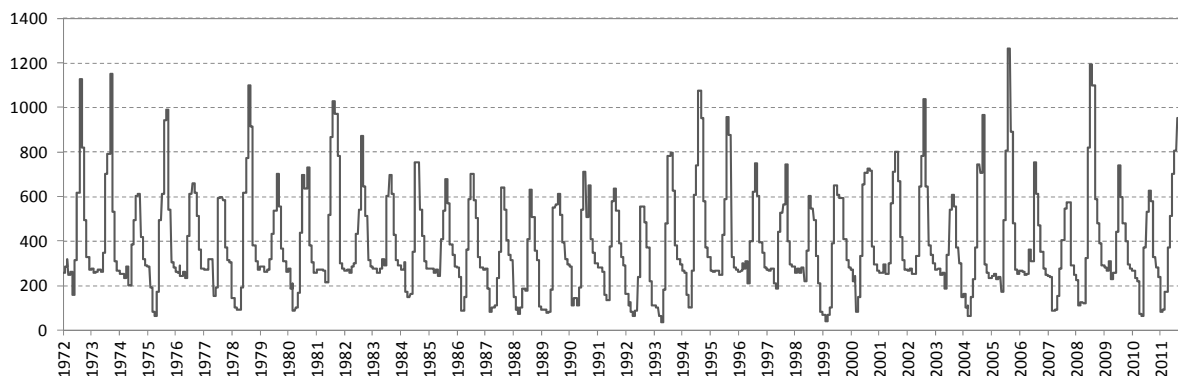


Prepared by the Survey Team

Figure 5.2.12 Discretized Stochastic Inflow to the Nam Ngum 1 Reservoir

(11) 貯水池運用シミュレーション用の流入量 (1972年～2011年)

1972年～2011年までのナムグム第一貯水池流入量（ナムグム2有り）を Figure 5.2.13 に示す。この40年間の日流量は最適化後のシミュレーションで用いられる。

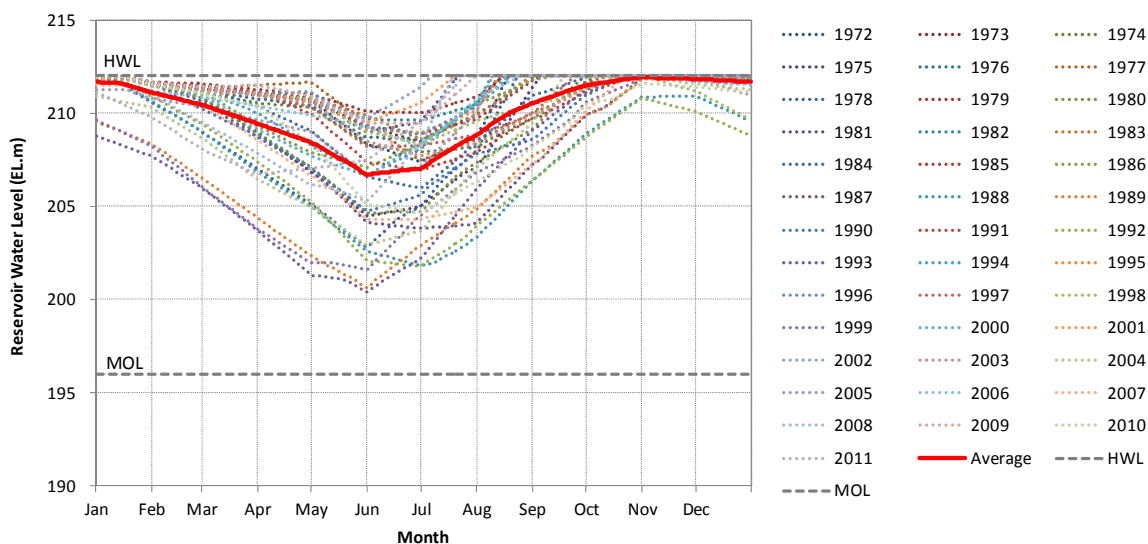


Prepared by the Survey Team

Figure 5.2.13 Inflow into the Nam Ngum 1 Reservoir from 1972 to 2011

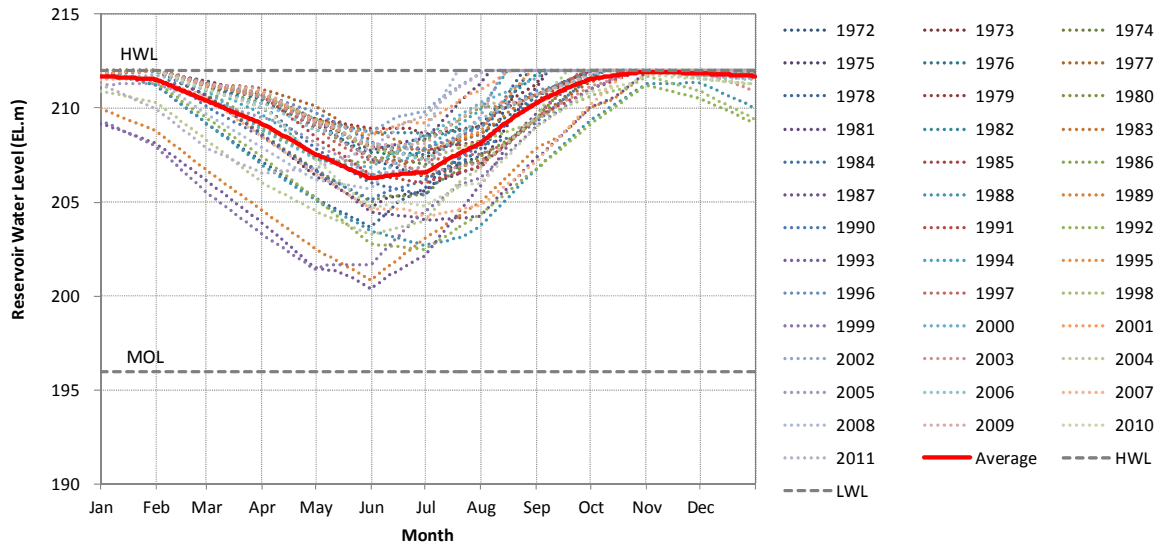
(12)貯水池運用シミュレーション結果：貯水池水位

最適計算により得られるナムグム第一水力発電所拡張前と拡張後の最適貯水池運用ルールを基に、1972年から2011年の発電シミュレーションを行った。拡張前の貯水池水位を Figure 5.2.14 に、40MW 拡張後の貯水池水位を Figure 5.2.15 に示す。



Prepared by the Survey Team

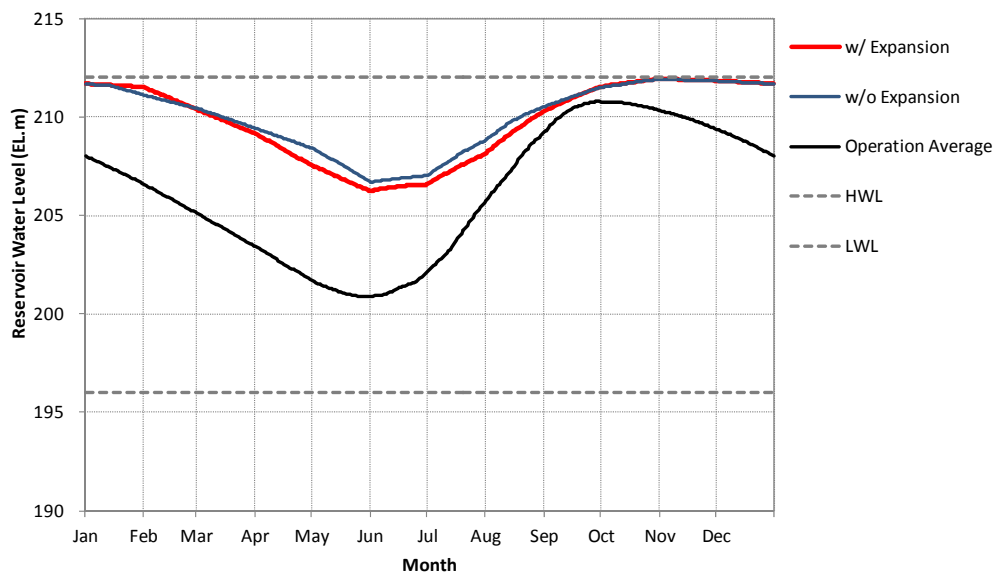
Figure 5.2.14 Nam Ngum 1 Reservoir Operation for without Expansion Case



Prepared by the Survey Team

Figure 5.2.15 Nam Ngum 1 Reservoir Operation for with Expansion Case

拡張前と拡張後の両ケースの平均水位を Figure 5.2.16 に示す。



Prepared by the Survey Team

Figure 5.2.16 Nam Ngum 1 Reservoir Operation for with Expansion Case

Figure 5.2.16 には 1982 年から 2011 年までのナムグム貯水池水位の平均値（黒線）も示してある。図より、現状のナムグム第一貯水池の運用に比べ貯水池水位がかなり上がるのわかる。これは、ナムグム第 2 発電所の完成による流入量の平滑化による。拡張前と拡張後を比べると、貯水池水位はほぼ同じか、拡張後がわずかながら水位が下がる結果となっている。この結果の傾向は、ナムグム拡張準備調査その 1 と変わりはない。

(13)貯水池運用シミュレーション結果：年間発生電力量および保証出力

拡張前と拡張後の電力量および各時間帯の保証出力（95%超過確率出力）を Table 5.2.3 に示す。

Table 5.2.3 Annual Energy and Dependable Power for “without” and “with” Expansion

Item	w/o Expansion	w/ Expansion
Annual Energy	1,117	1,176
Peak		
Dependable Power (18:00-22:00)	114	151
Dependable Power (9:00-18:00)	114	106
Off-Peak		
Dependable Power (22:00-0:00)	39	38
Dependable Power (0:00-9:00)	38	38

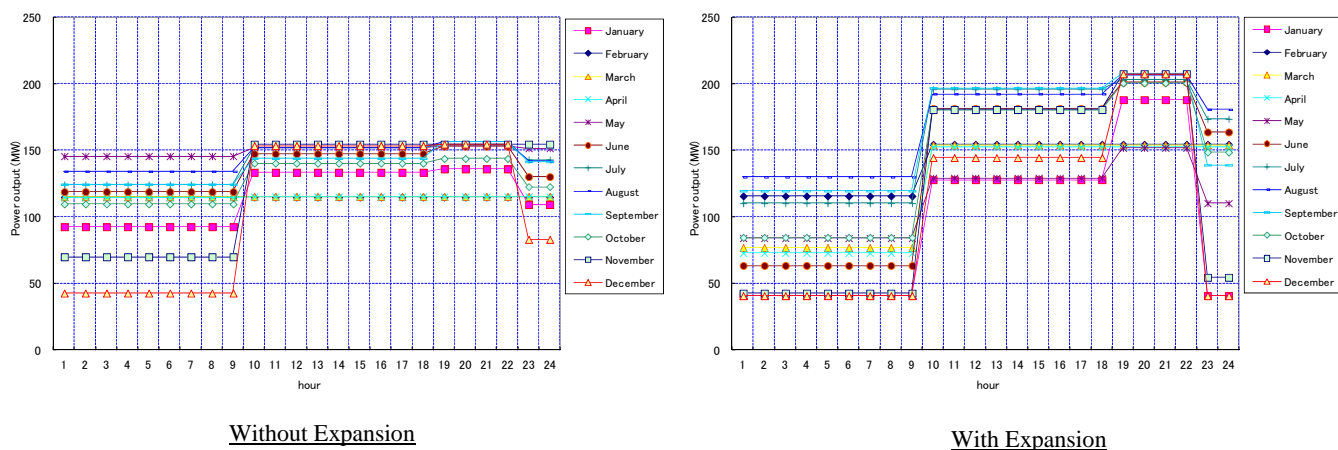
Prepared by the Survey Team

前回のナムグム拡張準備調査その 1 では、拡張前の電力量平均は 1071GWh で拡張後の年間発生電力量の平均値は 1127GWh であった。ナムグム拡張準備調査その 1 に比べ、拡張前で 46GWh、拡張後で 49GWh 増加した。これは、前回調査では電力輸入量の最小化が含まれていたが、今回の検討ではその目的が外されたため、貯水池運用の自由度が増したためと考えられる。

もし拡張後においてもラオス国の電力輸入量が急増し、ナムグム第一水力発電所により電力輸入量を減らすような運用になれば、前回の拡張準備調査のように年間発生電力量が抑えられると考えられる。

(14)貯水池運用シミュレーション結果：24 時間出力

ナムグム第一水力発電所拡張前と拡張後の 24 時間の平均出力を Figure 5.2.17 に示す。



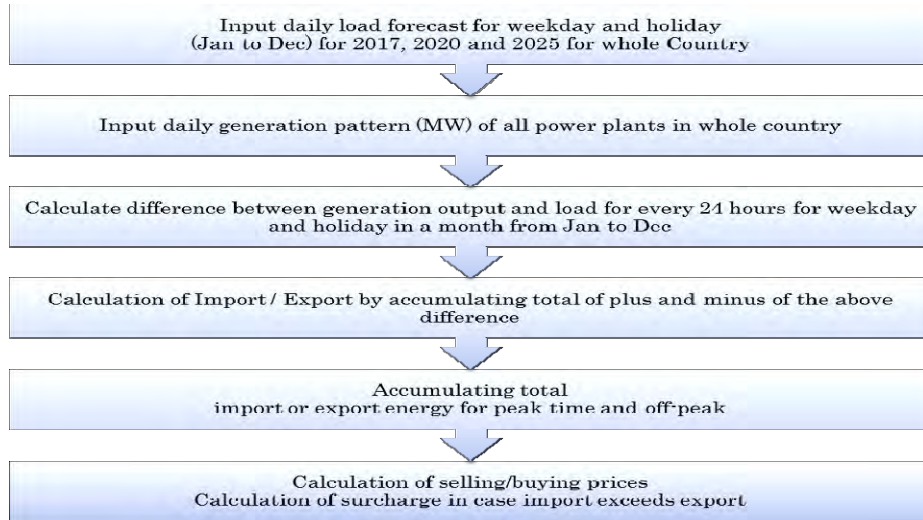
Without Expansion
Prepared by the Survey Team

Figure 5.2.17 Nam Ngum 1 Reservoir Operation for with Expansion Case

Figure 5.2.17 に示す通り、ナムグム第一水力発電所拡張により、9：00－18：00 の昼時間ピークと 18：00－22：00 までの夜間ピークの出力が増加し、その分オフピーク時間の出力が低下しているのが分かる。

(15)ナムダム第一発電所拡張による電力輸出入への影響

「ラオス国首都圏電力需給調査(2012年)」では、40MW 拡張規模におけるナムダム第一発電所の拡張を実施する効果として、拡張事業の前後におけるタイとの電力輸出入をシュミレーションし、電気料金を試算した。電力輸出入の解析には、下図に示す通り、ラオス全土の予測される負荷と発電出力を1時間単位で差分を算出し、それぞれを累計して電力量を算出した。

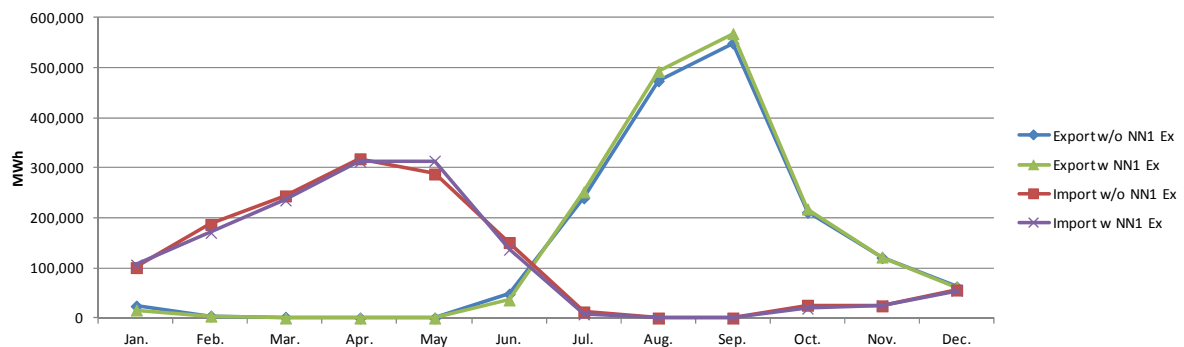


Prepared by Study Team

Figure 5.2.18 Flow of Method for Simulation of Power Import or Export

1) 2017年の電力輸出入 (40MW 拡張時)

本調査において見直されたナムダム第一水力発電所の拡張後の発電パターンを利用し、他の発電所の発電パターンや予測される負荷は「ラオス国首都圏電力需給調査(2012年)」と同様の条件にて電力輸出入量を再度算出したところ、以下に示す通りの結果となった。



Prepared by Study Team

Figure 5.2.19 Power Import/Export with and w/o NN1 Expansion (2017)

Table 5.2.4 Power Import/Export with and w/o NN1 Expansion (2017)

	w/o NN1 Expansion						40MW Expansion					
				(MWh)						(MWh)		
	Export			Import			Export			Import		
	Off-peak	Peak	Total	Off-peak	Peak	Total	Off-peak	Peak	Total	Off-peak	Peak	Total
Jan.	23,928	0	23,928	44,870	55,863	100,733	16,005	0	16,005	51,944	54,680	106,624
Feb.	3,959	0	3,959	82,370	104,759	187,129	4,049	0	4,049	75,128	95,217	170,345
Mar.	1,653	0	1,653	106,204	137,786	243,991	194	0	194	107,205	128,000	235,205
Apr.	0	0	0	173,173	144,797	317,970	0	0	0	175,799	136,689	312,488
May	0	0	0	133,296	154,422	287,718	0	0	0	153,346	160,668	314,014
Jun.	47,971	0	47,971	47,257	103,528	150,785	36,055	0	36,055	42,044	94,843	136,887
Jul.	215,914	24,139	240,053	3,686	8,579	12,265	219,724	32,109	251,833	2,303	5,523	7,826
Aug.	358,690	114,968	473,659	0	0	0	365,700	126,698	492,398	0	0	0
Sep.	410,110	138,919	549,028	0	0	0	415,908	152,037	567,946	0	0	0
Oct.	192,276	18,966	211,242	5,638	19,941	25,580	192,182	25,465	217,647	3,853	15,309	19,162
Nov.	84,081	36,575	120,656	12,385	11,880	24,265	80,143	41,715	121,858	16,502	8,979	25,481
Dec.	55,897	6,290	62,187	32,981	22,912	55,893	56,682	5,159	61,841	34,494	20,215	54,709
Total	1,394,479	339,856	1,734,335	641,861	764,468	1,406,329	1,386,642	383,184	1,769,826	662,618	720,123	1,382,740

Prepared by Study Team

2017年は、全国の発電設備容量が需要に追いつくと予測される年であり、そのため年間の電力輸入量と輸出量はほぼ拮抗している。乾季は水量減による発電可能出力の低下から、多くの電力を輸入せざるを得ないが、雨季はそれを若干上回る電力量を輸出していることが分かる。ナムグム第一発電所の拡張が実施されると、下表の通り、電力輸入量は23.6GWh減り、輸出量は35.5GWh増加する。そのため、電力輸出入の収支を59.1GWh改善する効果が得られる。

Table 5.2.5 Comparison of Power Import/Export with and without NN1 Expansion in 2017 (MWh)

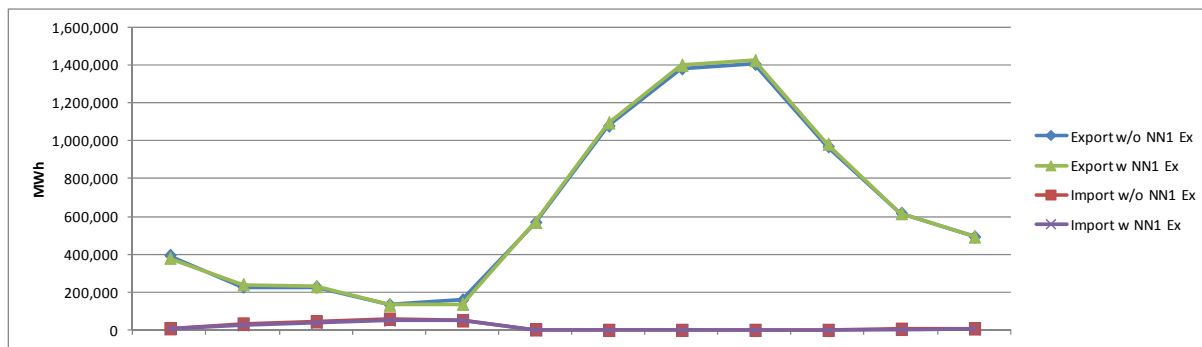
2017		Off-Peak	Peak	Total
w/o NN1 Ex	Export	1,394,479	339,856	1,734,335
	Import	641,861	764,468	1,406,329
	Balance	752,618	-424,612	328,006
w NN1 Ex	Export	1,386,642	383,184	1,769,826
	Import	662,618	720,123	1,382,740
	Balance	724,025	-336,939	387,086
Difference between with and w/o	Export	-7,837	43,328	35,491
	Import	20,757	-44,345	-23,588
	Balance	-28,594	87,673	59,080

Note: Balance : Export-Import

Prepared by Study Team

2) 2020年の電力輸出入

2020年の電力輸出入量を算出した結果を下図表に示す。2020年には常に発電量が需要を上回ることから年間を通して輸入はほとんど必要なく、特に6月~12月にかけて多くの電力が輸出されると見込まれる。



Prepared by Study Team

Figure 5.2.20 Power Import/Export with and w/o NN1 Expansion (2020)

Table 5.2.6 Power Import/Export with and w/o NN1 Expansion (2020)

	w/o NN1 Expansion			(MWh)			40MW Expansion			(MWh)		
	Off-peak	Peak	Total	Off-peak	Peak	Total	Off-peak	Peak	Total	Off-peak	Peak	Total
Jan.	220,980	173,757	394,737	8,858	0	8,858	205,555	174,994	380,549	8,482	0	8,482
Feb.	140,933	87,824	228,757	32,079	1,033	33,112	143,844	96,572	240,417	27,056	239	27,295
Mar.	148,200	79,874	228,074	43,691	1,098	44,789	141,979	88,385	230,364	39,505	248	39,752
Apr.	82,972	50,807	133,779	50,834	7,960	58,794	75,273	57,266	132,989	47,022	5,500	52,522
May	104,719	54,510	159,229	46,864	2,789	49,654	89,164	48,884	138,048	51,902	2,867	54,769
Jun.	369,658	199,306	568,964	2,753	0	2,753	361,998	207,992	569,989	1,796	0	1,796
Jul.	679,053	399,243	1,078,296	0	0	0	683,195	411,320	1,094,515	0	0	0
Aug.	899,614	480,526	1,380,140	0	0	0	907,644	491,236	1,398,880	0	0	0
Sep.	893,199	511,142	1,404,341	0	0	0	898,992	523,636	1,422,628	0	0	0
Oct.	607,025	362,363	969,388	0	0	0	608,717	373,494	982,211	0	0	0
Nov.	328,865	288,268	617,134	5,285	0	5,285	319,756	296,309	616,065	4,230	0	4,230
Dec.	272,896	219,577	492,473	7,732	0	7,732	271,203	221,143	492,346	6,767	0	6,767
Total	4,748,114	2,907,197	7,655,311	198,096	12,881	210,976	4,707,770	2,991,231	7,699,001	186,760	8,854	195,614

Prepared by Study Team

ナムダム第一発電所が 40MW 拡張されれば、下表に示す通り、電力輸出量は 43.7GWh 増加し、輸入量は 15.4GWh 減少すると見込まれる。

Table 5.2.7 Comparison of Power Import/Export with and without NN1 Expansion in 2020 (MWh)

2020		Off-Peak	Peak	Total
w/o NN1 Ex	Export	4,748,114	2,907,197	7,655,311
	Import	198,096	12,881	210,976
	Balance	4,550,019	2,894,316	7,444,335
w NN1 Ex	Export	4,707,770	2,991,231	7,699,001
	Import	186,760	8,854	195,614
	Balance	4,521,010	2,982,377	7,503,387
Difference between	Export	-40,345	84,034	43,689
	Import	-11,335	-4,027	-15,362
w and w/o	Balance	-29,009	88,061	59,052

Note: Balance : Export-Import

Prepared by Study Team

3) 電力輸出入による電力料金

算出したピーク時間帯とオフピーク時間帯の電力輸出入量を利用して、EGAT と EDL 間に発生する電気料金を算出した。算出には、下表の現在（2012 年）の単価を利用した。

Table 5.2.8 Unit Price for Export and Import with Thailand

Unit: Bath/kWh

Tariff	Export	Import
Peak	1.6	1.74
Off-Peak	1.2	1.34

Source: EdL

2017年、輸出総量は輸入を上回ることから、EDLはEGATにサーチャージを支払う必要はない。ナムグム第一発電所の拡張が実施されなければ、EDLがEGATから受け取る電気料金は26.877百万タイバーツである。拡張が実施されれば、EDLが受取る電気料金は、輸出入の改善効果により136.144百万タイバーツに増加する。

Table 5.2.9 Electricity Prices for Power Import and Export to Thailand (2017)

Without NN1 Expansion (2017)							
	Export			Import			Payment
	Off-peak	Peak	Total	Off-peak	Peak	Total	(*1000Baht)
Jan.	28,713	0	28,713	60,126	97,202	157,328	128,615
Feb.	4,750	0	4,750	110,375	182,281	292,656	287,906
Mar.	1,984	0	1,984	142,314	239,748	382,062	380,078
Apr.	0	0	0	232,052	251,948	483,999	483,999
May	0	0	0	178,616	268,694	447,310	447,310
Jun.	57,565	0	57,565	63,324	180,139	243,463	185,899
Jul.	259,097	38,622	297,719	4,940	14,927	19,867	-277,852
Aug.	430,429	183,949	614,377	0	0	0	-614,377
Sep.	492,132	222,270	714,401	0	0	0	-714,401
Oct.	230,732	30,346	261,077	7,555	34,698	42,253	-218,824
Nov.	100,897	58,520	159,417	16,596	20,671	37,267	-122,150
Dec.	67,077	10,064	77,141	44,195	39,866	84,061	6,920
Total	1,673,375	543,770	2,217,145	860,093	1,330,175	2,190,268	-26,877
							(Pay to EGAT by EDL)
With NN1 Expansion (2017)							
	Export			Import			Payment
	Off-peak	Peak	Total	Off-peak	Peak	Total	(*1000Baht)
Jan.	19,206	0	19,206	69,604	95,143	164,748	145,542
Feb.	4,858	0	4,858	100,672	165,677	266,349	261,491
Mar.	233	0	233	143,655	222,720	366,375	366,141
Apr.	0	0	0	235,571	237,838	473,409	473,409
May	0	0	0	205,483	279,563	485,046	485,046
Jun.	43,266	0	43,266	56,339	165,027	221,366	178,100
Jul.	263,669	51,375	315,044	3,086	9,610	12,697	-302,347
Aug.	438,840	202,717	641,557	0	0	0	-641,557
Sep.	499,090	243,260	742,350	0	0	0	-742,350
Oct.	230,619	40,744	271,363	5,163	26,638	31,801	-239,561
Nov.	96,172	66,744	162,916	22,113	15,623	37,736	-125,180
Dec.	68,018	8,255	76,273	46,222	35,174	81,395	5,123
Total	1,663,971	613,095	2,277,065	887,908	1,253,014	2,140,921	-136,144
							(Pay to EDL by EGAT)

Prepared by Study Team

次に、2020年の電気料金を試算すると、下表の通りとなった。

Table 5.2.10 Electricity Prices for Power Import and Export to Thailand (2020)

Without NN1 Expansion (2020)							
	Export			Import			Payment (*1000Baht)
	Off-peak	Peak	Total	Off-peak	Peak	Total	
Jan.	265,176	278,011	543,187	11,869	0	11,869	-531,318
Feb.	169,120	140,518	309,638	42,986	1,798	44,784	-264,854
Mar.	177,840	127,798	305,638	58,546	1,910	60,456	-245,182
Apr.	99,567	81,291	180,857	68,117	13,851	81,968	-98,889
May	125,663	87,216	212,879	62,798	4,854	67,652	-145,227
Jun.	443,589	318,890	762,479	3,689	0	3,689	-758,791
Jul.	814,863	638,790	1,453,653	0	0	0	-1,453,653
Aug.	1,079,537	768,841	1,848,378	0	0	0	-1,848,378
Sep.	1,071,839	817,827	1,889,666	0	0	0	-1,889,666
Oct.	728,430	579,781	1,308,211	0	0	0	-1,308,211
Nov.	394,638	461,229	855,868	7,082	0	7,082	-848,786
Dec.	327,475	351,323	678,798	10,361	0	10,361	-668,437
Total	5,697,737	4,651,515	10,349,252	265,448	22,412	287,860	-10,061,392
							(Pay to EDL by EGAT)
With NN1 Expansion (2020)							
	Export			Import			Payment (*1000Baht)
	Off-peak	Peak	Total	Off-peak	Peak	Total	
Jan.	246,666	279,990	526,656	11,367	0	11,367	-515,289
Feb.	172,613	154,516	327,129	36,255	417	36,672	-290,457
Mar.	170,375	141,416	311,791	52,936	431	53,367	-258,424
Apr.	90,867	91,626	182,494	63,009	9,570	72,579	-109,914
May	106,997	78,214	185,211	69,549	4,988	74,537	-110,674
Jun.	434,397	332,787	767,184	2,406	0	2,406	-764,778
Jul.	819,834	658,112	1,477,947	0	0	0	-1,477,947
Aug.	1,089,173	785,977	1,875,150	0	0	0	-1,875,150
Sep.	1,078,791	837,818	1,916,608	0	0	0	-1,916,608
Oct.	730,460	597,590	1,328,050	0	0	0	-1,328,050
Nov.	383,708	474,094	857,802	5,668	0	5,668	-852,134
Dec.	325,443	353,829	679,272	9,068	0	9,068	-670,204
Total	5,649,324	4,785,970	10,435,294	250,259	15,406	265,664	-10,169,629
							(Pay to EDL by EGAT)

Prepared by Study Team

ナムグム第一発電所の拡張が実施されない場合、EDLがEGATから受け取る電気料金は10,061百万タイバツである。拡張が実施されれば、EDLが受取る電気料金は増加し、10,170百万タイバツとなる。

第6章 最適拡張計画の基本設計

6.1 貯水池および水路系基本仕様

6.1.1 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 6.1.1 に示す。

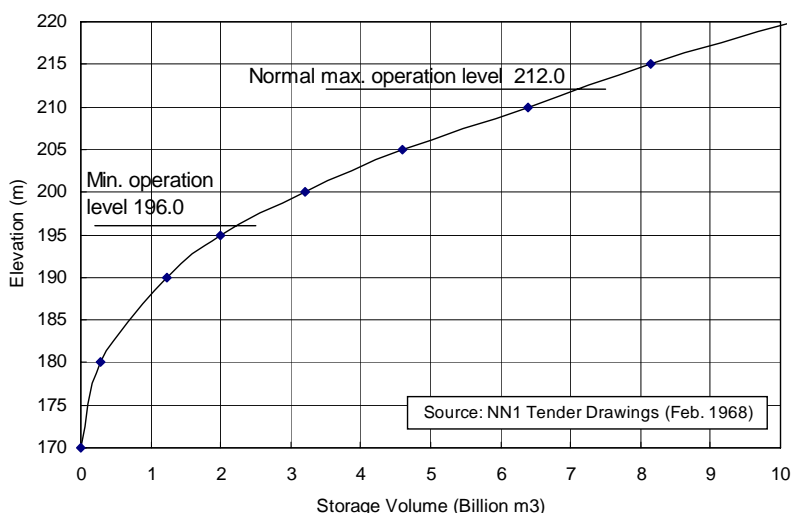


Figure 6.1.1 NN1 Reservoir Storage Curve

NN1 の上流でナムグム第2 発電所 (NN2) が 2011 年に完成し運用が開始された。NN2 の貯水池は 29.9 億 m³ 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。NN2 運用前は NN1 への流入量は乾季と雨季で大きな差があり、乾季には $50 \text{ m}^3/\text{s}$ 程度まで流入量が減少する一方、雨季には $800 \text{ m}^3/\text{s}$ 以上の流入量が続いた。しかし NN2 の完成により 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。

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 6.1.2 に示す。

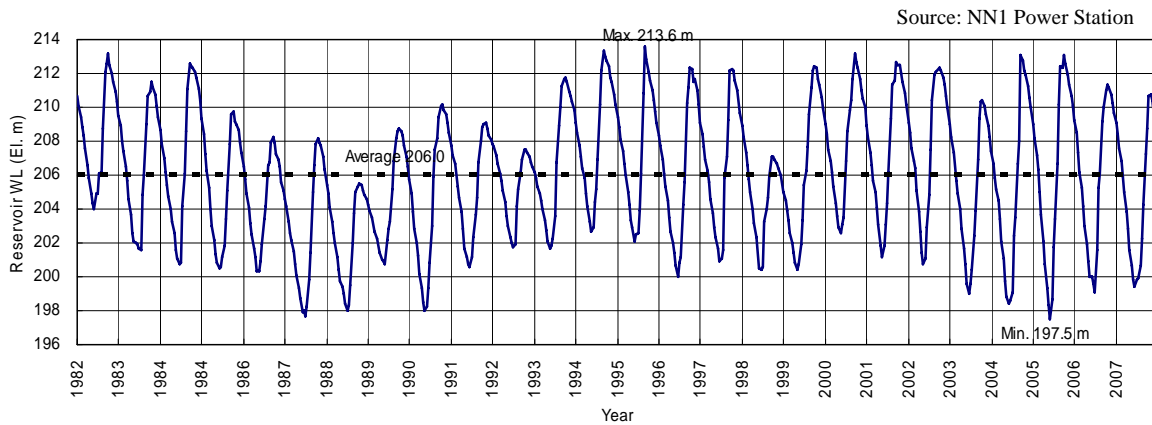
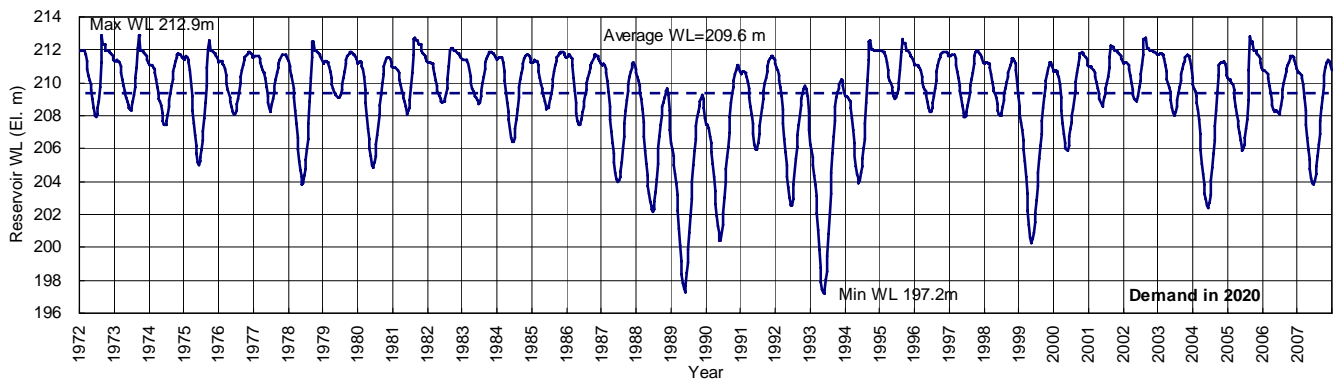


Figure 6.1.2 Reservoir WL under Existing Condition (Actually Observed in 1982-2007)

「拡張準備調査その1」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 6.1.3 に示す。



Source: NN1 Power Station

Figure 6.1.3 Simulated Reservoir WL with 40MW Expansion (with NN2)

Figure 6.1.4 は 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。

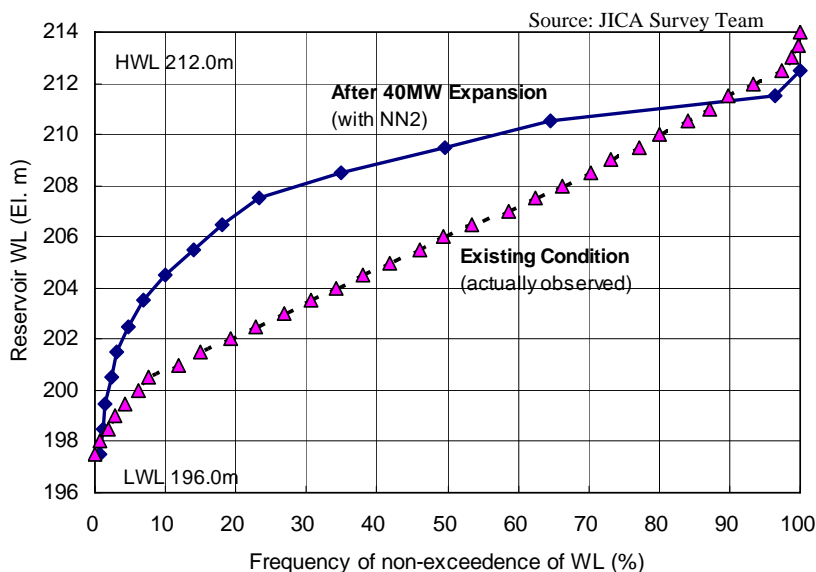


Figure 6.1.4 Reservoir WL Frequency Before and After Expansion

NN1 増設前 (NN2 運用前) と 40 MW 増設後の貯水池水位変化を Table 6.1.1 に示す。

Table 6.1.1 Reservoir Water Level Rise after Expansion

	貯水池水位	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 が完成後 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、前項で述べたように増設後の NN1 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。

6.1.2 増設 6 号機の定格放水庭水位

既存の 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)に示されたものがあり、2009 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。

一方、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。

この露頭河床を掘削することにより放水庭水位が下がり、発生電力量を増加させることができる。「拡張準備調査その 1」で検討された通り同露頭河床の掘削は事業の経済性改善に貢献することから、これを事業のスコープに加え、放水庭水位設定の前提条件とする。

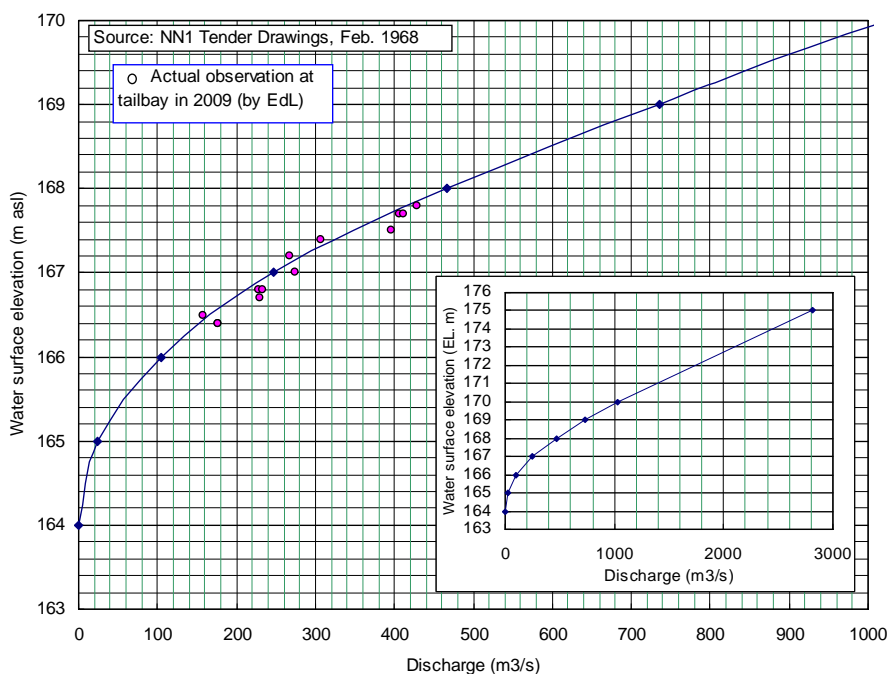


Figure 6.1.5 NN1 Power Station Tail Water Rating Curve

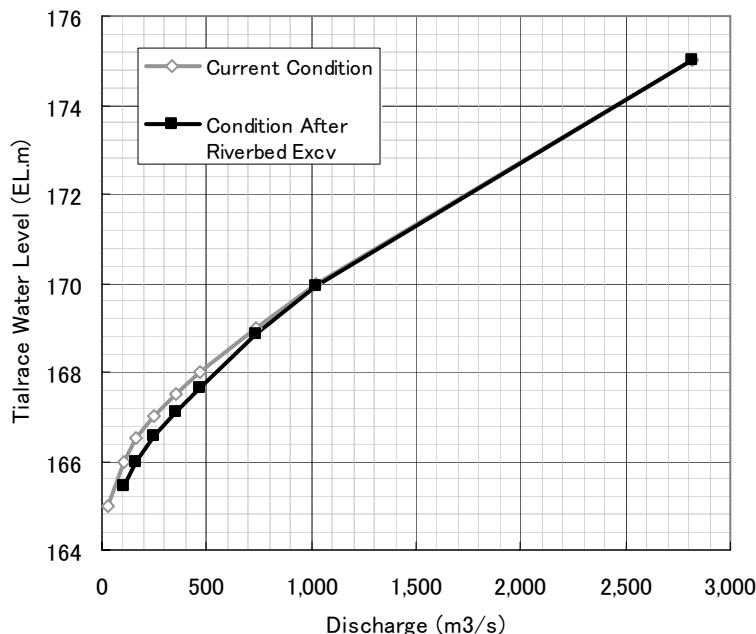
現状の流下状況の再現および露頭河床掘削後の流下状況の検討から「拡張準備調査その 1」では放水庭水位低下量を下表のとおり推定している。

Table 6.1.2 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

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。



Prepared by the JICA Survey Team

Figure 6.1.6 Tailrace Water Level Rating Curve After Riverbed Excavation

なお「拡張準備調査その1」によれば、既存水車1、2号機の水車中心位置は現状の放水庭水位に対しキャビテーションの面で余裕がない。従い上記の露頭河床掘削による放水庭水位の低下は増設6号機ならびに既存水車3、4、5号機を対象とし、既存水車1、2号機については現状の放水庭水位を下げないように放水庭にCofferdamを設ける等の対策を行うこととする。

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。その時の放水庭水位はEL. 168.2m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。

6.1.3 増設6号機の定格落差

(1) 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 m³/sである。後述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。

$$\begin{aligned}
 \text{6号機水車流量(最大)} &: 111.2 \text{ m}^3/\text{s} \\
 \text{損失水頭 (最大), 取水口およびゲート} &: 0.19 \text{ m}
 \end{aligned}$$

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. 209.6 m
定格放水庭水位：	EL. 168.2 m
水路系損失水頭 (Q=111.2 m ³ /s)：	1.20 m
有効落差：	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。

6.2 取水口

6.2.1 取水口

6.2.1.1 取水口形式

先の FS レポートにおいては、表 6.2.1 の左欄に示す取水口形式を最適案として推奨した。本形式では施工の信頼性は高いものの、仮設備としては異例なほど上流締切がコスト高(10.7M USD)であり、かつ水位制約なしにはこの仮締切を軽量化できない点が課題であった。

Phase-2 ではプロジェクトの経済性向上のためには仮締切の軽量化が求められていた。6.2.3 節に後述する通り、上記の趣旨から Phase-2 では仮締切をバルクヘッド形式に変更し、それによって仮締切のコストを 5.6M USD にまで縮減することができた。しかし、それに伴って永久構造物の設計も表 6.2.1 の右欄の通りに見直さなければならなかった。

Table 6.2.1 Facilities of Intake

	FS (Phase-1, 2010 Jan)	FS (Phase-2, 2012 Oct)
Power Output	40 MW	same as on the left
Waterway Layout	Diversion though dam piercing (No.20 BL)	same as on the left
Temporary Enclosure Works	Channel-shaped steel enclosure (30 m height)	Bulkhead (12m Height)
Intake Gate	High-pressure slide gate at downstream of dam piecing (Capable of closure under current)	Roller gate installed in tower at downstream of dam piecing (Capable of closure under current)
Inspection Gate	Stop-logs settled through groove at the upstream surface of dam (Same as the existing units)	Stop-logs settled through the gate groove just upstream of the intake gate
Trashrack	Removable through groove at the upstream surface of dam (Same as the existing units)	Fixed at the dam upstream surface
Lining in Dam Piercing	Steel Lining	Concrete Lining

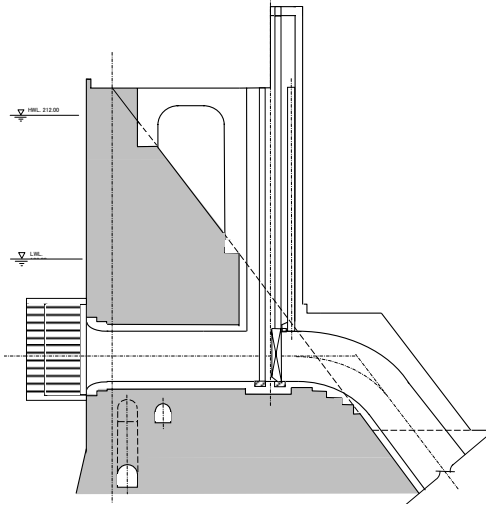
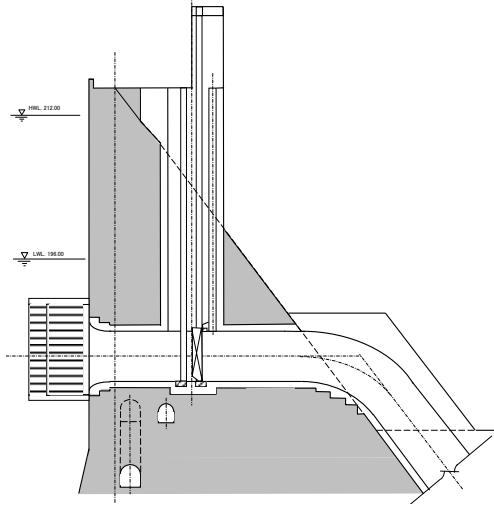
Prepared by JICA Survey Team

すなわち、

- ・ バルクヘッド撤去後に水中作業で設置しても所要の精度を満たすことが期待できないため、既設号機と同様に堤体上流面に戸溝を設けない。これに伴ってスクリーンは固定式に変更する。また取水口ゲート戸当りの点検のための水路閉鎖は、その都度トラッククレーンをチャーターし、取水口ゲート直上流に設ける戸溝に既設ストップログ(扉体幅 5.6m、厚さ 0.45m、高さ 2.0m × 12 枚)を設置して行うものとする。
- ・ 堤体上流面に角落しを設置できない場合、取水口ゲートに従前の高圧スライドゲート案を踏襲すれば、点検用ゲートも同形式の高圧スライド式にならざるを得ない。しかし、今度は点検用ゲートの扉体が点検できなくなるという保守上の問題が解決できない。従って、6.2.1.2 節に後述する比較検討を通じて、取水口ゲートは堤趾部のタワー内にローラーゲートを設置する案に変更した。
- ・ 上流側から堤体貫通部に鉄管を搬入できないため、堤体内の覆工はコンクリートとする。

6.2.1.2 取水口ゲート位置

Table 6.2.2 Situation of Intake Gate

	Gate Tower	Gate Shaft
Profile		
Transportation of Gate	Should be transported through the bridge vertical to the dam crest road	Can be directly lifted from a trailer on the dam crest road
Stability	Inner hydro-static pressure and seismic force above EL.190m should be borne.	Inner hydro-static pressure and seismic force above EL.200m should be borne.
Constructability	Horizontal interval of 13m from the dam crest road	Horizontal interval of 5m from the dam crest road
Construction Schedule	Tight to complete the whole gate tower by the break through of the dam	Not so tight as on the left
Transition of Penstock	Distance from end of square section (gate groove) to start of circular section (bending) is not long enough (1.5m).	Not particular
Landscape Design	Effort needed to reduce magnificence in looking.	Similar to that of the existing units and more comfortable in looking
Const. Cost	3.98 Million USD	3.87 Million USD
Remarks	Not particular	High level analyses needed to evaluate interaction of the adit and the shaft

Prepared by JICA Survey Team

取水口ゲート位置を Table 6.2.2 に記載する 2 案について比較検討した。Phase-1 の最終レポート 8.3.5 4)節ではダム上流側に配する案を検討対象としているが、やはり戸当りの設置が至難であるため Phase-2 では対象から除外する。

ゲート据付の容易さ、地震時慣性力および内水圧に対する安定性、施工性、既設号機との景観の統一性、経済性のいずれの面においても、立坑がタワーに勝っている。しかしながら、堤体に立坑や横坑を単独で空ける場合の解析手法は確立されているが、双方を空ける場合には相互作用を考慮しなければならず、それにはより高度な解析を要するものと思料される。従って、Phase-2 ではタワー案を採択し、立坑案は今後のスタディにおいて構造安定性が確認された後に採用することとする。

内水圧を受けるタワーの断面は隅角を避けて楕円形とし、内面には内張管を付設する。地震時慣性力は RC 製橋梁を通じて堤体に伝達させる設計とする。

6.2.1.3 取水口中心標高

(1) 貯水池最低運転水位

2011年に竣工した上流 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。Phase-1 の検討では、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既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

6.2.3 節に後記する通り、取水口および水圧鉄管の内径は、経済性を検討した上で 5.50 m を選定した。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 (= 5.50m)

v = Minimum Operation Level における呑み口管路内流速 (m/s)

- 管路流速, v 4.38 m/s (流量 104 m³/s)
- 所要呑み口水深 h 8.0 m
- 呑み口中心標高 = 196.00-8.00-5.50/2 = El. 185.25 m

従って、6号機取水口中心標高を El. 185.25 m とする。

既存 3-5 号機、および増設機(40MW)の取水口の諸元を表 6.2.3 に示す。また取水口の基本設計図面を Appendix F の C-101 に示す。

Table 6.2.3 Principal Features of Intake

	Existing Units Nos.3 to 5 (40 MW)	Additional Unit No. 6 (40 MW)
Penstock Diameter	6.00m	5.50 m
Intake center elevation	El. 186.00 m	El. 185.25 m
Max. discharge	111.2 m ³ /s	111.2 m ³ /s

Prepared by JICA Survey Team

6.2.2 堤体穴あけ

6.2.2.1 堤体穴あけ工法の実績

近年日本では、治水、発電、上水、農業、環境など各種の目的でダム再開発が実施されている。その一手法として堤体穴あけは日本では確立された工法と考えられており、過去 37 年間に 30 例を数える実績を残している。その特徴は以下の通りである。

- ・水路長を最短化することができ、経済性向上に寄与する
- ・ダム基礎やグラウトなど堤体全体の安定に影響を与えるリスクが小さい
- ・堤体を利用することにより取水口や仮締切の工事量を減じることができる
- ・掘削範囲外の堤体に損傷を及ぼさないように、精密な掘削工法と経験が必要である

日本におけるダム穴あけ事例を表 6.2.4 および写真 6.2.1～2 に示す。



Photo 6.2.1 Inside View of Dam Piercing (Okutadami Dam)



Photo 6.2.2 Front View of Dam Piercing (Akiha Dam)

Table 6.2.4 Performances of Dam Piercing in Japan

Original Features of Dam						Dam Piercing						
No	Dam	Completion Year	Type	Height (m)	Owner	Piercing Year	Purpose	Piercing Dimension (m)			Method	
								Width	Height	Length	Enclosure	Piercing
1	Fujiiigawa	1956	G	37.5	Pref.	1975	②	8.0	7.5	19.7	D	O
2	Okiura	1945	G	40	MOC	1987	⑤	4.4	4.4	9.0	—	G
3	Tamagawa (coffer-dam)	—	G	—	MOC	1988	⑤	4.4	4.4	8.0	—	G
4	Akiha	1958	G	89	Jpower	1989	①	6.5	6.5	21.0	E	I
5	Sarutani	1957	G	74	MOC	1989	④	2.7	2.7	5.8	E	O
6	Yoroibata	1957	G	58.5	MOC	1990	⑤	4.4	4.4	28.9	C	G
7	Kakkomi	1955	G	34	Jpower	1991	③	1.8	2.0	4.5	D	I
8	Naiba	1953	G	50	Pref.	1993	④	2.5	2.5	30.5	E	G
9	Kuki	1963	G	28	Jpower	1995	③	1.0	1.0	3.0	D	I
10	Mitani	1922	G	27	Pref.	1995	⑤	3.0	2.8	12.6	D	I
11	Nishiyama	1903	G	31.8	Pref.	1996	⑤	3.4	3.4	14.7	D	O
12	Gakkougawa	1970	G	48	Pref.	1996	①	2.6	2.6	21.0	C	G
13	Sugano	1976	G	87	Pref.	1996	③	4.2	4.2	25.4	C	O
14	Tase	1954	G	81.5	MOC	1997	④	5.0	5.0	40.9	C	G
15	Samani	1974	G	44	Pref.	1997	③	1.5	1.5	12.5	S	B
16	Futagawa	1966	G	67.4	Pref.	1998	③	1.5	1.5	25.0	S	B
17	Aono	1987	G	29	Pref.	1999	③	1.8	1.8	4.1	S	I
18	Nanairo	1965	AG	61	Jpower	1999	③	2.6	2.6	6.0	D	I
19	Mitaka	1944	G	32.6	Pref.	2000	②	2.0	3.0	12.5	C	G
20	Ikari	1957	G	112	MOC	2001	④	5.0	5.0	50×2	C	G
21	Haginari	1966	G	61	Pref.	2001	③	2.5	2.5	26.6	C	G
22	Miyagouchi	1963	G	36	Pref.	2002	③	2.7	2.7	17.0	C	G
23	Okutadami	1961	G	157	Jpower	2003	①	6.2	6.2	32.3	O	I
24	Yuduruha	1974	G	42	Pref.	2003	④	2.8	3.0	10.2	D	I
25	Miyagawa	1956	G	88.5	Pref.	2004	③	2.1	2.1	36.0	S	G
26	Haji	1973	G	50	MOC	2006	④	3.9	3.9	23.0	C	G
27	Horonai	1940	G	21.1	Pref.	2008	⑤	Unknown			D	I
28	Sugesawa	1967	G	73.5	MOC	2010	④	2.4	2.4	37.0	C	G
29	Tsuruda	1965	G	117.5	MOC	2014	①	6.4	6.4	50×2	C	G
30	Tsuruda	1965	G	117.5	MOC	2014	④	6.0	6.0	60×3	C	G

Dam Type G: Gravity, AG: Arch Gravity

Owner Pref.: Prefectural Government, MOC: Ministry of Construction, Jpower: JPOWER

Purpose ① Power Generation, ② Other Water Utilization, ③ Environmental Improvement, ④ Flood Control, ⑤ Other Purpose

Enclosure C: Channel Type Enclosure, D: Drawdown of Reservoir, E: Existing Closing Facility, S: Small Scale Enclosure, O: Other Method

Piercing G: Grinding Break, I: Breaking after Isolation, B: Large-Diameter Bowling, O: Other Method

6.2.2.2 NAM NGUM ダムにおける堤体穴あけ工法

(1) 形状・寸法

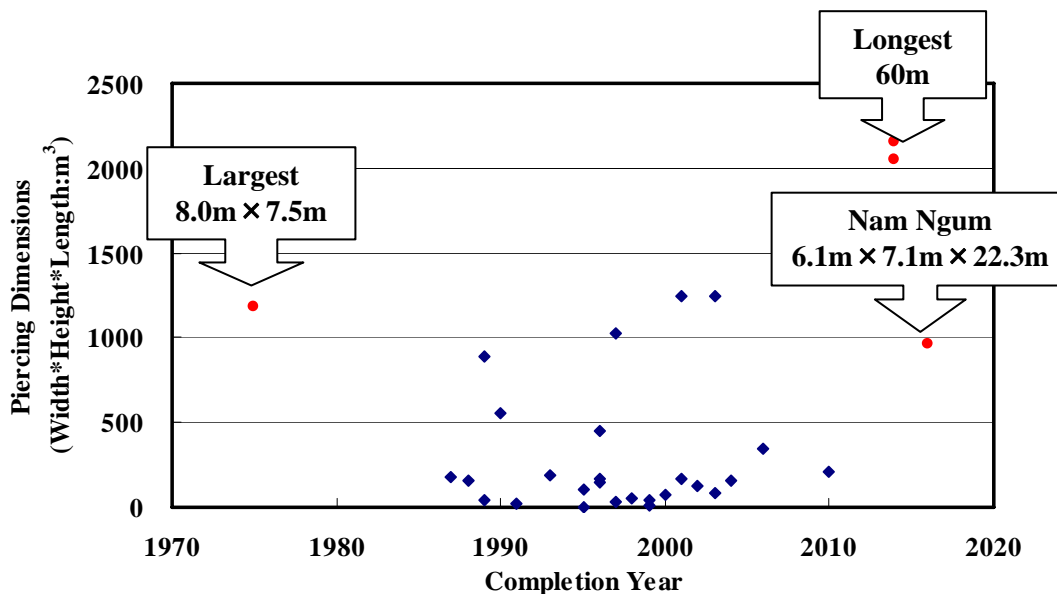
6.2.1.1 節で前記した通り堤体穴あけ区間はゲートタワー上流までコンクリート覆工仕上げとなるため、その施工性から内空断面は矩形とする。φ5.5m と同等の断面積を確保しつつ掘削幅を抑制するため断面内寸法を 4.5m×5.5m の縦長とし、巻厚は 0.8m とする。また呑み口では延長 2m 区間をベルマウス様に拡幅する。堤体掘削の概略諸元は **Table 6.2.5** に示す通りである。

Table 6.2.5 Principal Feature of Piercing Dam

Items	Dimensions
Inner dimension of Waterway	4.5 m(B)×5.5m(H)
Dimension of Inlet	6.5 m(B)×7.5m(H)
Lining Thickness	0.8 m
Piercing Length	22.33 m
Center Elevation	EL.185.25

Prepared by JICA Survey Team

堤体穴あけにおける空洞安定に対しては、掘削高さよりも幅が支配的となる。掘削幅はブロック幅の1/3以下が望ましいとされるが、今回はブロック幅18mに対して掘削幅6.1mであり、ほぼその範囲に収まっている。また掘削幅・延長共に **Table 6.2.4** および **Figure 6.2.1** に示す実績の範囲内に収まっており、工事の遂行に対して問題がないと思量される。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 6.2.1 Scale of Dam Piercing in Japan

(2) 堤体穴あけ工法



Slot Drilling Machinery



Grinding Breaker

Photo 6.2.3 Typical Construction Machinery for Dam Piercing

Table 6.2.4 に拠ると、日本で最も実績の多い堤体掘削工法は、全断面掘削機(**Photo 6.2.3 右**)のみの一工程で破砕するものであるが、以下の理由により本工事では採用を見合わせることにした。

- ・ ダムコンを全てチップ化する掘削工法であるため、Nam Ngum のように堅硬な骨材を使用した場合には作業能率が低下する恐れがある

- ・ ラオスで調達するのが難しい
- ・ 貫通(Table 6.2.7 ④)後にタワーから搬出するには、マシンが大型に過ぎる

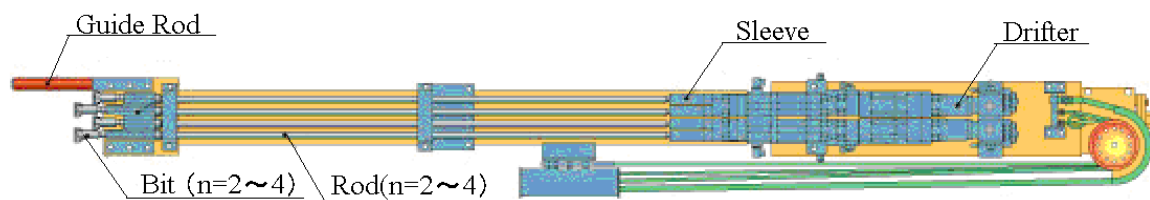


Figure 6.2.2 Detail of Hydraulic Boom

ここでは、全断面掘削機に次いで多く使用されている、掘削範囲外周を縁切りした後にブレーカ破砕する二工程による破砕工法を採用する。また縁切り工法として、スロット・ドリリング機 (Photo 6.2.3 左) によるものを適用する。このマシンは各種のクローラ台車に、図 6.2.2 に図示する 2~4 連のビットを有する油圧ブームを搭載したものである。この多連ビットにより長さ 12~24cm、最大深さ 1.2m までの面上のスリットをコンクリートに連続削孔し、自由開放面を堤体のマスコン内部に設ける。これにより、ブレーカ破砕の衝撃を外部に伝播させることを防止すると共に、ブレーカ破砕を容易ならしめる。

(3) 既設堤内ギャラリー

第 20 ブロックには上下流 2 列に既設ギャラリーが設置されている。このうちダム穴あけ範囲に近いのは、ダム軸の下流 5m に位置するもので、その内空天端標高は 180m である。余堀を見込んで堤体掘削底とは 1.5m の離隔があるため、既設ギャラリーが堤体穴あけ工事に影響を及ぼすことはないと考えられる。

6.2.3 仮締切

6.2.3.1 バルクヘッド型締切

Table 6.2.4 に拠ると、日本で行われた堤体穴あけ工事において最も実績の多い仮締切工法は、Phase-1 で提案されたチャンネル型鋼製仮締切である。この工法は鎧畑ダムに嚙矢を発するものであり、信頼性や施工性に優れる一方で、締切工が非常に高価であることが問題であり、様々なコスト低減努力がなされてきた。

治水ダムでは、工事中に貯水位を低下させて締切高さを 15m 程度に抑制している例が多い。さらには他ブロックや他地点に転用して経済性の向上を図っている。これに対して、利水ダムでは貯水位を低下させ難いために、とくに Nam Ngum のように大水深で穴あけ 1 条のみの使用となると、コストダウン努力にも限界がある。その結果、Phase-1 の工事費算定においてそうであったように、このチャンネル型仮締切ではコスト高になることが避けられない。

その一方で、水面まで達する高価な大型締切に替わって、締切り内部の空間を施工上必要な最小限に留めることによって工事費を縮減する試みも重ねられている。これは四方水密の小型鋼製締切を水中に沈設し、締切内と水面上とをマンホールで結ぶ形式であり、掘削径が 2m 級の様似、

二川、青野、宮川ダムで適用されている。

より大規模な適用事例としては、ダム穴あけ工事ではなく放流バルブ予備ゲートの戸当り補修工事ではあるが、2006年には鳴子ダムにおいて水面下26mでバルクヘッド(3.6m幅×2.7m奥行×7.9m高)により上流締切を構築して良好な水密性を確保した事例が挙げられる。(Photo 6.2.4~5 参照) 国内実績は本工事で必要とさせる締切規模には及ばないが、技術的にはスケールアップは十分に可能と考えられる。



Photo 6.2.4 Overall View of Bulkhead



Photo 6.2.5 Inside View of Bulkhead during Use

以上の実績を踏まえて、Phase-2では上流締切にバルクヘッドを適用してコストダウンを図るものとする。その反面として、施工性や安全性を確保するためにはチャンネル型締切による場合より入念な工事計画を要し、また6.2.1節に前記した通り、永久設備の設計においても大きな影響を及ぼすこととなる。なお鳴子ダムの事例ではバルクヘッドの骨組を永久設備のスクリーンに兼用しているが、その検討は詳細設計に委ねることとする。

水圧を合理的に負担するには半球型が最も適しているが、ここでは組立を容易にする観点から直方体形状とした。バルクヘッドの内寸法は上流面ベルマウス(6.5m×7.5m)の外側に約2mの離隔を確保し、奥行きはアンカーバー埋設などの作業を考慮して2mとした。想定するバルクヘッドの諸元をTable 6.2.6に、概要図をAppendix Fに示す。

Table 6.2.6 General Features of Bulkhead

Inner Diameter	10m(B)×12m(H)×2m(L)
Maximum Head at the Center Elevation	27m (HWL212m~EL.185.25m)
Support	Anchors and Bottom Brackets
Steel Weight	
Gate Leaf	120 ton
Others (Side Frame, Bracket, et al)	60 ton

Prepared by JICA Survey Team

6.2.3.2 貯水位制約の効果

Phase-1 の最終報告書 9.2.3 節では、仮締切の放水期間中 3.5 ヶ月間に水位を EL.207m に低下させることによって締切費用の低減効果は 4.9 百万 USD であり、減電による減収 2.1 百万 USD を差し引いても 2.8 百万 USD の総コスト縮減に寄与することが提案された。これに対して、Phase-2 では仮締切をバルクヘッドに軽量化したため、水位を EL.207m に低下させても扉体重量を 15t (工事費にして 0.5 百万 USD) を低減させるに留まり、むしろ減電ロスの方が高価となる。

本取水口工事は満水位以下 30m 以深に及ぶ潜水作業を伴うため、作業員の安全性向上のために水位制約は今後も検討を欠かすことはできない要素である。しかしながら、締切工事費に関してのみ言えば、水位制約を行う必要性は大きく後退したと言えよう。

6.2.3.3 スクリーンの設置

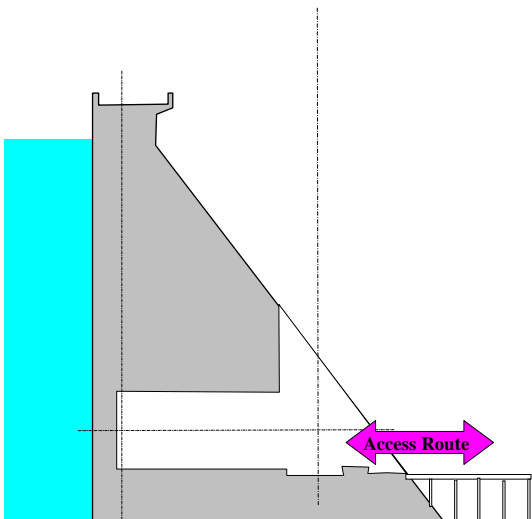
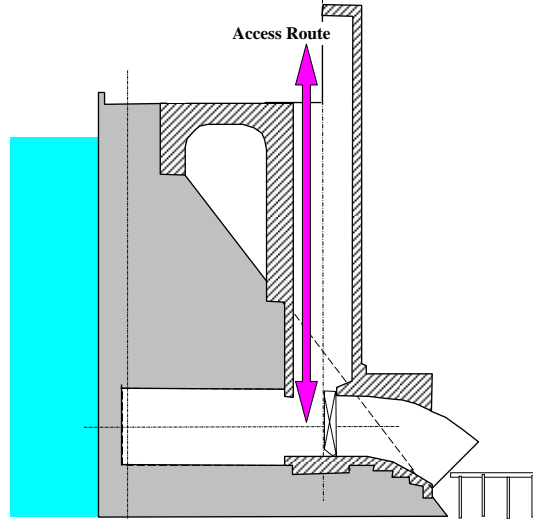
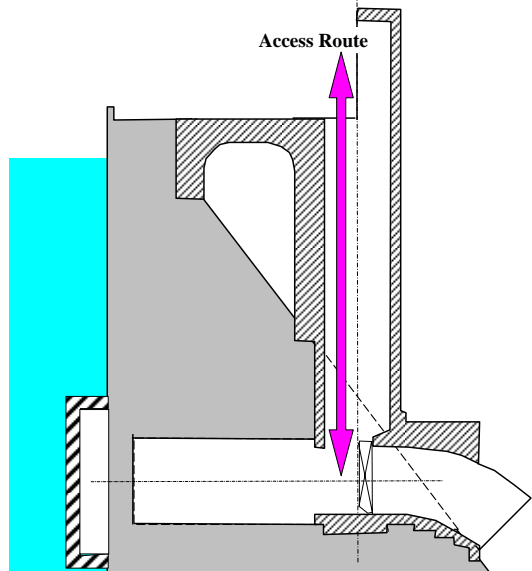
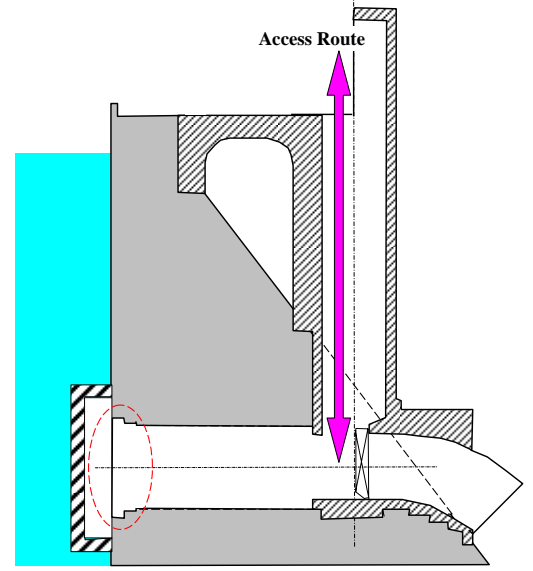
バルクヘッドを設置してダムを貫通した後に、ダム上流面の穴あけ部周囲にスクリーン設置用のアンカーボルトと取付け治具を埋め込む。スクリーンはバルクヘッド撤去後に所定位置に吊り下ろし、直接アンカーにボルト締めするか、または水中不分離性コンクリートでフレーム内を間詰めして堤体と一体化する。Appendix F の基本設計図面 C-102 に後者の案を示すである。

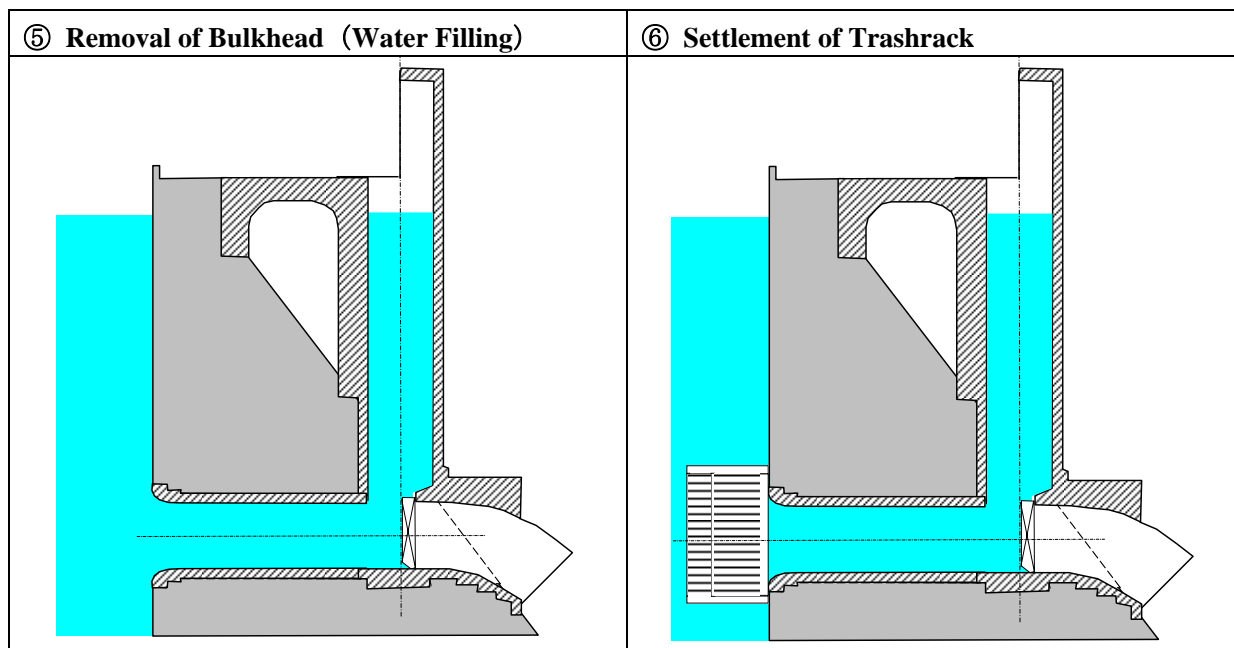
6.2.3.4 取水口工事の全体手順

堤体穴あけ工法、バルクヘッド仮締切、堤趾部取水口ゲートタワーの採用により、Table 6.2.7 に示す通り、水位制限なしでも大水深下の取水口工事を合理的に行うことができる。

なお②でタワーが完成した後は取水口ゲートを下ろして横坑を閉鎖し、坑内にはダム天端よりアクセスすることが、発電所への水密を万全にし、かつ下流の水圧管路工事を進捗させる観点から望ましい。

Table 6.2.7 Procedures of Intake Construction

<p>① Piercing to Dam Axis</p> 	<p>② Construction of Gate Tower</p> 
<p>③ Settlement of Bulkhead</p> 	<p>④ Break Through</p> 



Prepared by JICA Survey Team

6.2.4 ダム安定性の検討

6.2.4.1 検討条件

No.20 ブロックに対して、以下に列挙する条件下でダム安定性および基礎地盤の応力に関する検討を行った。

- ①荷重 自重、静水圧、動水圧、泥圧、地震力、揚圧力（堤体掘削や新設構造物による荷重増減を考慮、穴開け諸元は **Table 6.2.5** に示す通り）
- ②設計断面 A.現状、B.工事中およびC.供用後の3 Stage（**Figure 6.2.3** に示す通り）
- ③荷重状態 I.Usual、II.Unusual（洪水時）、III. Unusual（地震時 $k=0.061$ ）、IV.Extreme（地震時 $k=0.215$ ）の4ケース
- ④物性値 ナムグムダムの完成記録を基に設定

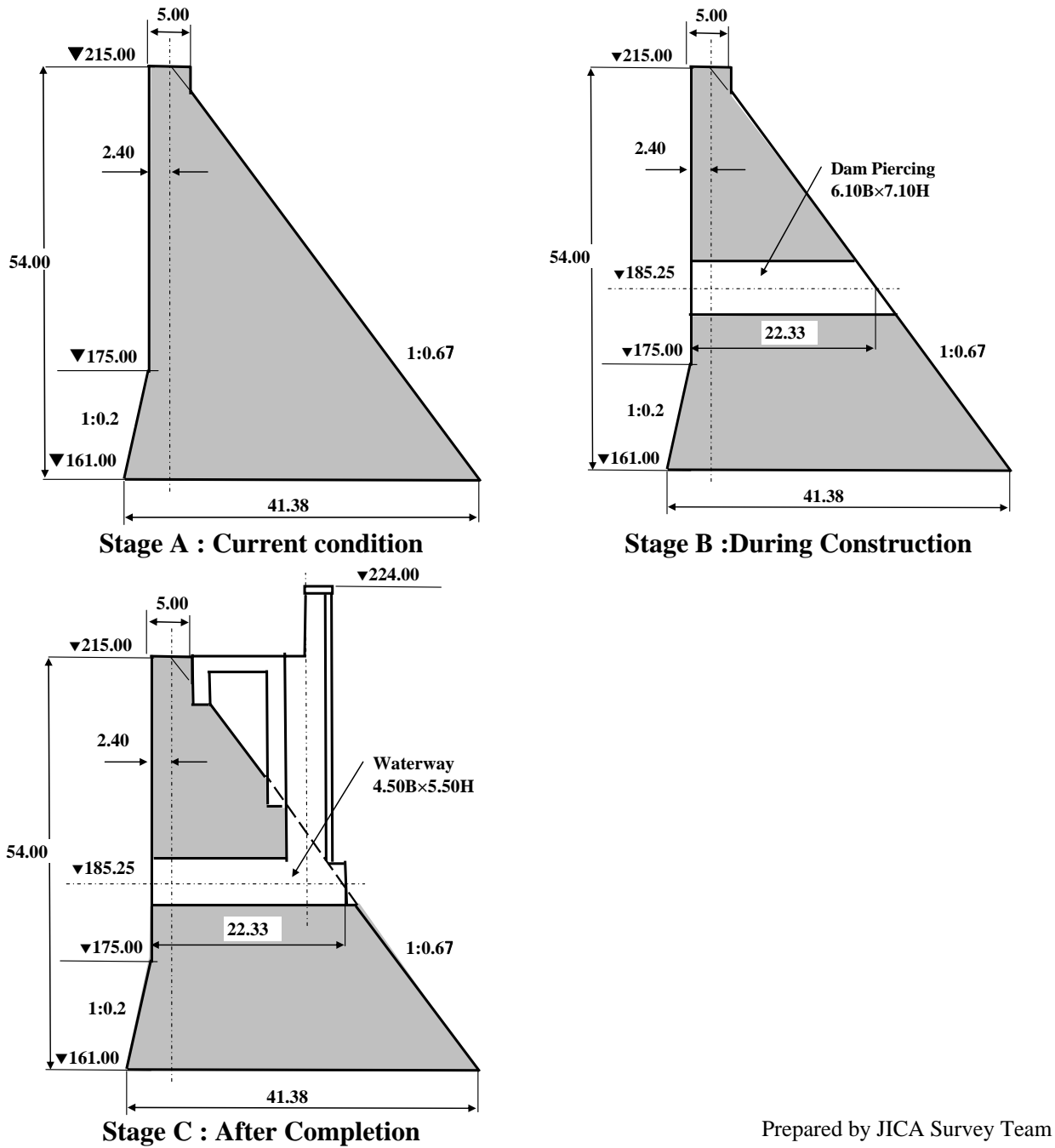


Figure 6.2.3 Sections of Dam to be Analyzed

6.2.4.2 安定性の照査

6.2.4.1 節に前記した条件下で、転倒、滑動および基礎地盤の応力について、Usual および Unusual 条件では、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以上、洪水時・地震時では2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。

6.2.4.3 検討結果

検討結果は **Table 6.2.8** に示す通りであり、全ステージ、全荷重条件においてダムは安全と照査される。計算の詳細は **Appendix-E** に示す通りである。

Table 6.2.8 Results of Dam Stability

Load Condition	Criteria		Stage-A		Stage-B		Stage-C	
			Current Condition		During Construction		After Completion	
Load I (Usual)	Overturning	$e \leq L/6$	$e = 5.15 \leq$	$L/6 = 6.90$	$e = 5.91 \leq$	$L/6 = 6.90$	$e = 4.88 \leq$	$L/6 = 6.90$
				OK		OK		OK
	Sliding	$n \geq 3$	$n = 6.91$	≥ 3	$n = 6.85$	≥ 3	$n = 6.95$	≥ 3
				OK		OK		OK
	Max. Foundation Stress	$\sigma \leq 400 \text{tf/m}^2$	$\sigma = 91$	≤ 400	$\sigma = 91$	≤ 400	$\sigma = 93$	≤ 400
				OK		OK		OK
Load II (Flood)	Overturning	$e \leq L/4$	$e = 7.96 \leq$	$L/4 = 10.35$			$e = 7.48 \leq$	$L/4 = 10.35$
				OK				OK
	Sliding	$n \geq 2$	$n = 6.07$	≥ 2			$n = 6.11$	≥ 2
				OK				OK
	Max. Foundation Stress	$\sigma \leq 400 \text{tf/m}^2$	$\sigma = 95$	≤ 400			$\sigma = 97$	≤ 400
				OK				OK
Load III (OBE)	Overturning	$e \leq L/4$	$e = 7.06 \leq$	$L/4 = 10.35$	$e = 7.84 \leq$	$L/4 = 10.35$	$e = 6.78 \leq$	$L/4 = 10.35$
				OK		OK		OK
	Sliding	$n \geq 2$	$n = 5.97$	≥ 2	$n = 5.95$	≥ 2	$n = 6.01$	≥ 2
				OK		OK		OK
	Max. Foundation Stress	$\sigma \leq 400 \text{tf/m}^2$	$\sigma = 105$	≤ 400	$\sigma = 105$	≤ 400	$\sigma = 108$	≤ 400
				OK		OK		OK
Load IV (MCE)	Overturning	$e \leq L/2$	$e = 13.14 \leq$	$L/2 = 20.69$			$e = 12.86 \leq$	$L/2 = 20.69$
				OK				OK
	Sliding	$n \geq 1.3$	$n = 4.22$	≥ 1.3			$n = 4.23$	≥ 1.3
				OK				OK
	Max. Foundation Stress	$\sigma \leq 1.33 \times 400 \text{tf/m}^2$	$\sigma = 151$	$\leq 400 \times 1.33$			$\sigma = 155$	$\leq 400 \times 1.33$
				OK				OK

Prepared by JICA Survey Team

6.3 ペンストック

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

ペンストック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 6.3.1 に示す。

Table 6.3.1 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	2,106	1,970	1,813	1,634
	取水口仮締め切り	15,660	15,300	14,940	14,580
	小計	17,766	17,270	16,753	16,214
2	鋼構造工事				
	取水口スクリーン	52	48	36	36
	角落とし	441	413	343	287
	制水ゲート	1,404	1,179	1,035	855
	ペンストック管	1,498	1,302	1,120	889
	小計	3,395	2,942	2,534	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

ペンストック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 6.3.2 に示す。

Table 6.3.2 Reduction of Annual Energy and Dependable Output

		ペンストック管径			
		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)	1,119.17	1,118.67	1,117.86	1,116.56
	D=6mからの減少分 (GWh/年)	0	0.50	1.31	2.61
3	保証出力 (MW)	144.42	144.33	144.20	144.00
	D=6mからの減少(MW)	0	0.09	0.22	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 6.3.3 である。

Table 6.3.3 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

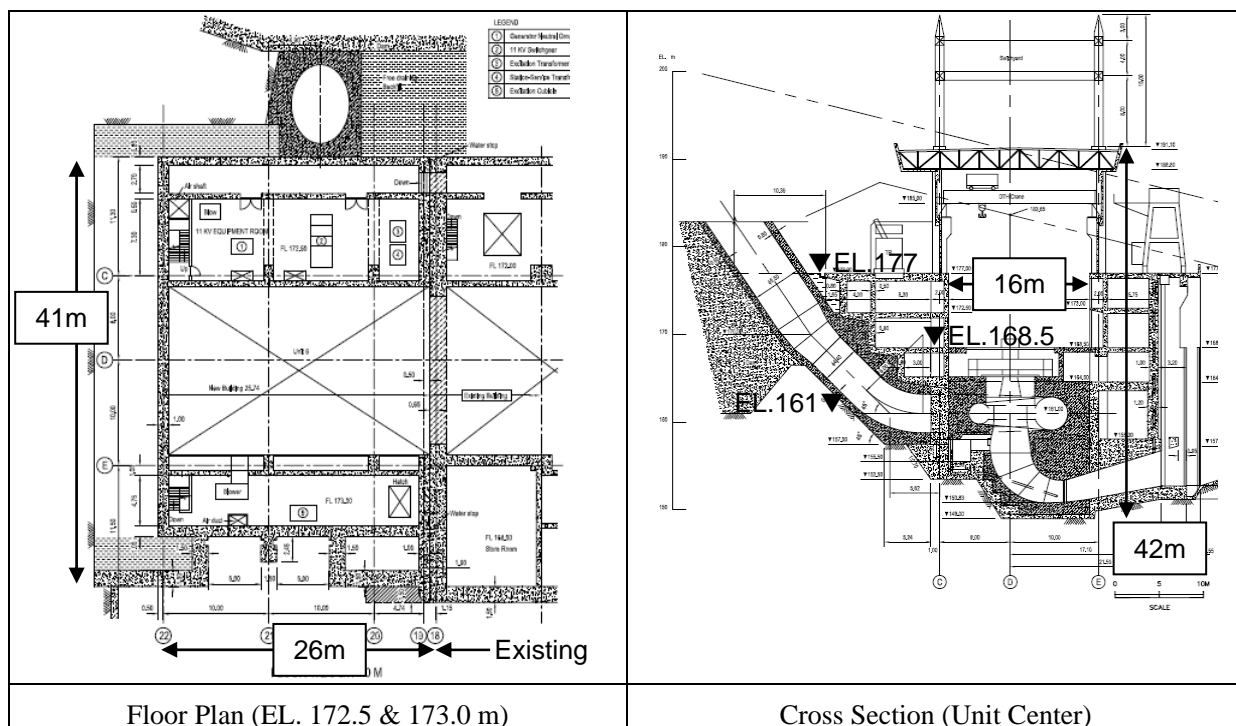
上記で比較したように、4 種類の管径のうち 5.5 m の管径が最も経済的である。従って、6 号機ペンストックの管径は 5.5 m に決定する。

6.4 発電所及び放水路

6.4.1 発電所のレイアウト

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。



Prepared by the JICA Survey Team

Figure 6.4.1 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 F 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 6.4.1 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

6.4.2 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 F 図面の A-A 断面）
- ii) 上下流方向の右岸側断面（添付 Appendix F 図面の B-B 断面）

(2) 検討ケース

Table 6.4.2 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 6.4.3 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。

6.4.3 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 6.4.4 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 F に添付した。

6.5 電気設備

6.5.1 水車

(1) 水車運転水位

a) 貯水池水位

前述の通り、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. 168.2 m
- 水車 1 台定格出力運転時	EL. 165.7 m
- 水車全台停止時	EL. 164.0 m

(2) 有効落差

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。

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

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 6.5.1 に示す。

Table 6.5.1 Selection in Turbine Speed for Unit 6

Turbine Output Pt (kW)	Net Head Hn (m)	Number of Poles; p	Speed N (rpm)	Specific Speed; Ns (m-kW)	Ns 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。

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

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 : $TWL_1 = 164.0$ 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号機間の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号機間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 6.5.2 に示す。

Table 6.5.2 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. 168.2 m	EL. 168.0 m	Item (1) 2)
(c) When one unit operating with rated output	EL. 165.7 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・抜水設備

6号機増設建屋の構造上の問題により、6号機の排水・抜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、抜水設備はドラフトチューブ内の水を抜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。排水ポンプおよび抜水ポンプは各2台とし、常用/予備運転を可能にする。

排水ポンプおよび抜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 6.5.3 Types and Ratings of Drainage and Dewatering Pumps

Items		Unit 6	Unit 3, 4, 5
1.	Water Drainage Pumps		
(a)	Type of drainage pump	Submergible	Submergible
(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

6.5.2 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 6.5.4 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 6.5.4 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 6.5.5 に示す。

Table 6.5.5 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
Turbine Design Conditions		
(a) Turbine rated net head	= 40.0 m	
(b) Turbine rated speed	= 142.9 rpm	
(c) Turbine specific speed	= 287.3 m-kW	
Present Worth Factor Calculating Conditions		
(a) Lifetime of Unit 6	= 50 years	
(b) Discount rate	= 10 %/annum	

Prepared by JICA Survey Team

Table 6.5.5 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。

6.5.3 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に 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。

6.5.4 115 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、6号機から 3号機、および 115kV GIS へのケーブル引き込みまでの区間とする。その他の導体は現状のまま使用する。

6.5.5 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。

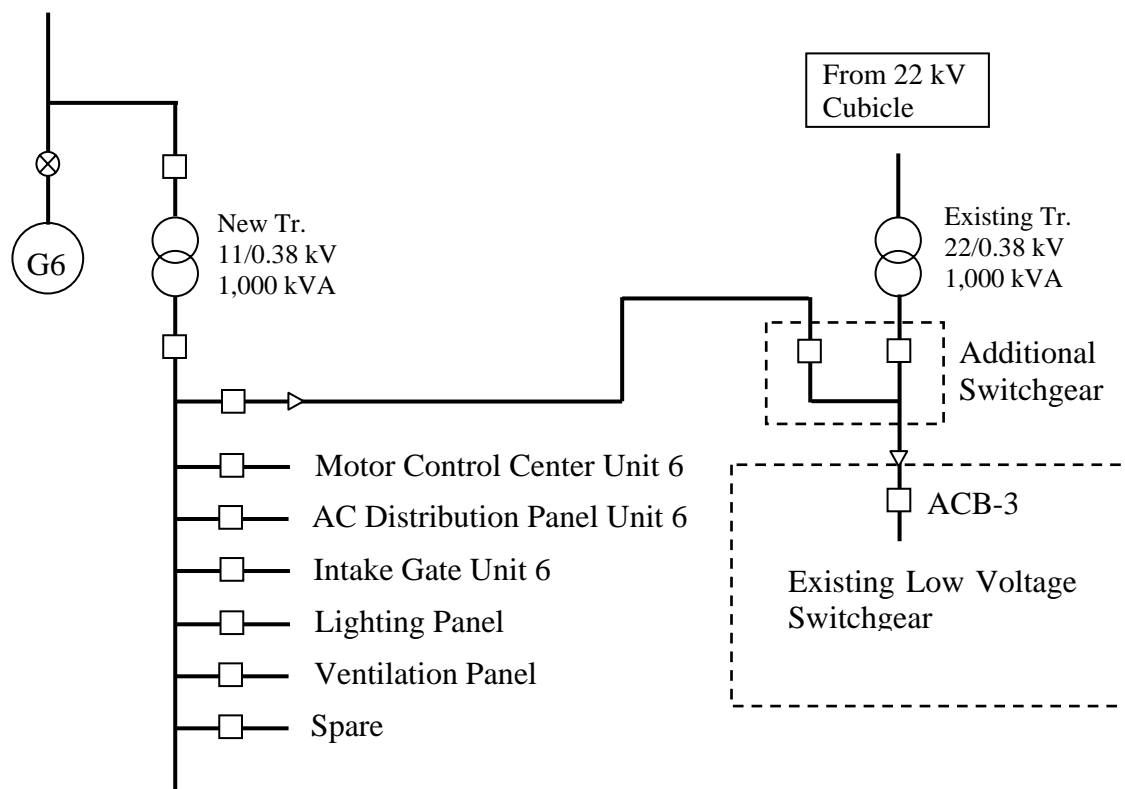
一方、既存の低圧配電盤には予備の遮断器がなく、遮断器追加の改造も困難であることから、6号機への所内電力供給には利用できない状況にある。その対策として、Figure 9.4.1 に示すように 6号機を電源とする 11/0.38 kV 所内変圧器を 1 台追加し、既存 22/0.38 kV 所内変圧器との所内電源切替が可能となるよう既存低圧配電盤に接続する。

6.5.6 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。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 6.5.1 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。

6.5.7 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。

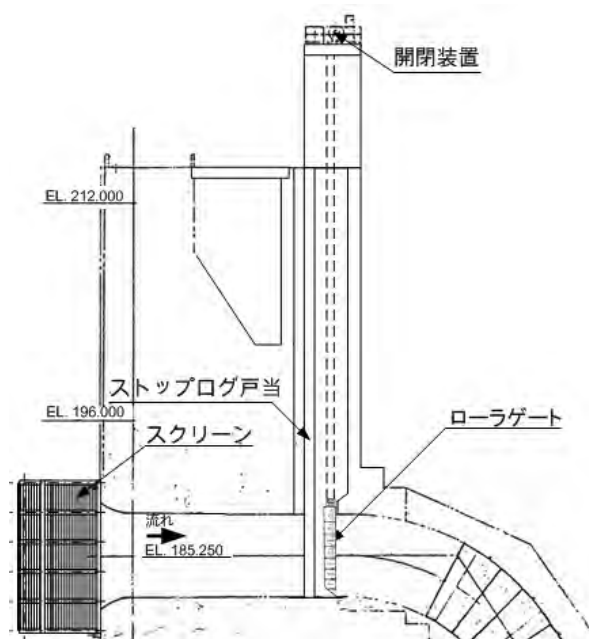
(2) リモート制御盤

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。

6.6 機械設備

6.6.1 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ローラゲートを配置し、ストップログを設置する案」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 6.6.1 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、固定式スクリーンを設ける。
- 2) ダム背面の水圧鉄管上部曲管の直上流にタワーを設け、ローラゲートを取水口ゲートとして設置する。
- 3) 取水口ゲート維持管理用の予備ゲートとして、ストップログをローラゲート直上流に設置できるように、タワー内にストップログ戸当を設置する。

- 4) ストップログの操作は、取水ロゲート開閉装置台に、ストップログ操作用吊上げ装置を別途設ける。

以下に、それぞれの基本設計を述べる。

6.6.2 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。

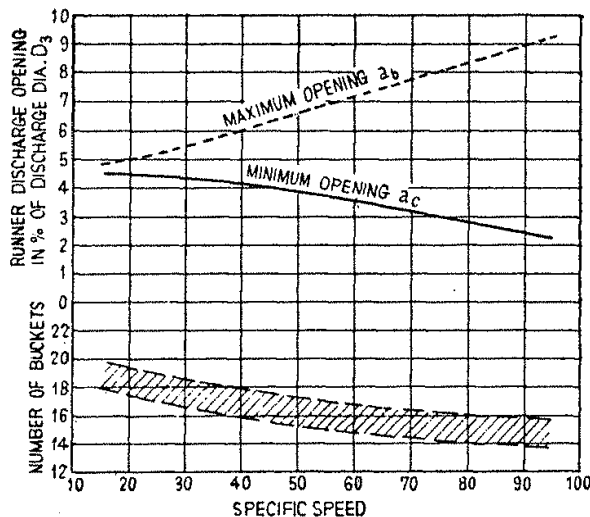
- 径間： 3,000mm (通過幅延長 12,000 mm)
- 有効高： 10,000 mm
- 径間数： 4 径間

(2) スクリーンの設計流速

スクリーン通過面積は張り出した4径間の合計とし、120m²とする。従って、最大発電取水量 118 m³/s のとき、平均通過流速は 0.98m/s となる。

(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 6.6.2 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 6.5.2 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

支承部の基礎施工をバルクヘッドカバーの内側に配置し気中による施工により、基礎の直線度および平面度の仕上げ精度を確実にする。従って、取水口ベルマウス終点とバルクヘッドカバー基礎端部のほぼ中央が支承部中心となるよう計画する。

(5) スクリーンおよびパネルの材質

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。水上に引き上げて保守点検を実施することがほぼ不可能であることから接水面に対して 1 mm の腐食代を考慮する。

(6) その他

固定式スクリーンでは設置後の塗装の維持管理ができないことから、ステンレス鋼の採用も考えられるが、コスト増となるため普通鋼に塗装による防食とする。将来、スクリーンパネルの更新が可能のように、フレームへの固定は、ボルト止めとする。

6.6.3 取水口ストップログ

(1) ストップログの基本寸法

取水口ゲートの呑み口基本寸法は以下の通りである。

純径間： 4,500 mm
有効高： 5,500 mm
径間数： 1 径間

一方、既設ストップログ 1 枚の基本寸法は、純径間：5,000mm、扉高さ：2,040mm であるので、既設ストップログ寸法に合わせて拡張計画の戸当たり寸法を決定し、既設ストップログを共用することにより、コストの低減を図る。

既設ガントリークレーンの吊位置が異なり共用はできないため、取水口ストップログ専用の吊上げ装置を設ける。既設ストップログ 1 枚あたりの重量が 6 トン以下程度であるので、吊上げ装置は、可能な限り汎用のクレーンを採用し機材コストを低減する。

(2) ストップログの支承間隔および止水板の配置

既設ストップログの支承中心間隔および止水板中心間隔は、それぞれ 5,240 mm および 5,140 mm である。既設ストップログ寸法を考慮して、ガイドフレームの設置位置を決定する。ストップログの戸溝寸法は、純径間 4,500 mm に対してやや奥行き深い形状となるが、ストップログ支承部と側部止水ゴムの止水板の配置は十分可能である。

(3) ガイドフレーム

側部の支承部となるガイドフレームは水圧を受けるため、コンクリート構造に荷重を伝達できる重構造として埋設するが、取水口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レール機能であるので、ガイドレールのみを埋設する。

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。

6.6.4 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：	ローラゲート
数量：	1 門
寸法：	純径間 4,500 mm 有効高さ 5,500mm
設計水頭：	29.5 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、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。支承部には、ステンレス鋼のローラ軸とローラを配置する。ローラ軸受は、摩擦抵抗を小さくするため、ころ軸受を採用する。

戸当り： 戸溝の中に埋設する、扉体を支え止水する部分で、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、止水面およびローラ踏面はステンレス鋼を使用する。

開閉装置： 維持管理が容易なロープウインチ式開閉装置を、ダム堤頂に設けられる開閉装置台上に設置する。既設と同様に自重降下による緊急遮断が可能な構造とし、自重降下時の降下速度が一定となるように、ファンブレーキを配置する。

(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もので、5,500 mm の揚程を 30 分程度で操作できればよい。常時の開閉速度は、実施例が多い 300 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、閉鎖時間として数分程度以下が

要求される。従って、流水遮断の閉鎖速度は 1,000mm/分とする。

(4) 機器配置

機側操作盤を開閉装置台の上に設置する。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

取水口ゲートの扉体にバイパスパイプとバイパスバルブを設置し、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。バイパスバルブは扉体のリフティングビームと連動させ、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 の空気を管を、取水口ゲート下流側に取付け、空気が管出口をダムクレストまで取水口ゲートタワー内において延長する。

6.6.5 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。

6.6.6 放水ロ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

既設放水ロ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。既設放水ロ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

放水ロ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7章 実施計画及び事業費積算

7.1. 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 : Roller gate (Capable of closure under current)
- 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に設置する取水ゲートの下流に設置する。
- 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。

7.2. 拡張事業実施体制

(1) 実施機関

本拡張事業の実施機関はEDLである。EDLは実施部局を設置の上で事業の管理を行う。工事完成後はEDL-Genに運営移管される。運営移管の詳細については、9.2節にて記述する。

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。

(2) 実施工程

拡張事業の全体実施工程を Figure 7.2.1 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)

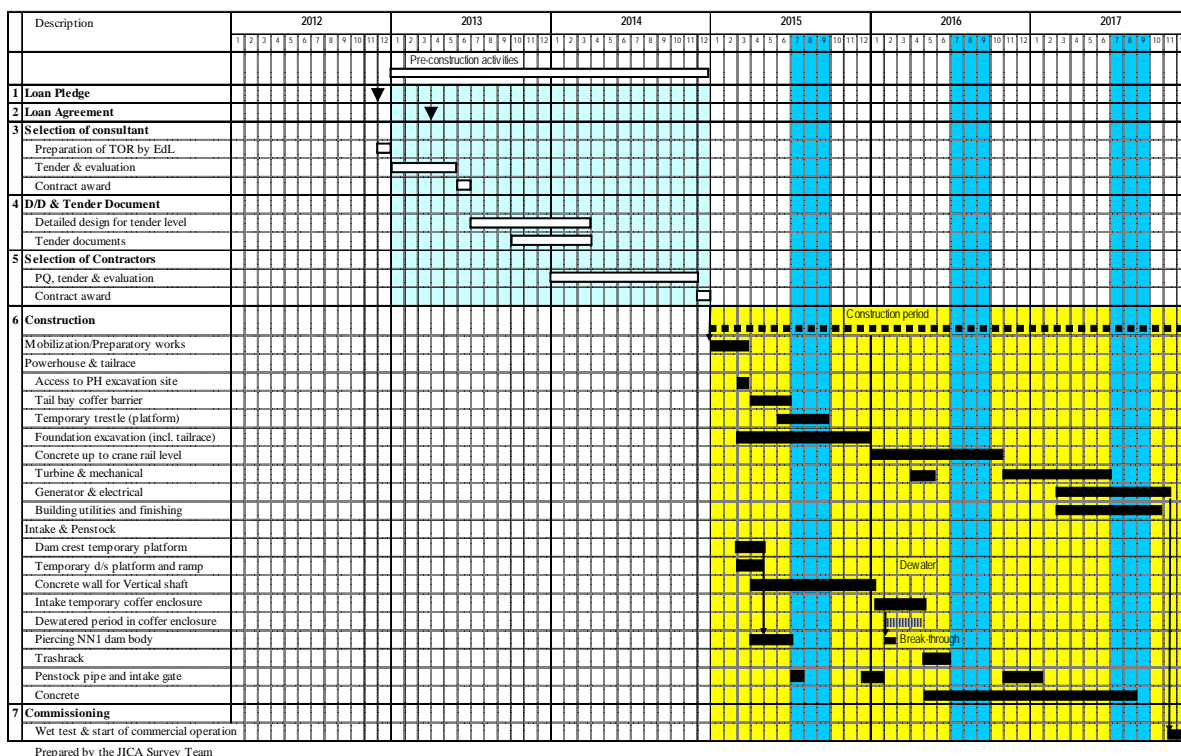


Figure 7.2.1 Overall Tentative Implementation Schedule

(3) 資金源

拡張事業の資金源は、日本国 ODA の LDC 向け円ローンを想定する。

(4) 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 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

7.3. 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
		A4 河床露頭掘削
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

(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、砕石、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。川砂利と盛土材料の採取位置図と写真は Appendix-G3-2,3 に示す。

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転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等での調達となる。

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ティカル工程を明示した工事工程表を Appendix G-2 に示す。

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 Appendix G-3-1 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）を使用したバルクヘッド構造物とする。仮締め切りサイズを下記諸元で計画する。

内空容積:	10m x 12m x 2.0 m (240m ³)
最大水深:	水路中心標高で約 26.75 m (EL. 212m – EL.185.25 m)

必要鋼材量は、約 159 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扉体(120 トン)と戸当たり(39 トン)の鋼構造物を地組製作する。扉体は6分割し、1ブロックを約 20 トンとして、仮組ヤードで製作する。製作したブロックは、ダム左岸係留した作業台船(200 トン)に仮置きして、作業台船上で扉体を一体化する。扉体は、作業台船でダム天端に設置した吊り込み用架台（ウィンチ(5 トン:2台と1 トン:2台)装備）下部に運搬し、4台のウィンチを操作して、扉体を吊り上げ、扉体を所定の位置の下端に設置した扉体支持用ブラケット架台まで降下させ、扉体は扉体支持用ブラケット架台で仮受けされる。潜水夫によって、扉体とダム堤体に設置した緊定用金具を、ターンバックルで固定する。扉体設置前に、扉体と接する戸当たり金物、緊定用金具と扉体支持用ブラケット架台は、ダム堤体にケミカルアンカー（長さ：40-50 cm、M36、176 本）で固定する。扉体設置後に、付属のウェルを通してダム天端より排水ポンプを下して内部を排水する。

仮締め切り工事は、下記する順序により、工期約 10 ヶ月で実施予定である。バルクヘッド内の抜水からバルクヘッド撤去までの作業は乾季中に行うものとする。

（仮締め切り据付工）

- ①準備工 (0.25 月) → ② 作業台船組み立て (1.0 月) → ③測量・芯出し・不陸確認 (0.5 月) → ④ 戸当り金物設置+緊定金物+バルクヘッド用ブラケット(3.0 月) → ⑤バルクヘ

ツド鋼構造物地組 (4.0 月)+バルクヘッド鋼構造物据付 (1.0 月) → ⑥ 抜水 (0.5 月)
→ 据付完了

(仮締切り撤去工)

① 準備工 (0.25 月) → ② バルクヘッド撤去(0.5 月) → ③作業台船上でバルクヘッド
解体 (1.0 月) → ④片付工 (0.25 月) → 撤去完了

バルクヘッド(120 トン)を一体の扉体として設置するため、ダム天端にウィンチ (5 トン x 2 セット、1 トン x 2 セット) を装備した作業架台を設置する。作業台船として、バルクヘッド (120 トン) の仮締切り鋼材を組立・仮置きする作業台船(約 200 トン)と潜水夫用作業台船 (約 100 トン) を配置する。仮締切り据付工は、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。

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 18.0m x 幅 10.1m 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
ウィンチ及び架台		ウィンチ(5t 級)2 台、 ウィンチ(1t 級)2 台	バルクヘッド 120 トン吊り込み
クローラクレーン	100 t 級	戸当たり金物、 緊定用金具 扉体支持用ブラケット架台 仮締切りの設置・撤去	最大重量 20t、最大作業半径 12m ラフタークレーン可、1 台
クローラクレーン	100 t 級	地組・トレーラ積込	最大重量 20t、最大作業半径 12m、 ラフタークレーン可、1 台
トレーラ	20 t 級	地組ヤード～ダム天端 間運搬	最大重量 20t、1 台
作業台船	200 t 積	バルクヘッド組立 左岸より設置位置へ運搬	1 台、曳船で曳航する。
交通船	100 PS	作業台船・人員移動など	1 台
台船	100 t 積	潜水支援用	1 台、曳船で曳航する。
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、取水口前の潜水作業時の安全用囲い兼用			

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 (1 パーティは 2 名の潜水夫)
- 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 パーティが 1 日 1 回潜水作業
- 作業サイクル : 80 分潜水作業 (実質 70 分、水深 30m) 後休憩 30～60 分

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：5.7 m x 6.7 m、水圧管路水平部貫通長 22.5m、ベルマウス形状：6.5mx7.5m 高、ゲートタワー用立坑：6.6m 外径、穴開けコンクリート 数量 1,450 m³
- 3) 覆工コンクリート及び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+破砕方式を採用する。スロット穿孔は、20 トン級穿孔機にビット径 65mmx 幅 120 mm を装着して施工する。破砕は 1,400 kg 級破砕機、破砕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。残置したベルマウス部拡幅部から上流側は、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
スロットスター		スロット穿孔	小型バックホウ搭載
バックホウ	クローラ式	ブレイカ破砕	バックホウ 0.7m ³ 級に搭載、高さ約 6.7m はズリ足場
ブレイカ	油圧式、1.4 t 級	1 次破砕	
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	
バックホウ	0.35 m ³ 級	ズリ処理	
ブレイカ	油圧 1.4t 級 壁面整形	二次破砕	
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 1.5m (52.8m³) 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。残置したベルマウス部拡幅部から上流側は、ドライ状態保持の初期に穿孔、貫通させる。

ベルマウスと貫通部巻立てコンクリート打設後に、ゲート上流側に充水を行い、バルクヘッドに水圧が掛からない状態にした後、バルクヘッドはウィンチ(5ton:2 台、1 ton:2 台)を使って撤去する。

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、本拡張工事のクリティ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	:	1.0 month
基礎掘削 (EL. 168 m より上部)	:	4.0 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)	:	9.0 months
クレーン走行用ガード設置	:	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の、既設コンクリート擁壁 (EL. 171 m) の補強を兼ねた仮締め切りは、現地盤の岩石を用いて構築するものとする。掘削土砂運搬には、既設発電所のコンクリートデッキ上のストップログ用クレーンを移設後、テールレースのコンクリートデッキを通路として利用する。掘削土砂積込みで、EL168m 上部は 0.8 m³ 級バックホウと 10 トン級ダンプトラックで行う。EL168 下部は、EL. 177 m 盤に設置するクローラークレーン(100ton 級)とベッセル(6m³)を使って、掘削土砂を 10 トン級ダンプトラックに積み込み、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もしくは発破工法により施工するものとする。岩破碎機もしくは発破の使用に際しては、その振動が既設の機械基礎部に影響を与えぬように、振動を確認しながら掘削をする。また、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 級バックホウ（ベースマシン）に 1,400 kg 級 ジャイアントブレードを装着して施工する。積み込みと運搬は、0.8 m³ 級バックホウと 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ード付きバックホウを搭載して施工する。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 5 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、掘削は、発破と作業台船上のジャイアントブレーカ付きバックホウの併用により施工する。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, 43t
	2) ストップログ, 18 t
	3) 取水ゲート, 57 t
	4) ガントリークレンレールとケーブル延伸, LS
	5) 水圧鉄管, 100 t
ドラフトチューブ用	1) ガントリークレ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。トラシュラックの据付は、仮締め切りのバルクヘッドを撤去後、水中でプラットホームに装着したウィンチ(4基)を用いて実施する。

ゲートタワーに設置するローラゲート型ゲートの据付期間は、1.5ヶ月を見込み、堤体貫通前に、巻き上げ機を用いて設置する。内径5.5mの水圧管路の据付は、1年目に上部水平部と上部ベンド部、2年目と3年目に下部ベンド部、傾斜部の順に実施する。据付後コンクリート充填を行う。スパイラルケーシング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

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14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。

7.4. 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 79.7、 US\$ 1.00 = Kip 7,890.3
- 積算ベース年月：2012年9月
- 土木工事費は、施工計画に基づき施工単価を設定し、工事数量に乗じて算出する。施工単価設定に際しては、ラオスの労務費、材料費、機械費と特殊機械費は東南アジアを調査し、東南アジア近隣国の歩掛に基づき算出する。堤体穴明け工事等の特殊工事費は、日本での工事費の歩掛を参考とし、資機材は、日本での調達とした。
- 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。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 G-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上で、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、57 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。
- 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 0.55% で積算する。
- コミットメントチャージは 0.1% で積算する。
- 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年間 2.1%、内貨分の価格上昇予備費は年間 8.3% 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 G-4 に示す。

外貨分合計	4,226	百万円
内貨分合計	143,306	百万 Kip
内・外貨合計	5,673	百万円

(3) 直接工事費・技術経費

Appendix G-5 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 42.7 億円で以下の費用構成である。

土木工事費	17.9 億円
水力機械調達据付費	1.4 億円
電気機械調達据付費	16.6 億円
コンサルタント技術経費	6.8 億円
合計	42.7 億円

第8章 経済財務分析

8.1 経済分析

8.1.1 分析方法

経済分析 (Economic Analysis) とは、本拡張事業に必要となる費用と、ラオス国の経済に与える効果 (便益) を比較する手法の一つで、事業を実施する価値があるか否かを判断するため実施される。経済分析にともなう費用 (Cost) ・便益 (Benefit) の算定は、全ての財務価格を経済価格に変換した後、ディスカウント・キャッシュフロー法を用いて行った。経済分析では、分析のための指標として、経済的内部収益率 (Economic Internal Rate of Return: EIRR) のほか、純現在価値 (Net Present Value: NPV)、費用便益比率 (Benefit-Cost (B/C) Ratio) を算定した。

EIRR とは、事業に投入する資本の効率性を判断するための指標であり、費用と便益の二つのキャッシュフローの現在価値が等しくなるような割引率 = EIRR と定義される。EIRR は、以下に示す式を用いて算出することができる。

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

ここで

- C_t : 費用 (Cost)
- B_t : 便益 (Benefit)
- t : 年
- n : プロジェクト・ライフ (年)
- r : 割引率 (= EIRR)

8.1.2 前提条件

事業の EIRR は、資本の調達金利 (資本の機会費用) を上回っている場合、投資が収益的であることを意味する。ここで、資本の機会費用とは、EIRR のハードルレートにあたる値で、一般的に 10~12% の範囲をとることが多い。本調査では、「北部小水力マスタープラン (2005 年 JICA)」や「ナムダム第 1 発電拡張事業準備調査 (2010 年 JICA)」など類似調査でも使用された 10% を適用した。この値は、キャッシュフローの現在価値を算定する際にも使用される。

プロジェクト・ライフ (事業の評価期間) は、建設期間である 5 年と土木構造物であるダムの耐用年数 50 年を合算した 55 年と設定した。全ての価格は、コスト積算の基準年である 2012 年とし、異なる年の価格は、消費者物価指数を用いて 2012 年価格に補正した。

プロジェクトの経済評価は、国家全体の視点から資源の価格を評価するため、推定された費用と便益の市場価格 (Market Price) を経済価格 (Economic Price) に修正する必要がある。市場価格から経済価格への補正に際しては、税金や補助金などの移転項目を取り除くほか、内貨部分の価

格補正を行うために補正係数を用いる必要がある。本調査では、以下の前提を用いて市場価格から経済価格への変換を行った。

(1) 標準換算係数

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。

(2) 積算時点

コスト積算と同じく 2012 年時点の価格を使用して算定する。また、ナムグム第一発電所の既存設備に関しては、本拡張事業の実施により追加的に発生する費用ではないことから、埋没費用 (Sunk Cost) とし、本事業の費用としては考慮しない。

(3) 物価上昇の取り扱い

ディスカウント・キャッシュフロー法の前提に則り、価格上昇は考慮せず、固定価格を使用する。

(4) 税金の取り扱い

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。

(5) 建中金利の取り扱い

本分析では総資本の内部収益率 (IRR) の算出を行うため、建中金利は計算から除外する。

8.1.3 プロジェクトの経済費用の算定

拡張事業の経済費用は第7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

経済価格に変換した主な項目ごとの初期投資額を下表に示す。

Table 8.1.1 Initial Investment Cost (Economic Price)

(単位: 1,000 ドル)

項目	建設1年目		建設2年目		建設3年目		建設4年目		建設5年目		合計		
	外貨	内貨	外貨	内貨	外貨	内貨	外貨	内貨	外貨	内貨	外貨	内貨	合計
I. 建設費													
土木工事費	0	0	1,179	654	4,715	2,617	4,715	2,617	3,536	1,962	14,146	7,850	21,996
水力機械調達据付費	0	0	124	21	498	83	498	83	373	63	1,493	250	1,743
電気機械調達据付費	0	0	1,631	97	6,523	387	6,523	387	4,893	290	19,570	1,160	20,730
ベースコスト合計	0	0	2,934	772	11,736	3,087	11,736	3,087	8,802	2,315	35,209	9,260	44,469
物理的予備費 (10%)	0	0	293	77	1,174	309	1,174	309	880	232	3,521	926	4,447
建設費合計	0	0	3,228	849	12,910	3,395	12,910	3,395	9,683	2,547	38,730	10,186	48,916
II. コンサルティングサービス													
ベースコスト	1,605	39	1,435	41	1,781	57	1,769	58	1,758	56	8,348	251	8,599
予備費 (5%)	80	2	72	2	89	3	88	3	88	3	417	13	430
コンサル・サービス合計	1,685	41	1,506	43	1,871	60	1,858	61	1,846	59	8,766	263	9,029

III. 管理費用													
管理費用	0	82	0	269	0	875	0	874	0	678	0	2,779	2,779
合計 (I~III)	1,685	123	4,734	1,161	14,781	4,330	14,768	4,331	11,529	3,283	47,496	13,228	60,724
合計 (外貨+内貨)	1,808		5,895		19,110		19,098		14,812			60,724	

Prepared by JICA Survey Team

(2) 運営・維持管理費

運転開始後に毎年発生する本事業設備の年間維持管理費は下記の通り設定した。

- 土木設備： 土木工事の初期投資額（工事中の仮設設備の費用を除く）の0.5%
- 水力機械設備： (i) 取水ゲート・油圧ユニット初期投資額の0.75%
(ii) 取水口スクリーン、ストップログ初期投資額の0.25%
- 電気機械設備： 電気機械設備の初期投資の1.0%

Table 8.1.2 O&M Cost (Economic Price)

(単位: 1,000 ドル)

項目	初期投資額 (物理的予備費を含む)	係数	運営・維持管理費
土木設備 (仮設設備除く)	13,712	0.50%	69
水力機械設備			
取水ゲート・油圧ユニット	595	0.75%	4
取水口スクリーン、ストップログ	475	0.25%	1
電気機械設備	22,593	1.00%	226
合計	---	---	300

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。

- 水力機械設備： 取水口ゲート・油圧ユニット初期投資額の5%
- 電気機械設備： (i) 水車・発電機ユニット初期投資額の70%
(ii) 他の電気設備初期投資額の100%

Table 8.1.3 Reinvestment Cost (Economic Price)

(単位: 1,000 ドル)

項目	初期投資額 (物理的予備費を含む)	係数	設備更新費
水力機械設備	595	5%	30
電気機械設備			
水車・発電機ユニット	17,958	70%	12,571
その他電気機械設備	4,635	100%	4,635
合計	---	---	17,236

Prepared by JICA Survey Team

8.1.4 経済便益

事業を実施した場合の経済便益は、事業を実施した場合（with project）と事業を実施無かった場合（without project）の経済便益の差分（増分）となる。

経済分析では、本拡張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算定する。現在における C1 系統の状況下では、タイからの輸入電力が本事業を実施しなかった場合の代替電源であると考えられる。この場合、拡張事業を実施することによって、タイからの輸入電力に対する支払い額の減少および輸出量の増加に伴う料金収入が経済便益として計上される。しかしながら、8.3 にて後述するとおり、タイ・ラオス間の電力融通の電力料金は、相互の協定により実際の経済的価値を大きく下回る価格で取引されている。

このように、現在の輸出入の料金が、実際の経済的価値と乖離していることから、本分析では、電力輸出入収支の改善を経済便益として使用する代わりとして¹、NN-1 の拡張を実施しなかった場合に必要となる国内の代替火力発電所の建設・運営にかかる費用の電力便益（kW 価値）と電力量便益（kWh 価値）を経済便益として計上した。

(1) 代替火力発電所の選定

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、その費用を事業の便益とみなす。この場合、水力発電事業の実施に係る費用と代替火力発電事業実施の費用の差分がプロジェクトの純便益となる。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。

代替火力法を適用する場合、対象となる国の状況を勘案して技術的、経済的に妥当な代替火力発電を選定する必要がある。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。2010年の石油製品輸入量は約70万バレルであるのに対し（出所: CIA World Fact Book）、天然ガス・LNGの輸入はパイプラインなどの輸送手段が確立していないことから輸入が行われていない。そのため、代替火力として軽油より安価な重油を燃料とするディーゼル発電やガスタービン発電が想定される一方で、輸入・運搬が困難な天然ガスは発電の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、電源開発計画²では Hongsa (300 MW x 2 基) 及び Kalum (100 MW) 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負荷追従性に劣り、PDP でも 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%）としての運用が想定されていることから、水力発電の代替としては適さないと考えられる。

そのため、ここではディーゼル発電機および石油燃料を使用するガスタービン発電機を代替電源の候補として選定した。これら代替電源の諸元は以下の通りに設定した。

¹ 電力輸出入収支の改善を便益とした経済分析は、参考として 8.3 章において分析を行った。

² Power Development Plan PDP2010-2020 (Revision-1), EdL, August 2011

Table 8.1.4 Major Assumption Diesel Power Plant and Simple Cycle Gas Turbine

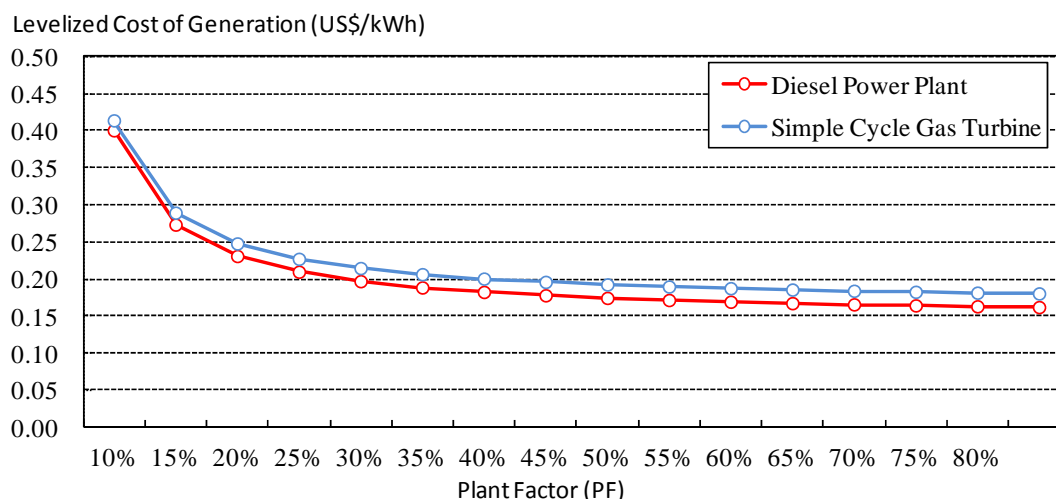
	ディーゼル発電機	ガスタービン発電機
燃料	A 重油	
燃料価格	0.6376 ドル/liter ^{*1}	
燃料の発熱量	9,340.7 kcal/liter	
kW あたり建設費	590 ドル (Jan 2008) ^{*2}	635 ドル (Jan 2008) ^{*3}
- 輸送費・価格補正 ^{*7}	658 ドル (Jan 2012)	708 ドル (Jan 2012)
熱効率 (Thermal Efficiency)	43.0% ^{*4}	38.0% ^{*5}
運営維持管理の変動費	0.0032 ドル/kWh ^{*4}	0.0051 ドル/kWh ^{*6}
運営維持管理の固定費	19.74 ドル/kW/年 ^{*4}	11.82 ドル/kW/年 ^{*6}
耐用年数	20 年	

注:

- *1 2009年1月から2012年5月までの間のA重油(硫黄分2%)の輸入CIF価格の平均、出所: Lao State Fuel Company
- *2 203-MW 往復動式ディーゼル発電機、米国 (590ドル/kW)およびインドにおける5MWのディーゼル発電機(590ドル/kW)の建設単価を参考に設定(ディーゼル発電機の場合、ある程度の規模以上であれば、設備容量を増やしても建設単価は大きく異ならないと言われている)。出所: ESMAP Technical Paper 122/09, 2009年12月。
- *3 インドにおける25MW シンプルサイクル・ガスタービン(830ドル/kW)および150MW シンプルサイクル・ガスタービン(440ドル/kW)の建設単価の平均。単価は、土木工事費、設備、材料、労働賃金、据え付け費用を含む。出所: ESMAP Technical Paper 122/09, 2009年12月。
- *4 Feasibility Study on the Sihanoukville Combined Cycle Power Development Project in the Kingdom of Cambodia, 2002年
- *5 Simple Gas Turbine AD (oil) 35 MW, Energy Technology Expert.com 2009年9月
- *6 Cost Estimates for Thermal Peaking Plant, Electricity Commission, 2008年6月
- *7 内陸部までの輸送費として建設費の4%を計上。また、2008年から2012年までの物価補正として消費者物価指数をベースに算定した7.21%を適用。

Prepared by JICA Survey Team

上記の前提を用いて、ディーゼル発電機および単純サイクル・ガスタービンのプラントファクター毎の発電単価を以下の通りに計算した。図は横軸にプラントファクター、縦軸に発電単価をとったもので、プラントファクターが増加するにつれて発電単価が減少していることがわかる。図に示すとおり、全てのプラントファクターにおいてディーゼル発電機のほうが安価であったため、ここではディーゼル発電機を代替火力として選定した。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 8.1.1 Levelized Cost of Generation of Diesel Power Plants and Gas Turbine

(2) 経済便益の算定

kW 価値および kWh 価値は、以下の方法で算定した。

1) 補正係数

一般的にみて、水力発電は機械的構造が火力発電所に比べてシンプルであるため、機械的な観点での運転の信頼性が火力発電に比べて高い。こうした水力、火力発電所の特性を反映させるために、kW 補正係数、kWh 補正係数を以下の通りに算定した。ここで電力便益を算定する場合は、水力発電所の保証出力に kW 補正係数を乗じることで算定することが可能である。また、電力量便益は、水力発電所の増分の発電量に kWh 補正係数を掛け合わせることで算定することができるようになる。

Table 8.1.5 Adjustment Factors of Thermal Plant

項目	水力発電	ディーゼル発電機
送電ロス	6.00% ^{/1} A	6.00% ^{/1} E
オーバーホール・定期メンテナンス	0.00% ^{/2} B	7.67% ^{/1} F
所内消費率	0.50% ^{/1} C	4.00% ^{/1} G
事故停止率	0.50% ^{/1} D	2.19% ^{/1} H
kW 補正係数 ^{/3}	-	1.142 I
kWh 補正係数 ^{/4}	-	1.036 J

注:

/1 F/S on the Sihanoukville Combined Cycle Power Development Project in the Kingdom of Cambodia, JICA (Jan. 2002)

/2 本事業のオーバーホールおよび定期メンテナンスによる稼働停止は、既に発電量の計算に考慮されているため、ここでは重複をさけるため0%と設定

/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

代替火力として選定された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 8.1.6 Calculation of kW Value

項目	単位	値
A kW あたりの建設費	ドル/kW	657.8
B 耐用年数	年	20
C 割引率	%	10.0%
D 資本回収係数		0.1175
E 運営・維持管理の固定費	ドル/kW/年	19.74
F kW 価値補正係数		1.142
G kW 価値	ドル/kW	110.78

注: $G = (A \times D + E) \times F$

Prepared by JICA Survey Team

3) kWh 価値

代替火力として選定されたディーゼルに使用する燃料価格およびその他変動費から、下表の通り kWh 価値を求めた。

Table 8.1.7 Calculation of kWh Value

項目	単位	値
A 燃料		A 重油 (硫黄分 2%)
B 燃料価格	US\$/liter	0.6376

C 燃料の単位熱量	kcal/liter	9340.66
D 熱効率 (Thermal Efficiency)	%	43.0%
E 熱消費率 (Heat Rate)	kcal/kWh	2.000.02
F kWhあたりの燃料消費	Liter/kWh	0.21412
G 燃料費	US\$/kWh	0.1365
H 運営維持管理の変動費	US\$/kWh	0.0032
I kWh 価値補正係数		1.0365
J kWh 価値	US\$/kWh	0.1448

注: $J = (G + H) \times I$

Prepared by JICA Survey Team

4) 年間経済便益の算定

下表は、事業実施の有無における NN-1 発電所全体の年間発電量、保証ピーク出力の値および、それらを用いて算定された年間のエネルギー便益、キャパシティー便益の値をまとめたものである。本事業の場合、エネルギー便益が全体の便益の7割を占めており、代替火力発電所の燃料費を節約する効果が高いことがわかる。

Table 8.1.8 Annual Energy and Capacity Benefits

項目	単位	事業実施なし	事業実施あり	差分
年間発電量	GWh	1,117.00	1,176.00	59.00
保証ピーク出力	MW	114.0	151.0	37.00
エネルギー便益: kWh Value	1,000ドル	161,779	170,325	8,545
キャパシティー便益: kW Value	1,000ドル	10,059	13,324	3,265
年間便益合計	1,000ドル	171,839	183,649	11,810

Prepared by JICA Survey Team

8.1.5 EIRR の算定

これまでに算定した費用および便益を使用して、プロジェクトのキャッシュフローを作成した(表 8.1.9 参照)。このキャッシュフローを用いて算定した結果、EIRR は 16.3% となった。また、割引率として資本の機会費用である 10% を適用し算定した NPV は 3,230 万ドルとなった。

このように、EIRR は資本の機会費用である 10% を優に超えているほか、NPV もプラスの値をとっていることから、本事業は経済的な観点から妥当であると判断された。

Table 8.1.9 Calculation of EIRR(Base Case)

年	費用			便益			純便益
	初期投資・ 設備更新費	運営・維持管 理費	合計	キャパシテ ィー便益	エネルギー 便益	合計	
1 2013	1,808	0	1,808	0	0	0	-1,808
2 2014	5,895	0	5,895	0	0	0	-5,895
3 2015	19,110	0	19,110	0	0	0	-19,110
4 2016	19,098	0	19,098	0	0	0	-19,098
5 2017	14,812	0	14,812	0	0	0	-14,812
6 2018	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
7 2019	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
8 2020	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
9 2021	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
10 2022	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
11 2023	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
12 2024	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
13 2025	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
14 2026	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
15 2027	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
16 2028	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
17 2029	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
18 2030	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
19 2031	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
20 2032	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
21 2033	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
22 2034	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
23 2035	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
24 2036	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
25 2037	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
26 2038	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
27 2039	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
28 2040	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
29 2041	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
30 2042	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
31 2043	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
32 2044	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
33 2045	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
34 2046	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
35 2047	17,236	300	17,536	4,099	8,545	12,644	-4,892
36 2048	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
37 2049	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
38 2050	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
39 2051	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
40 2052	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
41 2053	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
42 2054	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
43 2055	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
44 2056	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
45 2057	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
46 2058	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
47 2059	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
48 2060	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
49 2061	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
50 2062	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
51 2063	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
52 2064	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
53 2065	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
54 2066	0	300	300	4,099	8,545	12,644	12,344
55 2067	-5,745	300	-5,445	4,099	8,545	12,644	18,089
Total	72,214	15,007	87,222	204,940	427,260	632,200	544,978
割引率:	10.0%	費用の現在価値:	45,546			便益の現在価値	77,841
						EIRR:	16.31%
						NPV:	32,295
						B/C:	1.71

Prepared by JICA Survey Team

8.1.6 感度分析

(1) 感度分析のケース設定

経済的費用および便益の算定は、建設費、発電量、代替火力発電所に用いる燃料価格などの長期的な予測値にもとづいて定量化されている。これらの予測値は、現段階における最善の予測値である。ただし、建設期間および事業期間が長期間にわたるため、様々な外部的・内部的要因により、予測値と実績値が乖離することも十分に考えられる。

そのため、ここでは、分析に用いた指標のうち、事業の経済性に大きな影響を与える可能性がある拡張プロジェクトの事業費（初期投資）および代替火力発電所に用いる燃料価格の2つの指標につき、プロジェクトの経済性に悪影響を与える方向に変動させた場合、プロジェクトの経済性に与える影響を分析した。分析に当たっては、以下のケースを設定した。

ケース1 事業費（初期投資）の増加 (a) +10%; (b) +20%

ケース2 代替火力発電所に用いる燃料価格の減少 (a) -10%; (b) -20%

ケース3 事業費の増加+20%および代替火力の燃料価格の減少-20%

(2) 感度分析の結果

感度分析の結果は、下表に示した通りである。感度分析において複数のケースを分析した結果、EIRRの値は12.2%~15.4%の間で変化したものの、いずれのケースにおいても資本の機会費用である10%を上回る結果となった。このことから、本プロジェクトは、外部要因の変化などにより事業の効率性がある程度低下した場合においても、十分に妥当であることが確認出来た。

Table 8.1.10 Results of Sensitivity Analysis

ケース		EIRR	NPV
ベースケース		16.3%	32.30 百万ドル
ケース1 事業費の増加	(a) +10%	15.0%	27.74 百万ドル
	(b) +20%	13.9%	23.19 百万ドル
ケース2 代替火力の燃料価格の減少	(a) -10%	15.4%	21.16 百万ドル
	(b) -20%	14.4%	22.02 百万ドル
ケース3 事業費の増加+20%および代替火力の燃料費減少 20%		12.2%	12.91 百万ドル

Prepared by JICA Survey Team

8.2 財務分析

8.2.1 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）の算定を行うことで、本事業の実施主体にとって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。

本事業の実施および完成後の運営維持管理については、EDL および EDL-Gen の双方が役割を分担しながら実行することが想定されている。。そのため本事業は、EdL-Gen および EdL の双方が、実質的な事業主体であると考えられる。したがって、財務分析においても、EdL グループ全体の視点から見た FIRR の計算を行うこととした。

8.2.2 財務費用

拡張事業の財務費用は、第7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は、下表の通りとなる。

Table 8.2.1 Initial Investment Cost (Financial Price)

(Unit: USD 1,000)

項目	建設1年目		建設2年目		建設3年目		建設4年目		建設5年目		合計		
	外貨	内貨	外貨	内貨	外貨	内貨	外貨	内貨	外貨	内貨	外貨	内貨	合計
I. 建設費													
土木工事費	0	0	1,179	689	4,715	2,754	4,715	2,754	3,536	2,066	14,146	8,263	22,409
水力機械調達据付費	0	0	124	22	498	88	498	88	373	66	1,493	263	1,757
電気機械調達据付費	0	0	1,631	102	6,523	407	6,523	407	4,893	305	19,570	1,221	20,791
ベースコスト合計	0	0	2,934	812	11,736	3,249	11,736	3,249	8,802	2,437	35,209	9,747	44,957
物理的予備費 (10%)	0	0	293	81	1,174	325	1,174	325	880	244	3,521	975	4,496
建設費合計	0	0	3,228	894	12,910	3,574	12,910	3,574	9,683	2,681	38,730	10,722	49,452
II. コンサルティングサービス													
ベースコスト	1,605	41	1,435	43	1,781	60	1,769	61	1,758	59	8,348	264	8,612
予備費 (5%)	80	2	72	2	89	3	88	3	88	3	417	13	431
コンサル・サービス合計	1,685	43	1,506	45	1,871	63	1,858	64	1,846	62	8,766	277	9,043
III. 管理費用													
管理費用	0	86	0	284	0	921	0	920	0	714	0	2,925	2,925
合計 (I~III)	1,685	129	4,734	1,222	14,781	4,558	14,768	4,558	11,529	3,456	47,496	13,924	61,420
合計 (外貨+内貨)	1,814		5,956		19,338		19,326		14,985		61,420		

Prepared by JICA Survey Team

(2) 運営・維持管理費

運転開始後毎年発生する本事業設備の年間維持管理費は下記の通り設定した。

Table 8.2.2 O&M Cost (Financial Price)

(単位: 1,000 ドル)

項目	初期投資額 (物理的予備費を含む)	係数	運営・維持 管理費
土木設備 (仮設設備除く)	13,986	0.50%	70
水力機械設備			
取水ゲート・油圧ユニット	600	0.75%	4
取水ロスクリーン、ストップログ	478	0.25%	1
電気機械設備	22,661	1.00%	227
合計	---	---	302

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。

Table 8.2.3 Reinvestment Cost (Financial Price)

(単位: 1,000 ドル)

項目	初期投資額 (物理的予備費を含む)	係数	設備更新費
水力機械設備	600	5%	30
電気機械設備			
水車・発電機ユニット	18,012	70%	12,608
その他電気機械設備	4,649	100%	4,649
合計	---	---	17,287

Prepared by JICA Survey Team

8.2.3 財務便益の算定

前述の通り、財務分析は事業実施主体である EDL の視点から行うことから、財務便益は EDL の販売する電力収入とした。現行の平均売電単価は 559 Kip であるが、2012 年中に 20% の値上げが予定されているほか、2013 年から 2017 年にかけて毎年実質 2% ずつ値上げされることが承認されている。そのため、本調査では運転が開始される 2017 年時点の国内平均料金 (2012 年価格で 741 キップ/kWh、9.39 米セント) を用いて財務便益を算定した。下表に示したとおり、事業実施の有無による料金収入の差分が本事業の便益となる。

Table 8.2.4 Financial Benefit (Electricity Revenue)

項目	単位	事業実施なし	事業実施あり	差分
年間発電量	GWh	1,117.00	1,176.00	59.00
ロス率補正				
発電所所内消費量	%	0.5%	0.5%	
事故停止率	%	0.5%	0.5%	
送電ロス	%	6.0%	6.0%	
年間売電量	GWh	1,039.51	1,094.41	54.91
年間売電収入	1,000ドル	97,610	102,765	5,156

Prepared by JICA Survey Team

8.2.4 加重平均資本コストの算定 (WACC)

財務分析 (Financial Analysis) は、財務的な収益性を示す FIRR と事業実施のために投入する資本のコストを加重平均した加重平均資本コスト (WACC: Weighted Average Cost of Capital)とを比べることで事業実施の妥当性を検証する。ほとんどの事業では、事業実施主体は、自己資本と借入を組み合わせることでプロジェクトを実施するための資金を調達する。一般的に、事業実施主体が自己資本に対して求める収益性 (自己資本のコスト) と借入金の返済に必要な収益性 (借入金金利=借入金のコスト) は異なり、これらを加重平均した値が加重平均資本コストと定義される。

WACC は、金利などと同様に%で示され、特定の事業が財務的な観点から実施するに値するかどうかを判断するための基準として使用される。例えば、特定のプロジェクトの WACC が 5% である場合、同事業の FIRR は最低でも 5% を超えることが必要となる。税金の効果を勘案した実ベースの WACC は、以下の式で算定することができる。

$$WACC = W_e \left(\frac{1+r_e}{1+i} - 1 \right) + W_d \times \left(\frac{1+r_d \times (1-t_c)}{1+i} - 1 \right)$$

ここで

we: 自己資本の比率 wd: 負債の比率 tc: 法人税率
 re: 自己資本のコスト rd: 負債のコスト i: インフレ率

これらの前提条件およびアジア開発銀行が推奨する Minimum Rate Test³を用いた結果、WACC は 4.63% と算定された。

Table 8.2.5 Calculation of WACC

項目	負債	自己資金	注
資金構成	85%	15%	初期投資に必要な資金の借入：自己資本の比率
名目資本コスト	0.550%	10.00%	負債：本事業への適用が想定される円借款の金利、自己資金：推定値
法人税	35.00%	-	税による補正は、節税効果がある借り入れのみに対して行う。
節税効果補正後	0.358%	10.00%	名目資本コスト × (1 - 法人税率)
インフレ率 (ドルベース)	-2.005%	1.756%	負債：2007-2011 年における日本 (-0.249%) および主要先進国: G7 (1.756%) の平均インフレ率の差分 自己資金：主要先進国(G7) の 2007-2011 年のインフレ率平均
実質資本コスト	2.411%	8.102%	(1+名目資本コスト) ÷ (1+インフレ率) - 1
Minimum Rate Test	4.000%	8.102%	ADB のガイドラインに則り、実質資本コストが 4% を下回っている場合、同値の代わりに 4% を使用。
荷重後 WACC	3.400%	1.215%	負債：85% × 4.000%, 自己資本：15% × 8.102%
WACC	4.625%		荷重後の WACC コンポーネントの合計

Prepared by JICA Survey Team

8.2.5 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 6.72%、純現在価値 (NPV) は 1,976 万ドルとなった。計算された FIRR は加重平均資本コスト (WACC) の

³ 実質資本コストが 4% を下回っている場合、同値の代わりに 4% を使用。出所: “The Guidelines for the Financial Governance and Management of Investment Projects Financed, ADB” など

4.63%を上回っているほか、NPV がプラスの値をとっている。そのため、本拡張事業は EDL の財務的な観点から実施が妥当であると判断出来る。FIRR の値は決して高い値ではないものの、年率 0.55% という低利の円借款の利用を前提とした場合、財務的に妥当であることが検証できた。

8.2.6 感度分析

これまでに予測された財務的なコスト・便益およびその算定根拠となった、建設費、電力料金、発電量などの値は、現時点における最善の予測であるものの、長期にわたる事業期間中に様々な内部・外部要因により当初予定から乖離する可能性を孕んでいる。そのため、重要な指標については、事業の収益性にとってネガティブな変化を起こした場合の収益性への影響を把握しておく必要がある。ここでは、特に重要な前提条件である事業費および電力料金が、以下のように変動した場合を想定し感度分析を行った。

ケース 1 事業費が当初見積もりより a) 10%または b) 20%上昇

ケース 2 料金値上げが適切に実施されず、2018 年における電力料金が当初の想定より a) 10%または b) 20%低い

Table 8.2.7 Results of Sensitivity Analysis

ケース		FIRR	NPV
ベースケース		6.72%	19.76 百万ドル
ケース 1 事業費の増加	(a) 10%	5.98%	13.77 百万ドル
	(b) 20%	5.34%	7.79 百万ドル
ケース 2 国内向け末端料金が想定よりも安価	(a) 10%	5.91%	11.80 百万ドル
	(b) 20%	5.05%	3.83 百万ドル
ケース 3 事業費 20%増、電力料金 20%減		3.83%	-8.14 百万ドル

Prepared by JICA Survey Team

上の表に示した通り、もっとも困難な仮定であるケース 3 を除くと、プロジェクトの財務的な妥当性は維持できることがわかった。一方、電力料金の値上げが適切に実施されないことと、大幅な事業費の増加が同時に発生した場合、事業の財務的妥当性は失われることになる。そのため、EDL は建設期間中におけるコスト管理を適切に実施するほか、料金値上げが計画通りに行われるよう対処することが求められる。とくに、電力料金については、物価上昇と値上げをリンクさせ、実質的な値上げが達成できるよう配慮することが望ましい。

Table 8.2.6 Calculation of FIRR (Base Case)

(単位: 1,000 ドル)

年	費用			便 益	純便益	
	初期投資・ 設備更新費	運営・維持 管理費	合 計			
1	2013	1,814	0	1,814	0	-1,814
2	2014	5,956	0	5,956	0	-5,956
3	2015	19,338	0	19,338	0	-19,338
4	2016	19,326	0	19,326	0	-19,326
5	2017	14,985	0	14,985	0	-14,985
6	2018	0	302	302	5,156	4,854
7	2019	0	302	302	5,156	4,854
8	2020	0	302	302	5,156	4,854
9	2021	0	302	302	5,156	4,854
10	2022	0	302	302	5,156	4,854
11	2023	0	302	302	5,156	4,854
12	2024	0	302	302	5,156	4,854
13	2025	0	302	302	5,156	4,854
14	2026	0	302	302	5,156	4,854
15	2027	0	302	302	5,156	4,854
16	2028	0	302	302	5,156	4,854
17	2029	0	302	302	5,156	4,854
18	2030	0	302	302	5,156	4,854
19	2031	0	302	302	5,156	4,854
20	2032	0	302	302	5,156	4,854
21	2033	0	302	302	5,156	4,854
22	2034	0	302	302	5,156	4,854
23	2035	0	302	302	5,156	4,854
24	2036	0	302	302	5,156	4,854
25	2037	0	302	302	5,156	4,854
26	2038	0	302	302	5,156	4,854
27	2039	0	302	302	5,156	4,854
28	2040	0	302	302	5,156	4,854
29	2041	0	302	302	5,156	4,854
30	2042	0	302	302	5,156	4,854
31	2043	0	302	302	5,156	4,854
32	2044	0	302	302	5,156	4,854
33	2045	0	302	302	5,156	4,854
34	2046	0	302	302	5,156	4,854
35	2047	17,287	302	17,589	5,156	-12,433
36	2048	0	302	302	5,156	4,854
37	2049	0	302	302	5,156	4,854
38	2050	0	302	302	5,156	4,854
39	2051	0	302	302	5,156	4,854
40	2052	0	302	302	5,156	4,854
41	2053	0	302	302	5,156	4,854
42	2054	0	302	302	5,156	4,854
43	2055	0	302	302	5,156	4,854
44	2056	0	302	302	5,156	4,854
45	2057	0	302	302	5,156	4,854
46	2058	0	302	302	5,156	4,854
47	2059	0	302	302	5,156	4,854
48	2060	0	302	302	5,156	4,854
49	2061	0	302	302	5,156	4,854
50	2062	0	302	302	5,156	4,854
51	2063	0	302	302	5,156	4,854
52	2064	0	302	302	5,156	4,854
53	2065	0	302	302	5,156	4,854
54	2066	0	302	302	5,156	4,854
55	2067	-5,762	302	-5,460	5,156	10,616
合計		93,508	72,945	15,112	88,056	257,787
Prepared by JICA Survey Team					FIRR:	6.72%
					NPV:	19.763
					B / C:	1.33

8.3 タイとの電力輸出入に及ぼす効果

8.1に記載した経済分析では、ディーゼル発電機を本水力発電事業の代替電源として設定することで国民経済への事業便益を算定した。一方、現在のラオスの電力事情を勘案した場合、本事業を実施しない場合の代替案として有力なのは、火力発電所の建設ではなく輸入電力である可能性が高いと考えられる。ただし、既に述べたとおり、タイ・ラオス間の電力融通の単価は、実際の経済的な価値を下回る政策的な価格で取引されているため、経済分析の便益として使用しても十分な便益が算定出来ない可能性が高い。このことを理解した上で、ここでは本拡張事業が電力融通に及ぼす影響を分析の上、輸出入収支の効果（例：輸入電力に対する支払いの減少、輸出電力の増加）を経済的な便益としてEIRRの算定を行った。

この場合、供給電力量の増加とピーク電力へのシフトが拡張事業の経済便益である。ここでは、こうした電力輸出入収支への効果を便益とみなし、2011年8月に改定された電力輸出入料金に基づいてEIRRを算出した。EDLの輸出入収支の予測は下表の通りとなる。電力需給予測からは、事業の有無に拘わらずEDLが輸入超過にならないため、サーチャージの支払いは計算されない。

(1) 電力輸出入の単価

下表に現行のタイ発電公社(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0.14バーツ高く設定されている上、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 8.3.1 Electricity Trade Tariff with EGAT

	EGAT への輸出	EGAT からの輸入
ピーク（平日の 09:00～22:00）	1.60 バーツ/kWh	1.74 バーツ/kWh
オフピーク（平日の 22:00～09:00 および休日）	1.20 バーツ/kWh	1.34 バーツ/kWh

出所: EDL

(2) 輸出入収支の改善

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。輸出入収支の算定は、2017年、2020年、2025年の3年分の断面でシミュレーションを行った（推定が行われていない中間年は線形で補完し、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）。プロジェクトの有無で輸出入収支の計算を行った結果は以下の通りで、年間3.4～4.1百万ドル程度の輸出入収支の改善が期待出来ることが分かった。

Table 8.3.2 EDL Trade Deficit and Surcharge Payment

年	単位	EDL の輸出入収支		
		A. 事業実施なし	B. 事業実施あり	C. 便益 (B-A)
2017	1,000 バーツ	-58,568	74,127	132,695
	1,000 ドル	-1,828	2,314	4,142
2020	1,000 バーツ	10,061,392	10,169,629	108,237
	1,000 ドル	314,026	317,404	3,378
2025	1,000 バーツ	7,189,885	7,306,842	116,957
	1,000 ドル	224,403	228,054	3,650

Prepared by JICA Survey Team

(3) EIRR の算定

電力輸出入収支を便益として算定した EIRR は 4.25%、割引率 10% のときの正味現在価値 (NPV) は -23.3 百万ドルと計算された。低い IRR となった主な要因は、輸出入料金の水準が低く、またピーク・オフピーク時の価格差が小さいことであり、現行の輸出入料金は電力の経済的な価値を反映したものとは考えにくい。

第9章 事業実施体制および運転・維持管理体制

9.1 事業実施体制

(1) 事業実施体制

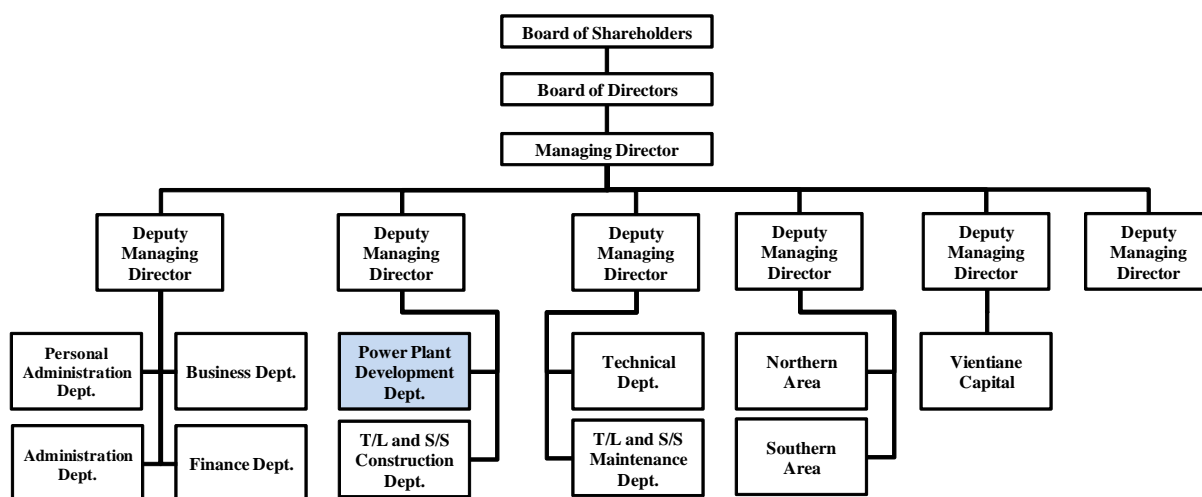
EDL がナムグム第一水力発電所拡張事業の事業実施機関として設計、業者調達、建設を担う。EDL は拡張計画のための独立した組織として、具体的機能および権限を有する PMU: Project Management Unit を設立する。

(2) 実施機関の所管業務、組織構造、人員体制の確認

EDL は 1959 年にラオス国公益事業省の電力局として設立され、その後 1997 年に電力公社に改編された。2011 年には電力改革の一環として発電部門が EDL-Gen として分離された。

発電部門を切り離された EDL は全国レベルの送配電、送配電設備の設計・建設・維持管理、隣国との電力輸出入の管理を担当している。ただし、EDL による水力発電所の建設は将来も進められ、建設後に EDL-Gen に運営が移管される予定となっている (EdL-Gen の概要および運営移管の詳細については、9.2 節にて記述)。

Figure 9.1.1 に現在の EDL の組織図を示す。



Source: EDL

Figure 9.1.1 Organization of EDL

上記組織の内、Power Plant Development Department が EDL の水力発電プロジェクトの調査、設計、調達、建設を担う。同 Department は現在 5 つの PMU を含む 8 つの室で構成されている (Table 9.1.1 参照)。

Table 9.1.1 Power Plant Development Department of EDL

Section	No. of Staffs	Function
Department Office	14	Coordination of each office
Generation Design Study Office	13	Survey, F/S, design of dam/power projects
Machinery Maintenance Office	21	Planning of maintenance & repair
PMU (Houay Lamphan Gnai)	41	Construction supervision till 2015
PMU (Nam Khan 2)	37	Construction supervision till 2015
PMU (Nam Khan 3)	4	Construction will start at the end of 2012.
PMU (Nam Sana)	19	Construction supervision till 2014
PMU (Nam Hinboun)	2	Construction will start at the end of 2012.

Source: EDL

なお水力発電プロジェクトの環境社会配慮については、Transmission Line and Substation Construction Department にある環境室が担当をしている。

(3) 実施機関の財政・予算状況

以下に、近年における EDL の財務状況の概要および Table 9.1.2 に 2007 年から 2011 年迄の EDL の財務状況を示す。

収益性

2007 年から 2010 年までを通じ、EDL は純益を計上している。営業利益率は販売電力量が 279GWh 増加した 2008 年を除き 1%~4%と低いレベルにある。一方、2011 年には大幅な損失が生じている。これは、新たに設立された EDL-Gen からの電力購入が開始されたことが影響していると考えられる。

2010 年 12 月の EDL-Gen 設立後、かつて EDL が所有・運転していた 6 件の水力発電所ならびにその関連の資産・債務、要員が EDL-Gen に移管された。EDL と EDL-Gen 間の売電契約は、EDL-Gen が負担すべき経費を全額カバーするように設定されたことから、EDL-Gen は適正な利益を享受することが可能となった (9.2 (3)を参照)。一方で、フルコストリカバリーに必要な費用を需要家に転嫁出来ない EDL にとっては、その支払いが負担となっている。

ラオス政府は EDL の財務状況を改善する為、エネルギー資源省は 2012 年 3 月に、需要家向け電力料金を 2012 年に 20%、その後 2013 年から 2017 年にかけて毎年 2%上げることを承認した。

総資産利益率 (ROA) も約-0.1%~2.9%と低く、これらは国内電気料金水準の低さに起因する。EDL は政府から設備投資による現物の補助金交付を受けており、その額は 2010 年は 12,480 百万キップ、2011 年は 67,748 百万キップにのぼる。

債務

EDL は国営企業として、政府からの補助及び JICA、世銀、ADB など外国からの有償援助に頼っている。2010 年迄は自己資本に対する債務比率が約 0.65-0.75 とそれ程大きくなかったが、2011 年には 1.30 に悪化した。これは 2 つの水力発電所 (Nam Khan 2: 127MW、及び Houay Lampan Nhai: 88MW) 建設の為の新たな借り入れによる。これらの水力発電所に関連する債務は、後ほど EDL-Gen に移管されることが決まっている。

デットサービスカバレッジレシオは 2010 年に 0.90、2011 年に 0.57 と、債務の元利返済に見合う営業キャッシュフローが得られておらず、その収益性の低さが示されている。

Table 9.1.2 Summary of Financial Status of EDL

(million Kip)					
Item	2007	2008	2009	2010	2011
BALANCE SHEET					
Assets	7,767,989	8,165,134	9,433,554	8,986,514	12,900,719
Current Assets	695,103	877,666	894,051	705,260	908,061
Cash and Cash Equivalents	215,886	393,712	356,683	126,200	70,703
Account Receivables (trade & other receivables)	359,902	350,224	341,534	349,475	367,017
Other Receivables (other current assets)	14,481	18,792	39,132	49,039	254,989
Inventories	104,834	114,938	156,702	180,546	215,352
Fixed Assets	7,072,886	7,287,468	8,539,503	8,281,254	11,992,658
Joint Venture Investments	301,414	427,682	557,751	3,256,990	3,277,312
Fixed Assets	6,771,472	6,859,786	7,981,752	5,024,264	8,715,346
Liabilities and Equity	7,767,989	8,165,134	9,433,554	8,986,514	12,900,719
Liabilities	2,903,186	3,030,090	4,055,443	3,485,000	7,302,477
Current Liabilities	511,419	688,091	896,660	875,512	1,817,923
Trade and Other Payables	267,994	313,235	552,752	589,335	1,272,540
Current Income Tax Liabilities	0	51,982	11,906	62,530	6,296
Current Portion of LT Borrowings	189,877	274,682	296,352	175,835	504,646
Other Current Liability	53,548	48,192	35,650	47,812	34,441
Non-current Liabilities	2,391,767	2,341,999	3,158,783	2,609,488	5,484,554
Long-term Borrowings	2,310,498	2,107,640	3,077,652	2,609,488	5,484,554
Other Non-current Liabilities	81,269	234,359	81,131	0	0
Equity	4,864,803	5,135,044	5,378,111	5,501,514	5,598,242
Contributed Legal Capital (share capital)	618,210	618,210	655,800	668,228	735,976
Retained Earnings	1,806,842	2,165,560	2,373,199	2,475,053	2,459,297
Revaluation Surplus	2,305,168	2,166,868	2,166,868	2,166,868	2,166,868
Other Reserves	134,583	184,406	182,244	191,365	236,101
INCOME STATEMENT					
Revenues	1,067,457	1,274,384	1,485,535	1,688,969	1,952,050
Cost of Sales	(815,454)	(765,631)	(1,042,199)	(1,069,593)	(1,902,779)
Gross Profit	252,003	508,753	443,336	619,376	49,271
Administrative Expenses	(200,948)	(271,514)	(423,283)	(503,299)	(453,640)
Profit from Operations	51,055	237,239	20,053	116,077	(404,369)
Non-operating Income	180,878	143,908	277,427	180,080	518,380
Other Non-operating Income (Exchange Difference)	1,607	24,132	105,691	33,654	52,238
Financial Expenses (interest expenses)	(102,480)	(91,091)	(118,447)	(132,728)	(136,299)
Profit Before Income Tax	131,060	314,188	284,724	197,083	29,950
Income Tax Expense	(26,728)	(81,291)	(56,554)	(34,817)	(45,706)
Net Profit for the Year	104,332	232,897	228,170	162,266	(15,756)
FINANCIAL RATIOS					
Profitability					
(1) Operational Profit Rate	4.8%	18.6%	1.3%	6.9%	-20.7%
(2) Return on Assets	1.3%	2.9%	2.4%	1.8%	-0.1%
Debt					
(3) Debt Equity Ratio	0.60	0.59	0.75	0.63	1.30
(4) Debt Service Coverage Ratio	1.32	1.79	1.39	0.90	0.57
Liquidity					
(5) Current Ratio	1.36	1.28	1.00	0.81	0.50
(6) Receivables Turnover	2.97	3.64	4.35	4.83	5.32
(7) Debtor Days	123.1	100.3	83.9	75.5	68.6

- Note:
- (1) Operational Profit Rate = Profit from Operations / Revenues
 - (2) Return on Assets = Net Profit / Total Assets
 - (3) Debt Equity Ratio = Total Liabilities / Total Equity
 - (4) DSCR = Cash Generated from Operations / (Repayments of Borrowings + Financial Expenses)
 - (5) Current Ratio = Current Assets / Current Liabilities
 - (6) Receivables Turnover = Revenues / Account Receivables
 - (7) Debtor Days = 365 days / Receivables Turnover

Source: JICA Study Team based on Audited Financial Statement of EdL 2008, 2010 and 2011

流動性

流動性比率は2010年に0.81、2011年に0.50で1.0を下回っており、短期の債務履行に対する能力が十分でないことを示している。一方買掛金回転日数は2007年の123日から2011年の67日に改善している。

(4) 実施機関の技術水準

一般的にODA事業の円滑な実施を妨げる要因として、調達ならびに環境にかかわる問題が挙げられる。

EDLはADB及びJBIC（JICA）の協調融資でナムルック水力発電事業を実施しており、これらの機関のガイドラインにある一般的な原則や手続きを理解している。EDLはPMUを設置することにより、本事業を実施していくことが可能であると判断する。

(5) 実施機関の当該類似事業実施の経験

1997年以降のEDLによる当該類似事業実施の経験をTable 9.1.3に示す。

Table 9.1.3 Experience of Implementation in Similar Project by EDL

Location	Power Plant	Installed Capacity (MW)	Fund Source	Status
North				
	Nam Khan 2	130	China	On-going
Central				
Vientiane	Nam Leuk	60	ADB, JBIC	Completed
Vientiane	Nam Mang 3	40	China	Completed
Vientiane	Nam Song	6	EDL	Completed
South				
Saravanh	Xeset 2	76	China	Completed
Xekong	Hoay Lamphan Gnai	88	China	On-going
Total		400		

Source: EDL

9.2 運転・維持管理体制

(1) 運転・維持管理体制

EDL がナムグム 1 拡張事業を実施し、同事業で建設された発電プラントの運転・維持管理は EDL-Gen 担うことになっている。EDL-Gen は、大統領令 180 号に基づいて 2010 年末に新たに設立された EdL の子会社で、株式の 75%は EdL、残り 25%は民間投資家が保有している。

EDL が嘗て保有していた本社ビルおよび既存の 6 水力発電所の資産と関連負債は、2010 年 12 月 15 日の EDL-Gen 設立と同時に同社に移管された¹。また、同時に、コンセッション契約に基づいて、これら発電所の運営・維持管理も EDL-Gen に移管されている²。EDL-Gen は 30～40 年間のコンセッション契約終了後、ラオス政府またはその委任を受けた機関に発電所の資産や全ての権利を無償で移管することになっている。

一方、ナムグム 1 拡張事業の場合、資産や負債の移管については、別のスキームが採用される可能性がある。同事業では、コンセッション期間中において、事業の資産は EDL が引きつづき保有したまま関連資産を EDL-Gen にリースし、EDL はリース料を EDL-Gen から受け取る方向で検討が進められている。ここで、リース料については、EDL が財務省から転貸をうけた円借款を返済するための費用を賄うように設定されるものと思われる。本調査の時点では、EDL と EDL-Gen の間でリース契約を適用するか否か、また適用する場合のリースの方法や条件などは決まっていない。これら事業スキームおよび資産保有主体、円借款の返済主体などについては、事業実施の前に確認しておく必要がある。

(2) 運転・維持管理機関の所管業務、組織構造、人員体制の確認

現在の EDL-Gen のビジネスモデルは、EDL の発電資産を引き継ぎ運転すること、そして発電した電気を EDL に売電することである。

現在 EDL-Gen は計 387MW の設備容量の資産を有し、年間 1,800～1,900 GWh の発電を行っている。これラオス国内の発電総設備容量の約 16%にあたる。

EDL によって現在建設中の Houay Lamphan Gnai 水力発電所 (88MW: 2015 年完成予定) と Nam Khan 2 水力発電所(130MW: 2014 年完成予定)の 2 プロジェクトについても運転開始時もしくはその前に EDL から EDL-Gen に資産および関連負債が移管されることになっている。

更に EDL と EDL-Gen は 2011 年 7 月 8 日に IPP への出資の移管にかかる MOU を締結した。2012 年 7 月、EDL-Gen は、同 MOU に基づき以下の通り IPP における EDL の出資分を買い取っている。EDL-Gen は、4 つの IPP 水力発電所の株式買い取りに必要な資金である 202 百万ドルを調達するために、2012 年 7 月に総額 200 百万ドル相当の新株式を発行している（新株発行の概要および財

¹ Based on the Prime Minister's decision No.180, in addition to the existing six hydropower project, the Nam Song hydropower plant, which commissions in 2012, will be also transferred to EDL-Gen.

² The existing concession agreement for these six power plants provides for a term of 30 years, together with a renewal period of 10 years.

務面への影響については後述)。

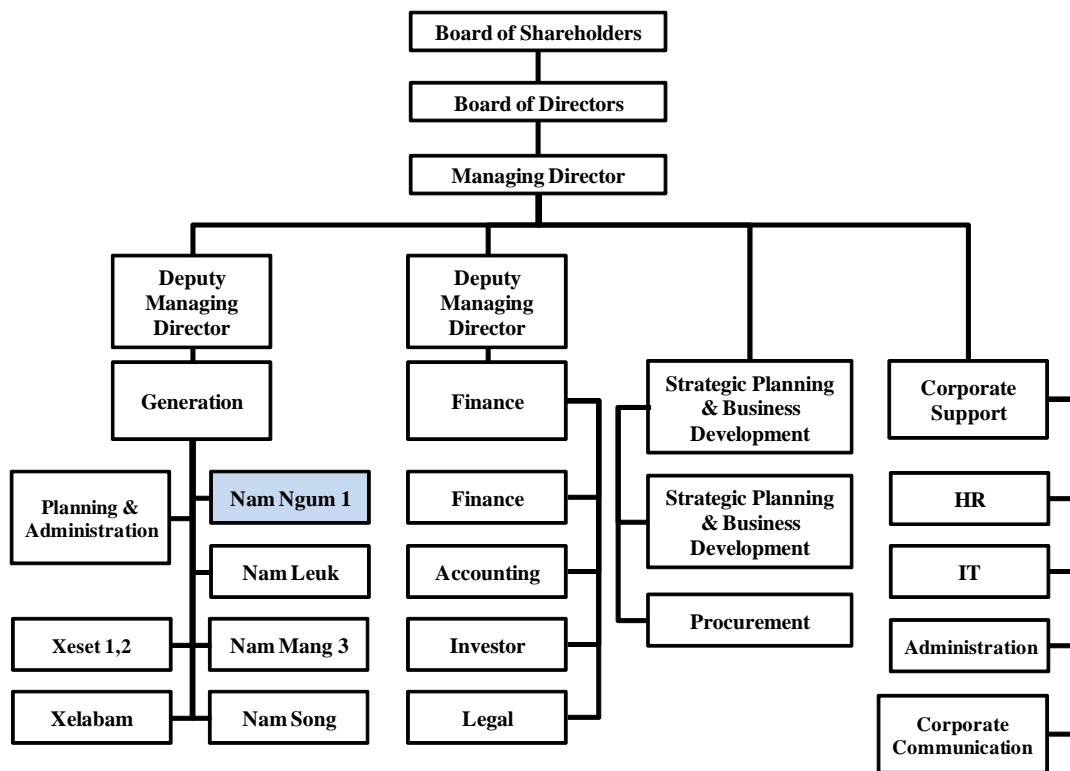
Table 9.2.1 Shares Transfer of IPP to EDL-Gen

Power Plant	Installed Capacity	Percent of Total Share
Theun-Hinboun	440 MW	60%
Houy Ho	152 MW	20%
Nam Lik 1-2	100 MW	10%
Nam Ngum 2	615 MW	25%

Source: EDL-Gen

要するに EDL-Gen は i) 既設もしくは計画中の IPP における EDL 出資分の取得、ならびに ii) EDL が建設、あるいは計画中の事業の取得により、発電規模の拡大を図っている。

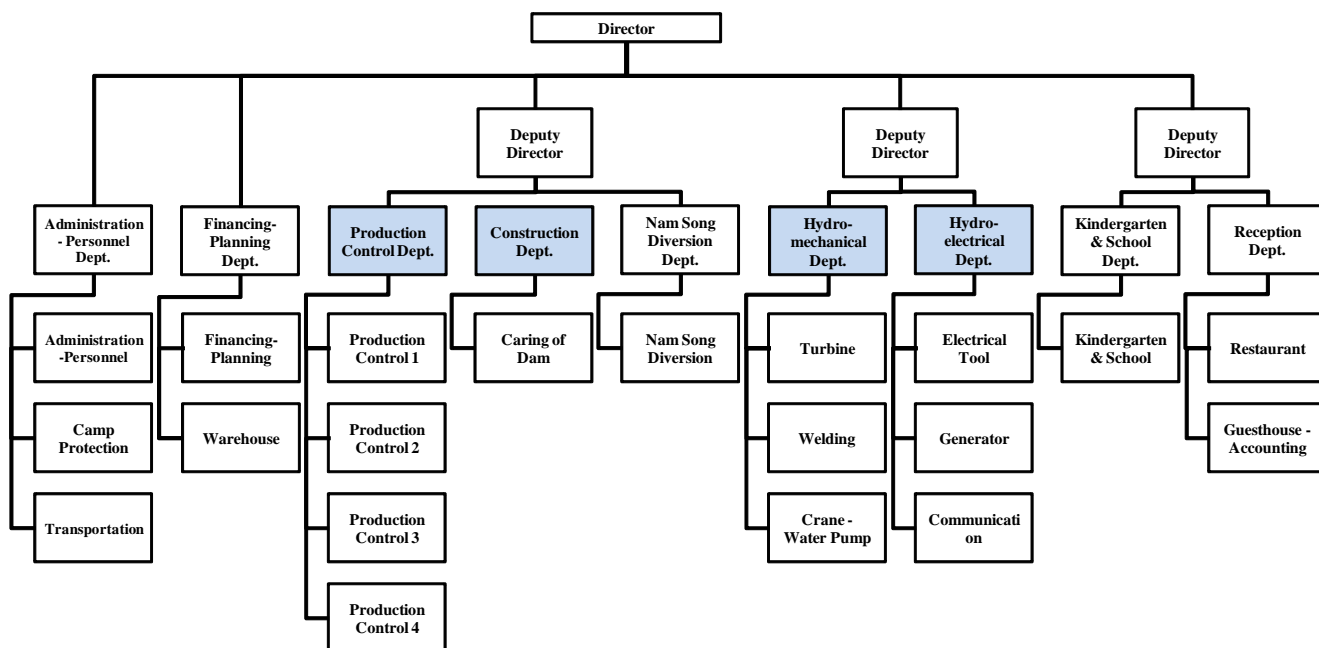
Figure 9.2.1 に EDL-Gen の組織図を示す。



Source: EDL-Gen

Figure 9.2.1 Organization of EDL-Gen

Figure 9.2.2 にナムグム第一水力発電所の組織図を示す。



Source: EdL-Gen

Figure 9.2.2 Organization of Nam Ngum 1 Hydropower Plant

ナムグム第一水力発電所の組織は9つの部局から成る。その内5つの部局が技術にかかる業務を担当している。

Table 9.2.2 Departments which are in Charge of Technical Issues in NN1

Department	No. of Staffs	Function
Production Control	28	Daily operation and monitoring of NN1
Civil Construction	10	Construction & maintenance of civil works
Nam Song Diversion	15	Daily operation and maintenance of Nam Song
Hydro-mechanical	19	Maintenance turbine, crane, etc.
Hydro-electrical	26	Maintenance of generator, communication equip. etc.

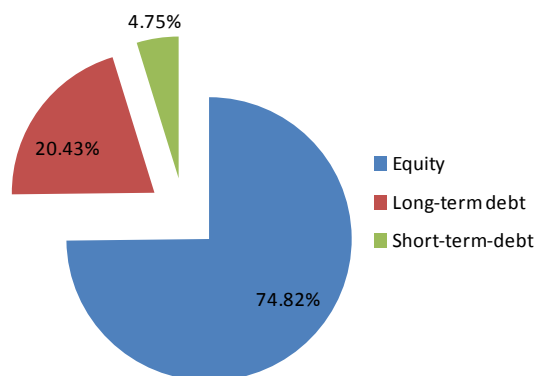
Source: EDL

(3) 運転・維持管理機関の財政・予算状況

2011年12月時点における EDL-Gen の資本構成を Figure 9.2.3 に示す。

EDL-Gen の株式は、その75%を親会社である EDL が保有する一方で、その他の株式は2010年12月の株式公開を経て民間投資家が保有しており、ラオス証券取引所で取引されている³。2011年末時点で、残り25%の株式の内10%を Ratch-Laos Company Limited 及び RH-International (シンガポール)が、1.25%を EDL 及び EDL-Gen 職員がそれぞれ保有されている。残り13.75%は他の投資家により保有されている。

³ 2012年7月の新株発行後も EDL の保有比率75%は維持されている。



Source: EDL-Gen

Figure 9.2.3 Capital Structure of EDL-Gen (as of Dec., 2011)

EDL-Gen は、2011 年 12 月に EDL との間で売電契約を締結しており、発電した電力の全量を EDL に販売している。EDL-Gen の卸売電力料金は 413.89 キップ/kWh に設定され、年率 1% で上昇する契約となっている。

最近の EDL-Gen の財務状況を Table 9.2.3 に示す。

国内の送配電事業を運営する EDL の収益性が低いのと異なり、EDL-Gen は ROA（総資本収益率）が 10.8%、ROE（株主資本収益率）が 14.4% と高い収益性がある（いずれも 2011 年）。EDL-Gen の資本構成は主として出資であり、借入は全体の 25.2% を占めるに過ぎない。低い債務自己資本比率 (0.34)⁴ と高いデット・サービス・カバレッジ・レシオ (2.22)⁵ は今後発電能力増強の為に借入を行う余力があることを示している。現時点における EDL-Gen の借入は、過去の発電プロジェクトにおける ADB 他からの長期借入の EDL からの移管によるものである。

2012 年 7 月に EDL-Gen は 358 百万株の増資（200 百万米ドルもしくは 16.11 億キップ相当）を行った。これは EDL が保有していた 4 件の IPP（Theun Hinboun: 60%、Houay Ho: 20%、Nam Lik 1/2: 10%、Nam Ngum 2: 20%）の株式を取得する費用に充当された。

EDL-Gen の負債は 2011 年の 135 百万米ドルから 2012 年末には 771 百万米ドルに急速に増え、これに伴い自己資本負債比率 (Debt Equity Ratio) が 2011 年の 0.34 から 2012 年は 0.84 に増加することが予想される。EDL-Gen は、Debt Equity Ratio を 1.5 以下に保つことを目標としており、同値は目標値を余裕をもってクリアしている。なお、4 つの IPP への出資が全て資本増強でなく借り入れにより賄われていれば、自己資本負債比率は 1.5 を上回っていたことになる。

⁴ ADB は EDL-Gen に自己資本負債比率が 1.5 を下回るよう求めている。

⁵ 一般的に発電事業においてはデット・サービス・カバレッジ・レシオが 1.2-1.5 を上回ることが望ましい。

Table 9.2.3 Summary of Financial Status of EDL-Gen

Item	Dec 2010 *	2011
BALANCE SHEET		
Assets	5,052,537	5,238,572
Current Assets	1,114,774	854,140
Cash and Cash Equivalents	884,782	342,795
Short-term Investment	0	100,000
Trade and Other Receivables	225,367	402,764
Spare Parts and Supplies, net	4,625	3,749
Other Current Assets	0	4,832
Non-current Assets	3,937,763	4,384,432
Pre-operating Expenses, net	2,382	1,982
Advance Payment for Investment	0	434,923
Assets under Concession, net	3,935,381	3,947,527
Liabilities and Equity	5,052,537	5,238,572
Liabilities	2,426,233	1,319,108
Current Liabilities	1,123,645	248,832
Accounts Payable	20,258	874
Current Portion of LT Borrowings	197,742	211,921
Accrued Expenses	19,184	22,228
Accrued Income Tax	2,289	13,786
Other Current Liabilities	884,172	23
Non-current Liabilities	1,302,588	1,070,276
Long-term Borrowings, net	1,302,588	1,070,276
Equity	2,626,304	3,919,464
Share Capital	2,605,792	3,474,388
Share Premium	0	15,577
Legal Reserve	2,051	58,408
Retained Earnings	18,461	371,091
INCOME STATEMENT		
Revenues	37,229	881,748
Cost of Sales	(9,768)	(204,671)
Gross Profit	27,461	677,077
Other Income	69	9,781
Foreign Exchange Gains (Loss), net	(1,739)	(3,895)
Profit Before Expense	25,791	682,963
Administrative Expenses	(597)	(48,013)
Profit Before Financial Costs and Tax	25,194	634,950
Financial Costs - Interest Expense	(2,393)	(41,278)
Profit Before Corporate Income Tax	22,801	593,672
Income Tax Expense	(2,289)	(30,104)
Net Profit for the Year / Period	20,512	563,568
FINANCIAL RATIOS		
Profitability		
(1) Operational Profit Rate	-	72.0%
(2) Return on Assets	-	10.8%
Debt		
(3) Debt Equity Ratio	0.92	0.34
(4) Debt Service Coverage Ratio	1.02	2.22
Liquidity		
(5) Current Ratio	0.99	3.43
(6) Receivables Turnover	0.17	2.19
(7) Debtor Days	2,210	166.7

Note: (1) Operational Profit Rate = Profit from Operations / Revenues
(2) Return on Assets = Net Profit / Total Assets
(3) Debt Equity Ratio = Total Liabilities / Total Equity
(4) DSCR = Cash Generated from Operations / (Repayments of Borrowings + Financial Expenses)
(5) Current Ratio = Current Assets / Current Liabilities
(6) Receivables Turnover = Revenues / Account Receivables
(7) Debtor Days = 365 days / Receivables Turnover

Source: JICA Study Team based on Audited Financial Statement of EdL 2008, 2010 and 2011

(4) 運転・維持管理機関の技術水準

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。

電気設備

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。

Table 9.2.4 Operation Mode of Electro-mechanical Equipment

Mode	Method	Application
Remote-Automatic Operation	The remote-automatic operation is carried out from the existing control room in front of the remote control board for unit 6.	It will be applied to the daily operation of the additional equipment.
Local-Automatic Operation	The local-automatic operation is carried out from the local control board to be installed in the new cubicle room next to the machine bay for Unit 6. The automatic start-stop operation of Unit 6 is performed under automatic sequential control with the aid of the programmable logic controller.	It will be utilized for the purpose of testing and trial operation or when the remote-automatic control system is out of service.
Local-Manual Operation	The local-manual operation of the additional Unit 6 is carried out at the equipment bay in front of the governor cabinet, the turbine control cubicle, the generator excitation cubicle and the motor control centers for the associated auxiliary equipment. The local-manual operation of the switchgear is carried out in front of its switchgear cubicles or its local control cabinet in the outdoor switchyard.	It will be carried out for the purpose of testing and trial operation after the associated equipment is overhauled, repaired or replaced.

Source: JICA Survey Team

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。

(5) 運転・維持管理機関の実績

EDL-Gen による当該類似事業の運転・維持管理の経験を Table 9.2.5 に示す。

Table 9.2.5 Experience of O&M in Similar Project by EDL

Power Plant	Location	Installed Capacity (MW)	COD	Period of O&M (Years)
	Central			
Nam Ngum 1	Vientiane	155	1971	41
Nam Leuk	Vientiane	60	2000	12
Nam Mang 3	Vientiane	40	2005	7
Nam Song	Vientiane	6	2012	0
	South			
Xeset 1	Saravanh	45	1991	21
Xeset 2	Saravanh	76	2009	3
Xelabam	Champasak	5	1969	43
	Total	387		

Source: EDL-Gen

上記の運転・維持管理期間は EDL からの分離以前の期間を含む。

第 10 章 環境社会配慮

10.1 ナムダム 1 水力発電所拡張準備調査(フェーズ 1)に係る内容更新

この章では 2009 年に実施した準備調査から 3 年経たことに鑑み、当該調査結果のレビューおよび情報の更新を行った。この章は 2012 年の調査で実施された初期環境社会影響評価の調査書(調査書)の付属書類とし、今後の事業に活用していく。2012 年 9 月現在の環境社会配慮に係る更新された内容は以下のとおり。

10.1.1 法的枠組み

(1) ラオスにおける法令

環境影響評価に係る法令および電力事業に係る法令を Table 10.1.1 に示す。

Table 10.1.1 Laws and Regulations Relevant to the Project

No	Law	Enacted No. and Year	Key Contents
1	Constitution	No.25/NA May 2003	States responsibility for all organization and citizen to protect the natural environment and natural resources of the State
2	Environmental Protection Law	No. 02-99/NA April 1999	Specifies principles, rules and measures to manage, monitor, restore and protect the environment, natural resources and biodiversity Ensures sustainable socio-economic development
3	Decree on Environmental Impact Assessment	No.112/PM February 2010	Establishes uniform environmental assessment requirements and procedures for all development projects
4	Environment Impact Assessment Guidelines	MoNRE November 2011	Gives instructions for preparing an EIA report pursuant to the Decree on Environmental Impact Assessment,
5	Agreement on National Environmental Standards	No.2734/WREA December 2009	Establish national environmental standards as a basis for environmental monitoring and pollution control on water, air, soil and noise
7	Water and Water Resources Law	No.02-96/ NA October 1996	Regulates the management, exploitation, development, protection and sustainable use of water and water resources
8	Decree on the Compensation and Resettlement of the Development Project	No.192/PM July 2005	Defines principles, rules, and measures on compensation and resettlement on the development project
9	Regulation for Implementing Decree No.192/PM on Compensation and Resettlement of People Affected by Development Projects	No.2432/STEA November 2005	Defines principles, rules and measures on compensation and resettlement of the development project
10	Technical Guidelines on Compensation and Resettlement in Development Projects	Prime Minister's Office STEA February 2011	Gives instructions for implementing social impact assessment of development project focusing on the principles and procedures on compensation and resettlement
11	Land Law	No.04/NA	Provides rules on management, protection and use of

No	Law	Enacted No. and Year	Key Contents
		Oct 2003	land
12	Law on Aquatic Animals and Wild Life	No.07/NA December 2007	Provides principles and measures to protect and manage wildlife and aquatic animals
13	Law on National Heritage	No.08/NA November 2005	Determines the principles, regulations and measures for the administration, use, protection, conservation, restoration, rehabilitation of the national culture, history and natural heritage
14	Electricity Law	No.03/NA Dec 2008	Requires the minimization of impact on natural environment and society in design, construction and operation phase of electricity development project Instructs the necessity for conducting Environmental Assessment (EA) for the development project
15	Electric Power Technical Standards	No.052/MIH February 2004	Provides technical standards for electricity project

Source: JICA Survey Team

(2) JICA による環境社会配慮

該当する JICA の指針:

環境社会配慮ガイドライン (2010)

JICA が実施する開発事業の為に作られた指針である。事業を環境社会配慮の観点から評価するための指針、評価項目および影響の範囲について規定している。

10.1.2 当該プロジェクトに係る環境手続き

事業者は工事を始める前までに Ministry of Natural Resources and Environment (MoNRE) より環境遵守認証 (Environmental Compliance Certificate:ECC) の交付を受けることが義務付けられている。

¹ NN1 拡張事業の場合、ECC 取得の為に初期環境影響評価 (Initial Environmental Examination:IEE) の実施が要件とされた。2010 年に初期環境社会影響評価本書 (IESE Main Report) および環境社会管理計画書 (Environmental and Social Management Plan:ESMP) から成る IESE 書が承認され、ECC が Water Resources and Environmental Administration (WREA:現在省庁再編により業務はすべて MoNRE 移管) により交付された。

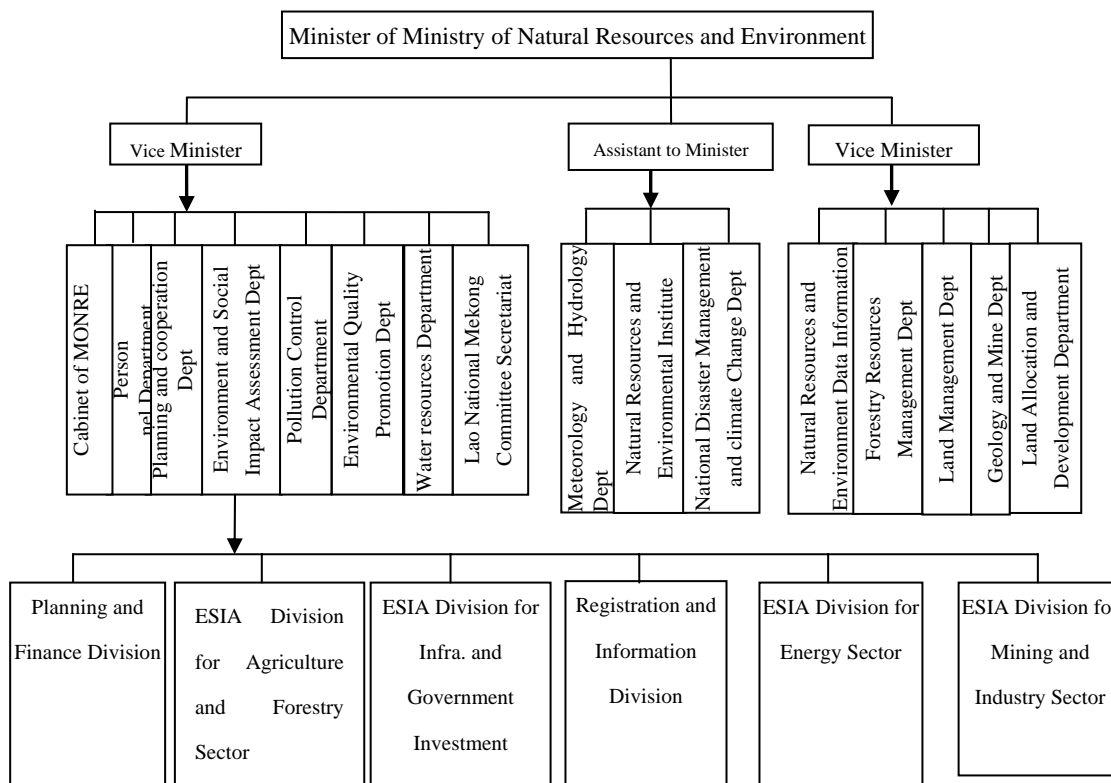
ECC は事業供用期間中有効である。しかしながら、工事が ECC 交付日より 2 年以内に始まらなかった場合は自動的に無効となる。²よって、ECC は事業の計画や設計に変更がない場合は、事業の工事開始まで 2 年毎に更新しなければならない。NN1 拡張事業の場合、2012 年 3 月に EDL から ECC の有効期限延長が申請された。その後申請は承認され、2012 年 7 月に ECC の有効期限は延長された。

¹ Article 4 General Principles, Decree on Environmental Impact Assessment, No.112/PM, 2010

² Article 18 Expiry date of the environmental compliance certificate, Decree on Environmental Impact Assessment, No.112/PM, 2010

10.1.3 環境社会配慮に係る関連諸機関

Ministry of Natural Resources and Environment (MoNRE) : MoNRE は 2011 年に設立され、WREA に課せられていた業務が移管された。MoNRE はラオスにおける環境政策の策定および指導の主管庁であり、環境戦略、政策、規則、計画および事業の策定、環境影響評価の審査、事業のモニタリングの実施および研究や研修の実施を行う。Environmental and Social Assessment Department (ESIAD) は、Development Project Responsible Agency (DPR:当該事業については Ministry of Energy and Mines における Department of Energy Policy and Planning 内の Division of Environmental Engineering が該当)によって提出される環境影響評価書の審査を担当し、ECC を事業者に交付し、また事業者が環境モニタリング計画に基づいて実施するモニタリング活動を監視する。Figure10.1.1 に ESIAD の組織図を示す。



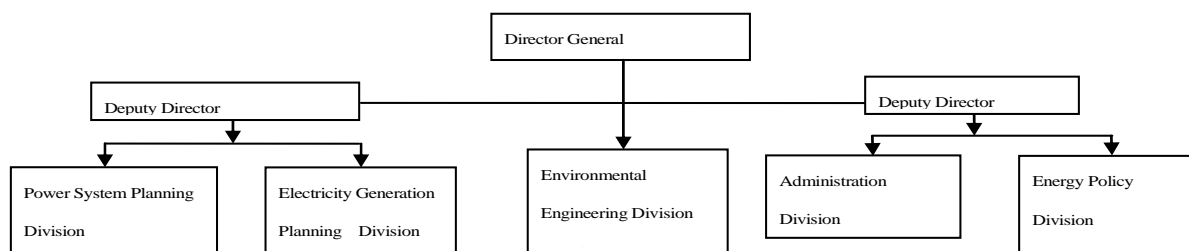
Source: JICA Survey Team

Figure 10.1.1 Organization Chart of ESIAD in MoNRE

Ministry of Energy and Mines (MEM) : MEM における Energy Policy and Planning Department 内にある Division of Environmental Engineering が DPR として自治体、関係諸機関と連携をとりながら初期影響評価書を審査し、コメントを作成したのち ECC 交付についての意見書を MoNRE に提出する。³また、ESMP で策定した実施対策の結果のモニタリングをし、定期的に MoNRE に報告する義務が課せられている。⁴Division of Engineering の組織図を Figure 10.1.2 に示す。

³ Article 9, Decree on Environmental Impact Assessment No.112/PM, 2010

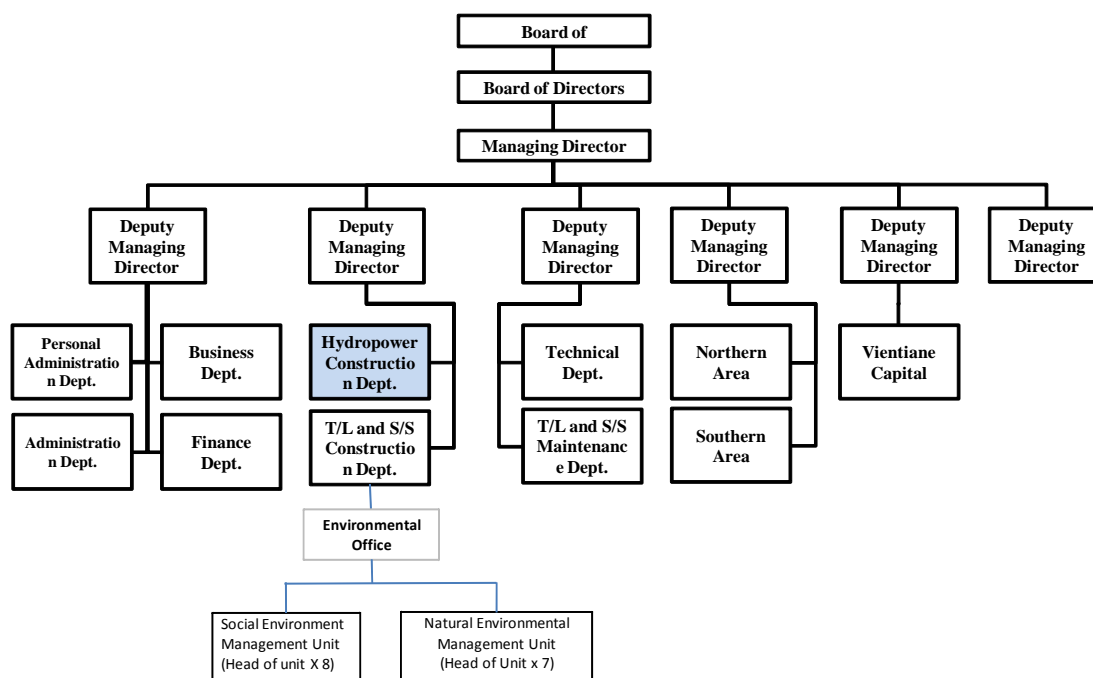
⁴ Article 24, Decree on Environmental Impact Assessment No.112/PM, 2010



Source: JICA Survey Team

Figure 10.1.2. Organization Chart of Division of Environmental Engineering in MEM

Electricite Du Laos (EDL): EDL は当該事業の事業者である。EDL における Transmission Line and Substation Construction Department 内の Environmental Office が、事業の自然および社会環境についての評価の実施、評価書の作成、村、郡および県レベルでの情報公開にかかる公聴会の実施、さらに ESMP で策定したモニタリングの実施およびその結果の MoNRE、DPR A および関係諸機関と自治体への定期報告を担当する。⁵Environmental Office の組織図を Figure10.1.3 に示す。

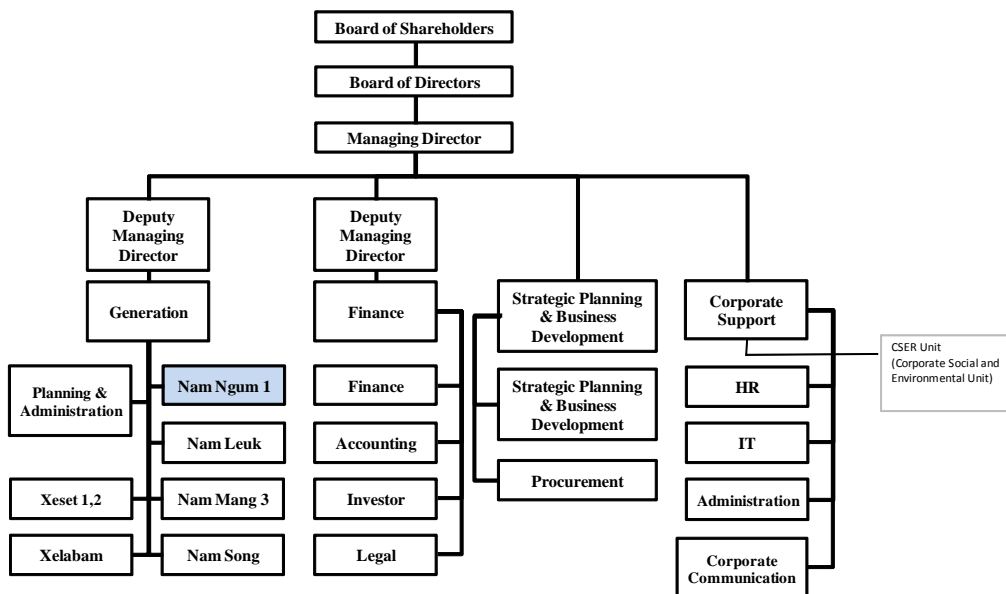


Source: JICA Survey Team

Figure 10.1.3 Organization Chart of Environmental Office in EDL

Electricite Du Laos Generation Company (EDL-Gen): 2010 年に EDL の発電部門より分離独立した。EDL により建設された水力発電所はすべて EDL-Gen に運営が移管された。また将来的にも EDL による建設の水力発電所は EDL-Gen が運営することになる。Corporate Social and Environmental Responsibility Unit (CSER) が事業の供用時の環境社会配慮を担当することになっているが、業務についてはまだ具体化されていない。CSR の組織図を Table 10.1.4 に示す。

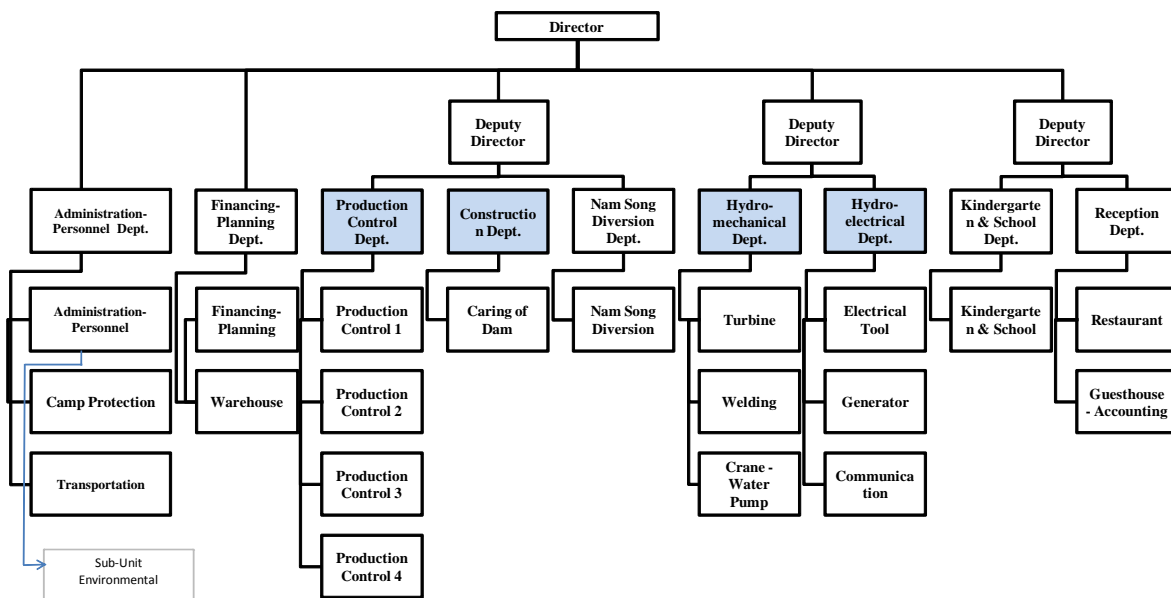
⁵ Article 23, Decree on Environmental Impact Assessment No.112/PM, 2010



Source: JICA Survey Team

Figure 10.1.4 Organization Chart of CSR in EDL-Gen

Nam Ngum Hydropower Station (NN1): Environmental Sub-unit が環境管理を担当している。貯水池の森林のモニタリング、ダムサイトの緑化、NN1 周囲の地域社会発展への協力および NN1 下流域の水位のモニタリングを 3 名の担当官が実施している。Environmental Sub-unit の組織図を Table 10.1.5 に示す。



Source: JICA Survey Team

Figure 10.1.5 Organization Chart of Environmental Sub-unit in NN1

10.1.4 披影響域内の自然および社会環境状況

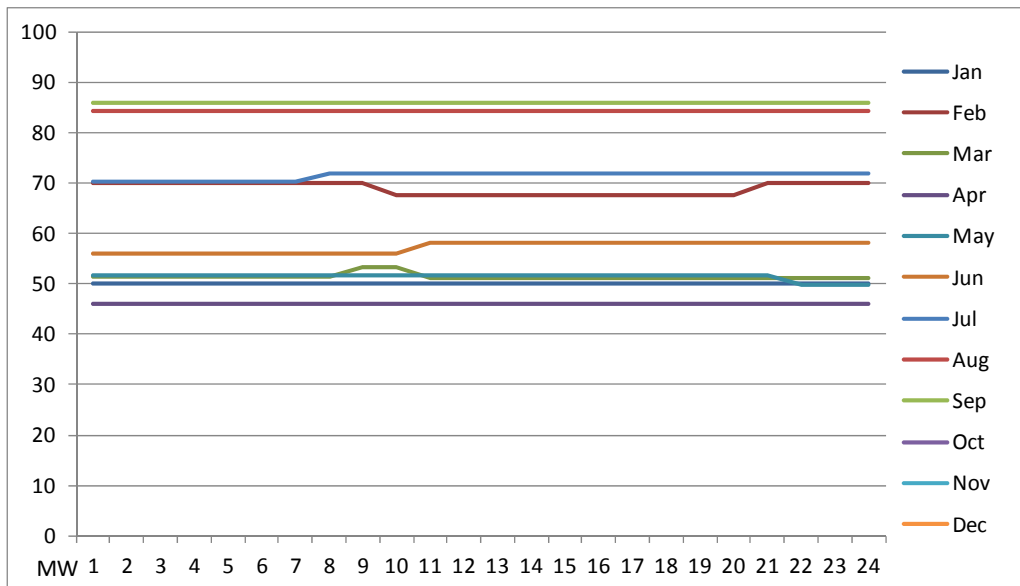
前回の調査報告書において、当該事業による貯水池の建設および拡張は必要なく、用地取得もしくは森林伐採も発生しないことからダム上流域への影響はないと判断された。一方、同調査報告書において、ダム拡張後の供用時のピーク運転時に発生する水位変動幅の上昇による、NN1 下流域でナムグム川を利用している河岸の居住者への影響が予見されている。その為、当該調査においては NN1 下流域に焦点をあてた情報更新を行った。

前回の準備調査から NN1 の下流域においての地形および川の利用に係る活動につき顕著な変化は確認されなかった。よって披影響事業域は前回の調査と同じナムグム川両岸から 1 k m かつ NN1 ダムサイトから下流 50 k m とした。披影響域においての主な更新事項を以下に記す。

(1) 自然環境

1) 水文

2012 年 1 月から 9 月までの Nam Lik 1/2 Hydropower Station の時間ごとの出力を Figure 10.1.6 に示す。Nam Lik 1/2 は乾季に 50MW 相当でベース運転を行っている。



Source: JICA Survey Team

Figure 10.1.6 Operation Pattern of Nam Lik 1/2 in 2012

2) 水質

2011 年の 5 月から 8 月までに Nam Ngum Dam から 4km 下流に位置する Thalat 橋付近において養殖網の中の魚の大量死が発生し、養殖業者 8 名が被害を受けた。Institute of Natural Resources and Environment Research (INRER) と郡および県の職員による水質検査の結果から、Nam Ngum2 水力発電所からの放流水が標準を下回る溶存酸素(Dissolved Oxygen: DO)値であったことに起因するとされた。これを受け、ビエンチャン県庁より Nam Ngum2 Power Company に業務改善勧告がなされた。なお、Nam Ngum1 水力発電所より下流の水質モニタリングは 2012 年 1 月より INRER により毎月

実施されており、2012 年 5 月までは DO 値の異常は確認されていない。⁶

(2) 社会環境

人口、経済状態および河川の利用状況につき、披影響域内の村長への聞き取り調査の実施により情報更新を行った。⁷ 披影響村数は村の合併および村の境界変更等による理由で 24 村から 21 村に減少した。Table 10.1.2 に披影響域の人口、経済状態および河川の利用状況についてまとめた。

Table 10.1.2 Demography, Economic Status and River Related Activities in Affected Villages

No.	Category	Amount	Remarks	Source
1	Riverside < 1 km villages Downstream < 50 km of NN1	21	Villages in affected area	Hearing from Village Heads
2	Riverside < 1 km villages Downstream < 50 km of NN1	25,040	Population in affected area	
3	Riverside < 1 km villages Downstream < 50 km of NN1	5076	Households in affected area	
4	GDP/Capita/Income	944	Average in affected area	
5	Income source			
	Agriculture	61%		
	Fish farming	0.18%		
	Trading	18%		
	Government services	10%		
	Others	10.52%		
6	Vulnerable households	55	Households in affected area	
7	No. of irrigation users	920		
8	No. of riverbank garden users	845		
9	No. of navigation business	2		
10	No. of fishery	311		
11	No. of fish farming	11		

JICA Survey Team

10.1.5 スコーピング

承認済み IESA 書（調査書）のスコーピング結果につき、2009 年から状況の変化による更新の検討をしたところ、工事時における NN1 下流露頭掘削による現場付近の生態系への一時的な影響についての項目以外は必要ないと判断された。

工事中における工事に伴う影響はある程度予見されるが、工事現場である NN1 から下流 1 km は EDL の所有地であり EDL 職員以外は居住者がいない為、現場まで資材を運搬する工事車両の通行による道路脇の居住者への影響以外、工事による付近住民への直接影響は予見されない。

⁶ 水質結果については Institute of Natural Resources and Environment Research にて口頭にて確認。しかしながら水質結果の情報公開については承認が下りていないとのことで提供を受けることができなかった。(2012 年 6 月現在)

⁷ 村での聞き取り調査はラオス首都圏域における電力需給調査および本調査の 2 回にわたって実施された。以下の 10 村についての聞き取り調査は 2012 年 5 月 24 日から同年 5 月 26 日にかけて実施：Sengsavang, Thinkeo, Thalat, Muangkao, Donkouat, Thinyoung, Keun-Kang, Hatxai, Nakhong および Cheng 村、以下の 11 村についての聞き取り調査は 2012 年 8 月 28 日より同年 8 月 31 日にかけて実施：Thaxan, Nanin, Hatxaykhoun, Veunsan, Thaphoxai, Pakkayoung, Keun-Neua, Pakcheng, Viengkham, Boungphao, Lingxan.

当該事業における事業供用後に継続する負の影響は、発電所の運転パターンの変更と最大出力の増加による NN1 下流における水位変動幅の増大が川を利用した活動にもたらすものが主であるが、その影響は軽微であると予見される。

承認済み IESA 書にあるように、当該事業の自然および社会環境に対する負荷は基本的にはほとんど予見されないばかりか、工事時における披影響域での雇用創出および CO2 削減等の正の効果が期待されると結論付けられる。事業による負の影響は、適切な工事管理および運転管理により回避もしくは最小化が可能である。当該 IESA 書におけるスコーピング結果 Table 10.1.3 に示す。⁸また環境チェックリストは AppendixC-1 に記載した。

Table 10.1.3: Scoping

No.	Impacts	Rating	Brief Description
Construction Phase			
1. Anti Pollution			
1.1	Air Pollution	C	Limited air pollution is expected due to heavy machinery
1.2	Water Pollution	C	Temporary water pollution due to concrete mixing, aggregate collection and excavation during construction is expected. This would be local and small but should be minimized. Water quality monitoring is necessary during operation.
1.3	Waste	C	Demolished material needs disposal to adequate site.
1.4	Soil Contamination	-	No soil contamination is expected but proper insulation oil treatment is needed.
1.5	Noise and Vibration	C	Site is away from residential area. No noise and vibration problem from site is expected. Material transportation near access road needs consideration with speed limit.
1.6	Ground Subsidence	-	No ground subsidence is expected.
1.7	Offensive Odor	-	No offensive odor is expected.
1.8	Bottom Sediment	-	No bottom sediment change is expected since reservoir already exists and no change is added on reservoir condition.
1.9	Accidents	C	Proper safety management during expansion works needs to be provided at responsibility of contractor with CEMP implementation
2. Natural Environment			
2.1	Protected Area	-	Protected area is not included in downstream.
2.2	Flora, Fauna and Biodiversity	C	Effect on flora, fauna, or biodiversity is not expected. Rare species are not reported in affected areas. Temporary effect is expected on aquatic animals at the time of removing downstream rock shelves.
2.3	Hydrological Situation	-	No disturbance to the hydrological situation is expected.
2.4	Topography and Geographical Features	C	Excavation, spill and wastage embankment give a little change to the geographical feature but not significant.
2.5	Landfill Site Management	-	Amount of waste for landfill is very small.
2.6	Soil Erosion	-	Not expected.
2.7	Groundwater	-	No effect on groundwater is expected.
2.8	Coastal Zone (Mangroves, Tidal Flats, etc.,)	-	No effect on coastal zone is expected.
2.9	Meteorology	-	No effect on meteorology is expected.
2.10	Global Warming	-	Not expected
3. Social Environment			
3.1	Involuntary Resettlement	-	No resettlement or compensation is needed.
3.2	Local Economy, Employment, Livelihood	C+	Positive impact such as creation of local employment is expected.
3.3	Cultural Heritage	-	No cultural heritage is reported in affected areas
3.4	Landscape	C	New powerhouse and downstream bed rock excavation affects to landscape at the dam site, but this is not significant
3.5	Indigenous and Ethnic Minority	-	People in affected area is highly mobile and no problem on indigenous and ethnic people is reported
3.6	Land Use and Utilization of Local Resources	-	No land use or change of local resources is expected.
3.7	Social Institutions and Local Decision-Making	-	No social institutions will be affected

⁸もともと IESE 書においては工事時と供用時の影響は同じ項目の中で記述されていたが、Table 10.1.3 は各項目の影響を明確にする為工事時と供用時に分けて記述する形式に変更している。ただし内容は変更していない。

3.8	Existing Infrastructures and Services	Social and	C	Facility is to be used temporary by labor coming from outside.
3.9	Misdistribution of Benefit and Damage		-	No misdistribution of benefit and damage is expected.
3.10	Local Conflict of Interests		-	No local conflict is expected.
3.11	Water Usage or Water Rights of Common		-	Not expected
3.12	Sanitation		C	Sanitation of workers during construction work needs to be properly managed.
3.13	Hazards (Risk)		-	No hazard is expected.
Operation Phase				
1. Anti Pollution				
1.1	Air Pollution		-	Not expected
1.2	Water Pollution		-	Not expected
1.3	Waste		-	Not expected
1.4	Soil Contamination		-	Not expected
1.5	Noise and Vibration		-	Not expected
1.6	Ground Subsidence		-	Not expected.
1.7	Offensive Odor		-	Not expected.
1.8	Bottom Sediment		-	Not expected.
1.9	Accidents		C	Warning board shall be installed on the rapid increase of water level due to the change of operation shift from off-peak to peak
2. Natural Environment				
2.1	Protected Area		-	Not expected
2.2	Flora, Fauna and Biodiversity		-	Not expected
2.3	Hydrological Situation		C	River discharge will increase during peak generation hours and decrease off-peak hours. Maintenance flow should be secured not to disturb downstream activities such as boat and fishery.
2.4	Topography and Geographical Features		-	Not expected
2.5	Landfill Site Management		-	Not expected
2.6	Soil Erosion		-	Not expected, since the discharge increase in the project would be much smaller than natural flood. Flood already occurred every year after dam construction in 1971. Weak soil has already been flushed away.
2.7	Groundwater		-	Not expected.
2.8	Coastal Zone (Mangroves, Tidal Flats, etc.,)		-	Not expected.
2.9	Meteorology		-	No effect on meteorology is expected.
2.10	Global Warming		C+	It will have positive impact due to utilization of spilled water in rainy season for energy, which can save fossil fuel in EGAT in Thailand owing to the reduction of power import from EGAT
3. Social Environment				
3.1	Involuntary Resettlement		-	No resettlement or compensation is needed.
3.2	Local Economy, Employment, Livelihood		C+	In broad sense, the stability of electricity generation contributes to the development of local economy
3.3	Cultural Heritage		-	Not expected
3.4	Landscape		-	Not expected
3.5	Indigenous and Ethnic Minority		-	Not expected
3.6	Land Use and Utilization of Local Resources		-	Not expected
3.7	Social Institutions and Local Decision-Making		-	Not expected
3.8	Existing Infrastructures and Services	Social and	C	Maintenance flow has to be secured not to affect Irrigation during off-peak hours in dry season.
3.9	Misdistribution of Benefit and Damage		-	Not expected.
3.10	Local Conflict of Interests		-	Not expected.
3.11	Water Usage or Water Rights of Common		C	Minimum maintenance flow has to be secured to give no effect on Irrigation and water pumping use at downstream in dry season.
3.12	Sanitation		-	Not expected
3.13	Hazards (Risk)		-	Not expected

Rating

A: Serious impact is expected, B: Some impact is expected, C: Small impact is expected, +Positive impact is expected, U: Extent of impact is unknown and examination is needed, Impact may become clear as study progresses, -: No impact is expected

Source: IESA Report of NN1 Hydropower Station Expansion 2009, revised by JICA Study Team

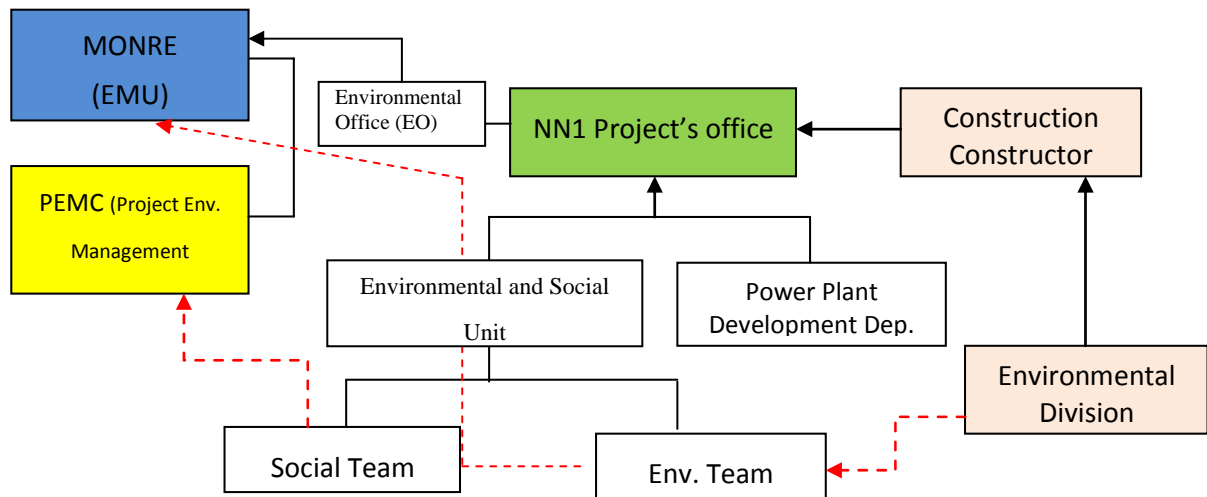
10.1.6 代替案の検討

第 4 章 2.10 において、1 2 の代替案につき技術および環境の観点より検討がなされた。主な負の影響は拡張する施設の場所に因るものではなく、拡張の規模に起因すると結論づけられた。特に乾期におけるナムグム川下流域の水位変動幅の増大による河岸園芸活動への影響が主な負の影響とされた。プロジェクトを実施しないケースおよび 40MW での拡張であればこれら負の影響は予見されなかったが、60MW 以上の拡張では水位変動幅の増大による河岸園芸を営む世帯への影響が出ると判断された。

10.1.7 環境管理における関係組織の役割

(1) 工事時

工事時における ESMP 実施に係る関係組織の略図を Figure 10.1.7 に、また役割およびその責務につき Table 10.1.4 に示す。



Source: JICA Survey Team

Figure 10.1.6 Institutional Arrangements in Construction Phase

Table 10.1.4 Roles and Responsibilities for Institutions Concerned

Institution	Roles and Responsibilities	Key parties
NN1 Project's Office	<ul style="list-style-type: none"> - Establish Environmental and social unit assigned from Environmental Office in EDL - Develop the Construction Environmental Management Plan (CEMP) for project subcontractors. - Assist Vientiane Province to establish Project Environment Management Committee (PEMC) prior to construction 	EdL
Environmental Management Unit (EMU)	<ul style="list-style-type: none"> - Supervise environmental management activities implemented by environmental and social units in NN1 Project Office 	<ul style="list-style-type: none"> - MONRE - MONRE of Vientiane Province - MoNRE of Keoudom, Viengkham and Thoulakhom District

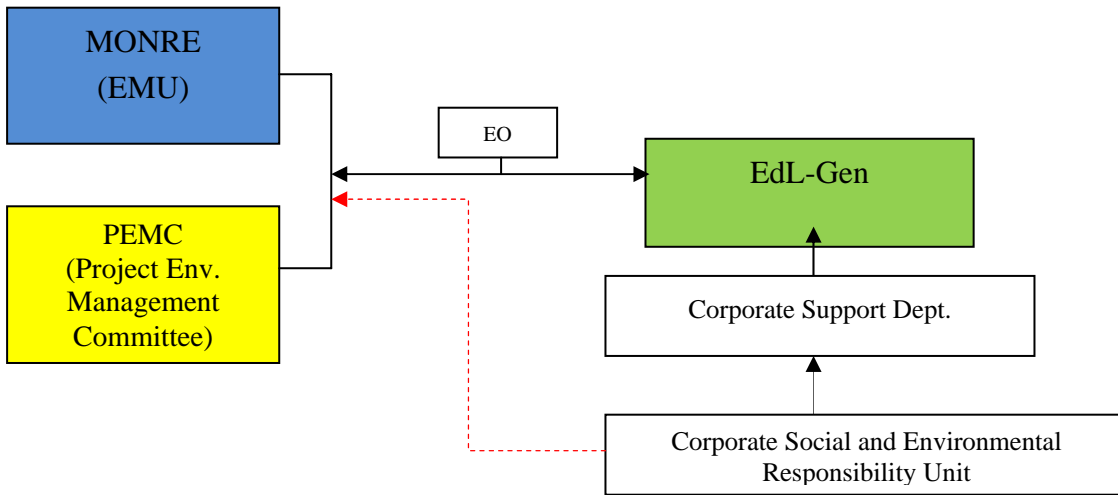
Institution	Roles and Responsibilities	Key parties
Project Environment Management Committee (PEMC)	<ul style="list-style-type: none"> - Ensure the implementation of Social part of ESMP* is met the standard requirement - This committee acts as Grievance Committee (see detail in the article below (3)Grievance Mechanism) 	<ul style="list-style-type: none"> - Provincial Governor (Chair) - Provincial Energy and Mine Department - Provincial Natural Resource and Environmental Department - All Concerned districts - Natural Resource and Environmental Division - All concerned village authorities
Environmental Office (EO)	<ul style="list-style-type: none"> - Overall responsible for all of the Environmental and social matters in EDL Development Projects. - Report to MONRE on the Project implementation of - Supervise all the works of the NN1 Environmental and Social Management Unit. 	<ul style="list-style-type: none"> - EO (EDL)
Environmental and Social Unit	<ul style="list-style-type: none"> - Plan and implement all the works regarding environmental and social issues at Project Site - Comprised of social team and environmental team 	<ul style="list-style-type: none"> - EdL Project Office (Construction Phase)
Social Team	<ul style="list-style-type: none"> - Implement social part of ESMP during construction and operation phases - Monitoring or inspection of compliance of CEMP in all construction sites 	<ul style="list-style-type: none"> - EdL Project Office
Environmental Team	<ul style="list-style-type: none"> - Implement Environmental part of ESMP during construction phase - Monitoring or inspection of compliance of CEMP in all construction sites 	<ul style="list-style-type: none"> - EdL Project Office
Corporate Social and Environmental Responsibility Unit (CSER Unit)	<ul style="list-style-type: none"> - Implement ESMP during operation phase 	<ul style="list-style-type: none"> - Corporate Support Department, EDL-Gen
Environmental Division	<ul style="list-style-type: none"> - Ensure the implement of CEMP in all construction site 	<ul style="list-style-type: none"> - Contractor

*As for the Nam Ngum expansion project, management plan regarding environment and social part were compiled together and entitled as Environmental and Social Management Plan (ESMP).

Source: JICA Survey Team

(2) 供用時

建設終了後、事業の実施主体が EdL から EdL-Gen に移管するのに伴い、ESMMP に基づく業務は EdL-Gen 内に設置される Corporate Social Responsibility Unit (CSR Unit) と NN1 内に設置される Environmental Sub-Unit が引き継ぐことになる。よって、供用時の ESMP 業務の実施、モニタリングはこの CSR Unit と Environmental Sub-Unit の責務となる。供用時における ESMP 実施に係る関係組織の略図を Figure 10.1.8 に示す。



Source: JICA Survey Team

Figure 10.1.8 Institutional Arrangements in Operation Phase

(3) 異議申し立て制度

苦情処理委員会については、Project Environmental Management Committee (PEMC)がそのまま苦情処理委員会として機能する。委員会の構成員は PEMC と同じである。異議申し立ての手続きにつき Table10.1.5 に概要を示す。

Table 10.1.5: Grievance Redress Procedure

Step1	All complaints as grievances relating to any aspect of the project or sub-project should be properly documented by project officials (Environmental/Social Unit) and addressed through consultations. If the APs are not satisfied with the decision of the project authorities within 15 days from the filing of the complaint or when the problems and issues that cannot be addressed to the satisfaction to affected communities and individual APs, the complaints can then forwarded to the grievance redress committee (GRC). ⁹
Step 2	If the APs do not receive any responses from the GRC within 20 days of filling the complaint or if the matter is not resolved to the satisfaction of the AP, the representatives of the APs on behalf of the APs will submit the complaint to the head office of the project owners and MoNRE. ¹⁰
Step 3	If the matter still remains unresolved within 20 days of filling the complaint to the project owner and MoNRE ¹¹ and at the request of the APes, the representatives of Apes forward the complaint to the Court of Law and follow up with the relevant authorities. The decision of the Court of Law would be the final.

Source: Technical Guidelines on Compensation and Resettlement of People Affected By Development Projects, WREA (2011)

⁹ 苦情処理委員会は、村レベルおよび県レベルの2段階に設置される。不服申立人は初めに村レベルで設置された苦情処理委員会に不服を申し立てる。問題がそこで解決されなかった場合は県レベルの苦情処理委員会に申し立てをする。

¹⁰ 実情では不服申立ては MoNRE ではなく Livelihood Restoration Committee で処理されている。

¹¹ Step2 同様不服申し立ては MoNRE ではなく Livelihood Restoration Committee で処理される。

10.1.8 緩和策

IESA 書における緩和策のレビューおよび情報の更新を行った結果、基本的には Environmental and Mitigation Plan にある”Environmental permit”、”Explanation to public” および ”ecosystem”についての項目での情報以外の更新は必要ないと判断された。更新した Environmental and Mitigation Plan を Table10.1.6 に示す。以下、環境影響およびその緩和策における補足事項である。

材料調達および廃棄: 前回調査時に指定していた砂利採取場での砂利の採取が難しくなったため、新たに別の砂利採取場を利用することに変更した。新しい砂利採取場の場所は Appendix G.3.2.に記載している。この採取場の変更により、工事現場から採取場までの距離が長くなることによる交通および道路沿線住民への影響は多少増大することになるが、その影響は小さくなく、通常実施される公害防止策で軽減することが可能である。

景観、水質および生態系: NN1 下流 70m 地点での下流露頭掘削の実施により年間発電量の増加が見込まれる。この掘削工事時において水質の低下および現場付近のエコシステムへの影響が予測されるが、影響は一時的なものであり、通常実施される公害防止策で軽減することが可能である。

12

運転パターン: IESA 書ではオフピークでは 40MW の運転の場合、0.4 m-0.5 m の水位低下が予測されたが、この程度の結果は下流に許容範囲だと結論づけられている。一方、18MW 運転の場合、水位低下が 0.8 m – 1.1 m と予測され、この場合は下流世帯に影響が生じる可能性が指摘されている。これらを踏まえ、運用計画として 40 MW の一台運転を NN1 のオフピーク時間の最低出力としている。さらに、オフピークからピークに移る際、急激な水位変動が生じるため、対策が必要である。40 MW のオフピーク運転から 195MW のピーク運転に移った際、下流の水位は数分間で 2.2 m – 2.5 m 程度上昇すると予測される。この急激な上昇は下流の河川利用者の水難事故に繋がる可能性がある。よって、ESIA 書にあるとおり、オフピークからピーク運転に出力を増加させる際は、段階的に、最大で 80 MW を一旦増加させ、その 30 分または 1 時間後に再度追加分を増加させながら最大出力に達するよう、運転ルールを定めることが必要である。

警報システム: NN1 下流の河川利用者に対してオフピークからピーク時間への移行時の急激な水位上昇について説明した警告板の設置をする必要がある。詳細設計時において、この警告板の適切な設置場所の検討する。また警報装置の設置の要否についても併せて検討すべきである。その際、今年度より、順次 NN1 下流域の村に設置を進めている、放水路開門にともなう水位上昇を警告するスピーカーを使った警報システムにつき、ピーク運転変更についての警報装置として活用の可能性も視野に入れる。

¹² 前回調査時には掘削の実施の是非については保留としていたが、承認済みの IESA 書においては実施の際の影響についての検討も行っている。

Table 10.1.6: Environmental Management and Mitigation Plan

Description	Environmental Impact	Mitigation Plan	Responsibility
1. Study Stage (conducted in IESE)			
Environmental Permits	-	Environmental Compliance Certificate (ECC) was obtained in 2010 and it was extended in 2012 for another 2 years. The ECC is valid through the operation period of the project, however, it will automatically expire and cannot be used if the project does not start to operate within two years from the date of issuance. Accordingly, the ECC needs to be extended every two years until the commencement of the operation provided there is no change on the project's design and/or planning valid	EdL
Explanation to the Public	-	Public consultation meeting was held at village level during conducting social assessment survey from May to June 2009. The public consultation meeting in district, provincial and central level was organized in July 2009 for disseminating the result of IESA and the opinions from the meeting was incorporated into the final IESA report.	EdL
2. Construction Stage			
2.1. Anti-pollution measures			
Air quality	Dust increase on earth road during dry season	-Sprinkle water to control dust -Minimize travel distance	Contractor
	Increase of emission	-Regular checking of engine and exhaust of machinery and its recording and reporting	Contractor
	Dust increase during aggregate collection	-Respiratory protection for worker at site	Contractor
Water quality	Increase of suspended soil, particular matter and DO	-Regular water sampling and quality analysis at downstream of construction site. In case not acceptable level, find reason and trap waste water	Environmental Team/Engineer
Waste	Production of large amount of demolished concrete and excavated soil	-Dispose of materials to approved area so as not to disturb scenery and not to contaminate water	Contractor
Soil contamination	Leakage of insulation oil and machinery oil possibly affects	-Capture insulation oils in barrel and use oil proof sheet to avoid any leakage	Contractor
Noise and vibration	Not significant since site is apart from villages, but access road is affected	-Instruction to driver to comply speed limit -Check proper material loading and up loading -Use silencer and muffler for equipment	Contractor
Management of abandoned sites	Site	-Site rehabilitation with topsoil recovery, reshaping, revegetation and remediation with site clean up work -Stabilization of water disposal area	Contractor
2.2 Natural Environment			
Subsidence	Not expected	-	-
Odor	Not expected	-	-
Sediment	Not expected	-	-
Protected areas	Not expected	-	-
Ecosystem	Removing downstream rock shelves have effect on the ecosystem around the site	- Provision of minimizing the disturbance under water	Engineer
Topography and geology	Collapse of cut stone and deterioration of mud stone foundation may happen	-Prevention with rock support and prompt concrete work in construction	Engineer
2.3 Social Environment			
Sanitation	Camping of construction workers health problem and disease may happen	-Provision of proper sanitation with septic facilities -Prohibition of untreated human waste to enter any watercourse	Contractor
Living and Livelihood	Not expected	- Source workforce from qualified locals and orient workers on desirable working relationship with skill enhancement and employment program (positive)	Contractor
Landscape	Removing downstream rock shelves have effect on the ecosystem around the site	-Provision of explanation to villagers and tourist for the meaning that the work	Environmental Team/Engineer
3. Operation Stage			
Hydrology / social and economic environment public safety	Water level decrease during off-peak team, depending on Nam Lik flow in dry season	-Daily monitoring downstream water level including the Nam Lik. Avoid zero or single 18 MW operation for off-peak hours to keep downstream water level. -Precaution to downstream communities for rapid increase/decrease of river water level with sign board and public consultation. Keep present output increase rate and conduct gradual opening as possible.	CSER Unit
4. Monitoring and Audit			
Environmental audits	-	-Undertake third party monitoring audits	MoNRE
Environmental Monitoring	-	-Monitoring by Environmental and Social Unit (Construction Phase) and CSER Unit (Operation Phase) for compliance of ESMP	Environmental and Social Unit (Construction Phase), CSER Unit (Operation Phase)

Source: IESA Report of NN1 Hydropower Station Expansion 2009 revised by JICA Survey Team

10.1.9 環境社会モニタリング計画

承認済み IESA 書の一部をなす環境社会管理計画(ESMP)についての修正もしくは更新につき検討した結果、工事時における工事現場付近のエコシステムのモニタリング事項の追加および水質検査の期間延長以外は必要でないと判断された。ESMP については、D/D 時にその結果をもとに再度見直しをする必要がある。さらに、Decree on Environmental Impact Assessment (アセス法)に規定されているとおり、事業供用時 6 カ月前までの工事期間中に、それまでの管理結果をもとに供用時の環境計画について見直しを行い、修正した ESMP を MoNRE に提出、承認を受けなければならない。¹³Environmental and Social Monitoring Plan を Table 10.1.7 に示す。以下、環境社会モニタリング計画に係る補足事項である。

運転パターン: 2012 年は Nam Lik 1/2 は乾季に 50MW 相当でベース運転を行っている。同出力時の Nam Lik の流量 80m³/s と Nam Ngum 拡張後の最大流量としている 573.3m³/s の合計は 653.3m³/s となる。この流量は影響が出るとされる流量 699 m³/s を下回っている。¹⁴いずれにせよ、Nam Lik1/2 からの流量は継続してモニタリングする必要がある。もし乾期において、Nam Lik1/2 のピーク運転を行い、かつ流量を増やした場合には、NN1 のピーク運転と重ならないようその運転パターンの調整を要請が必要となってくる。また、当該調査はナムリック川の維持流量として渇水流量相当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、NN1 拡張事業で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 水力発電所が維持流量を放流することが求められる。

水質検査: NN2 の運転開始後、溶存酸素の少ない水が放流され、NN1 の貯水池を経て最後に NN1 より下流へ放流された。それにより NN1 より 4 km 下流に位置する Thalot 橋付近で養殖している魚が大量に死ぬという事件が発生した。水質検査はもともとベースラインデータ収集の目的で D/D 時に、また工事中の水質をモニタリングするために工事時に実施することを ESMP で義務付けていたが、このような事態が将来に起こるのを避けるため、NN1 拡張事業の供用時においても水質検査を続けることを提言する。供用時の場合の水質検査は、少なくとも貯水池の入り口と出口での実施を行い、なんらかの異常が観測された場合は速やかに検査結果を上流の水利用者に知らせるとともに、水質改善を促し、NN1 貯水池および NN1 下流への影響を最小限に抑える。この為最低限必要な水質検査 (濁度、PH、DO 等)を on-site で測れる機器を NN1 で所有し、D/D 時にトレーニングを実施後、事業開始から将来にわたって水質のモニタリングに活用していく。

Appendix C-2 にモニタリングフォーム(案)を、また Appendix-3 に 2009 年に施行された水質基準の当該事業に関連する基準値を掲載した。

¹³ Article 13, Decree on Environmental Impact Assessment No.112/PM, 2010

¹⁴ 数値は Chapter 4.2.10 Figure 4.2.10.2 Affected Riverside Users を参照。

Table 10.1.7 Environmental and Social Monitoring Plan

Description	Mitigation Plan	Responsibility	Monitoring	Frequency
1. Study Stage (conducted in IESA)				
Environmental Permits	Environmental Compliance Certificate (ECC) was obtained in 2010 and it was extended in 2012 for another 2 years. The ECC is valid through the operation period of the project, however, it will automatically expire and cannot be used if the project does not start to operate within two years from the date of issuance. Accordingly, the ECC needs to be extended every two years until the commencement of the operation provided there is no change on the project's design and/or planning. valid	EdI	-	Done
Explanation to the Public	Public consultation meeting was held at village level during conducting social assessment survey from May to June 2009. The public consultation meeting in district, provincial and central level was organized in July 2009 for disseminating the result of IESA and the opinions from the meeting was incorporated into the final IESA report.	EdI and constants	-	Done
2. Construction Stage				
2.1. Anti-pollution measures				
Air quality	-Sprinkle water to control dust -Minimize travel distance	Contractor	Contractor	Daily
	-Regular checking of engine and exhaust of machinery and its recording and reporting	Contractor	Engineer	Monthly
	-Respiratory protection for worker at site	Contractor	Engineer	Daily
Water quality	-Regular water sampling and quality analysis at downstream of construction site. In case not acceptable level, find reason and trap waste water	Environmental Team/Engineer	Environmental Team/Engineer	Monthly
Waste	-Dispose of materials to approved area so as not to disturb scenery and not to contaminate water	Contractor	Engineer	Weekly
Soil contamination	-Capture insulation oils in barrel and use oil proof sheet to avoid any leakage	Contractor	Engineer	Weekly
Noise and vibration	-Instruction to driver to comply speed limit -Check proper material loading and uploading -Use silencer and muffler for equipment	Contractor	Engineer	Weekly
Management of abandoned sites	-Site rehabilitation with topsoil recovery, reshaping, revegetation and remediation with site clean up work -Stabilization of water disposal area	Contractor	Engineer	At finishing stage
2.2 Natural Environment				
Ecosystem	-Provision of minimizing the disturbance under water	Engineer	Engineer	Monthly
Topography and geology	-Prevention with rock support and prompt concrete work in construction	Engineer	Environmental Team	Before construction
2.3 Social Environment				
Sanitation	-Provision of proper sanitation with septic facilities -Prohibition of untreated human waste to enter any watercourse	Contractor	Engineer	Weekly
Living and Livelihood	-Source workforce from qualified locals and orient workers on desirable working relationship with skill enhancement and employment program (positive)	Contractor	Engineer	Work commencement
Landscape	-Provision of explanation to villagers and tourist for the meaning that the work	Environmental Team/Engineer	Environmental Team	At finishing stage
3. Operation Stage				
Hydrology / social and economic environment public safety	-Daily monitoring downstream water level including the Nam Lik. Avoid zero or single 18 MW operation for off-peak hours to keep downstream water level. -Precaution to downstream communities for rapid increase/decrease of river water level with sign board and public consultation. Keep present output increase rate and conduct gradual opening as possible.	CSER Unit	-	Daily
Water quality	-Regular water sampling and quality analysis at entry point of the NN1 reservoir and at the NN1 Dam site. In case the quality is not acceptable level at the entry point, find reason and inform to the upstream water users.	CSER Unit	-	Monthly
4. Monitoring and Audit				
Environmental audits	Undertake third party monitoring audits	MoNRE	-	A year after construction
Environmental Monitoring	Monitoring by EMMU for compliance of ESMP	Environmental and Social Unit (Construction Phase), CSER Unit (Operation Phase)	MoNRE, PEMC	Quarterly

Source: Based on IESA Report of NN1 Hydropower Station Expansion 2009 revised by JICA Survey Team

10.1.10 環境管理費

環境管理に係る費用については、更新された ESMP に基づき試算しなおした。全体の環境管理費、D/D 時、工事時および供用時の概算をそれぞれ Table 10.1.8、Table 10.1.9、Table 10.1.10 および Table 10.1.11 に示す。

Table 10.1.8 Overall Cost Regarding Environmental Management

Description	Unit price	Qty	Unit	Amount
Detailed Design				
Environmental Specialist (International)	32,146	1	P/M	32,146
Hydrologist	3,764	2	P/M	7,528
Environmental Monitoring *			LS	23,600
Miscellaneous expenses		Lump sum		26,000
Sub- Total				89,274
Construction				
Environmental Specialist (International)	32,146	3	P/M	96,437
Environmental Specialist (Local)	3,764	18	P/M	67,754
EMU Monitoring	LS		LS	13,080
Miscellaneous expenses				104,400
Sub- Total				281,671
Operation				
Environmental Specialist	3,764	3		11,292
Hydrologist	3,764	2		7,528
EMU Monitoring			LS	2,460
Environmental audit cost	5,000	1		5,000
Miscellaneous expenses			LS	32,400
Sub- Total				58,681
TOTAL				429,625
Contingency 10%				42,962
Grand Total				472,587

*Including water quality monitoring equipment

Table 10.1.9 Cost Regarding Environmental Management in Detailed Design Phase

Administration

Description	Unit price	Qty	Unit	Amount
Administration*	20000	1	LS	20000
Reporting	500	2		1000
Car rental for Expert	2,500	2		5,000
Total				26,000.00

*Including setting up Environmental Team and Social Team

Environmental Monitoring

Description	Unit price	Qty	Unit	Amount
Maintenance	200	6	M/D	1200
Menta 2 Water Quality Monitoring Equipment	10000	1	set	10000
Lab test	100	6		600
Water Quality Monitoring	300	6		1,800
Training			LS	10,000
Total				23,600.00

*Car rental and per diem for provincial and district representative

** Collecting baseline data

***Training on water quality monitoring for 2 days, one trainer and 10 trainees

Table 10.1.10 Cost Regarding Environmental Management in Construction Phase

Administration

Description	Unit price	Qty	Unit	Amount
Lab Test	100	18		1800
Sampling bottle and container	150	54		8100
Administration	1,000	18		18,000
Maintenance	200	18		3,600
Car Rental for Expert	2,500	18		45,000
Total				76,500.00

Environmental/Social Team (EDL)

Description	Unit price	Qty	Unit	Amount
Field Work*	90	36		3240
Driver	35	36		1260
Vehicle, petrol, other	150	36		5,400
Reporting	500	36		18,000
Total				27,900.00

*2 staff (Environmental Team and Social Team)

EMU (MoNRE)

Description	Unit Price	Qty	Unit	Amount
EMU central, province and district*	135	12		1620
EMU province and district**	90	36		3240
Driver	35	12		420
Vehicle, petrol, other	150	12		1800
Reporting	500	12		6000
Total				13,080.00

*Quarterly monitoring 3 persons from MoNRE at district, province and central level

**These two representatives will work closely with Environmental Team

Table 10.1.11 Cost Regarding Environmental Management in Operation Phase

EDL-Gen/Corporate Social Responsibility Unit

Description	Unit price	Qty	Unit	Amount
Lab test	100	12		1200
Field Work	90	12		1080
Diver	35	12		420
Maintenance	200	12		2400
Vehicle, petrol, other	150	12		1800
Reporting	500	12		6000
Car Rental for Expert	2500	3		7500
Administration	1000	12		12000
Total				32,400.00

*2 staff (Environmental and Social Team)

**Maintenance of Water Quality Equipment

EMU MoNRE

Description	Unit price	Qty	Unit	Amount
EMU central, province and district*	135	3		405
Driver	35	3		105
Vehicle, petrol, other	150	3		450
Reporting	500	3		1500
Total				2,460.00

*Comprised of monitoring after construction, external auditing and after 1 year project's operation

10.1.11 1 事業実施スケジュール

IESA 書の事業実施スケジュールにつき更新事項は以下のとおり。“Hydrology data collection and analysis”および“Warning sign and system study”の実施期間を D/D 全体のスケジュール終了時に合わせ、事業実施 1 年時の 9 カ月目から 2 年時の 2 カ月目までとし、以前の計画書で予定した 9 カ月から 6 カ月に縮小した。またアセス法に規定されている、「事業供用時 6 カ月前までに事業者による ESMP の見直しおよび改訂した ESMP の承認を得るための MoNRE への提出」をするための作業期間を事業実施 4 年目に追加した。また供用時における定期的な水質検査を追加した。この項目は供用期間中継続して行うものとする。更新した事業実施スケジュールを Table 10.1.12 に示す。

Table 10.1.12 Implementation Schedule

Description	Year 1			Year 2			Year 3			Year 4			Year 5			Year 6													
	1	3	5	7	9	11	1	3	5	7	9	11	1	3	5	7	9	11	1	3	5	7	9	6	7	8	9	10	11
1 Detailed Design Stage																													
Hydrology data collection and analysis																													
Warning sign and system study																													
EMMP revise according to detailed design																													
Revise and update EMMP																													
2 Construction Stage																													
Education of construction workers																													
Environmental and social monitoring*																													
3 Operation Stage																													
Hydrology data acquisition																													
Downstream hydrology monitoring																													
Water quality monitoring																													

*It includes all activities addressed in ESMP
Source: JICA Survey Team

10.1.12 住民参加

2009 年に実施された初期環境社会影響調査の一環として、NN1 拡張事業の目的および影響についての情報、また事業についての住民や関連諸機関からの意見を聴取する為、村落レベルおよび郡、県の自治体を含む中央政府機関レベルでの公聴会が実施され、その結果は IESE 書に反映された。村レベルでの公聴会の概略については Appendix C-4-1 に、また中央政府機関レベルでの公聴会の議事録および参加者については Appendix C-4-2 に示す。

将来的な住民参加の必要事項としては、工事開始前までに今一度公聴会を実施することを提言する。その際少なくとも以下の内容についての説明が必要である。

- 工事内容の係る説明
- 乾期の NN1 下流における水位変動についての詳細情報
- オフピークからピーク時間遷移における急激な水位変動に関する情報提供と警告

10.2 社会配慮

10.2.1 補償指針

補償原則および手順については”Decree on the Compensation and Resettlement of the Development Project (Oct 2005)に規定されている。この布告では「事業者は事業によって失われた披影響者の土地利用権および資産（建造物、収穫物、木および固定資産）についてはそのすべてもしくは一部につき再取得費用で補償しなければならない。」と規定されている。さらに土地取得および補償の手順については、「Technical Guidelines on Compensation and Resettlement in Development Project (2011 MoNRE)」に詳細に規定されている。

10.2.2 披影響資産

前述したとおり、当該事業における事業供用後に継続する主な負の影響は、NN1 拡張に伴う発電所の運転パターンの変更と最大出力の増加に起因する、ナムグム側下流における水位変動幅の増大である。特に、この水位変動幅の増大により最大で水位が 0.4 m から 0.5m ほど上昇すると見積もられ、それによる乾期における河岸園芸の生産性（収穫量）への影響が懸念される。この水位情報による影響を測るため、披影響域全 21 村において聞き取り調査を実施した。聞き取り結果の概要を Table 10.2.1 に示す。披影響域の位置は Appendix C-5 に、聞き取り調査の質問票については Appendix C-6-1 (village level)および C-6-2 (households)に示す。また、聞き取り調査結果については Appendix C-7-1 ~C-7-5 にそれぞれ記載した。

披影響者数：披影響域における総世帯数は 5,076 世帯、河岸園芸を営んでいる世帯は 845 世帯であった。披影響域全 21 村のうち Sensavang 村、Muangkao 村、Thaphoxay 村および Thin-Nyoung 村を除くすべての村で河岸園芸が行われている。特に Dongkouat 村および Hatxai 村においては、それぞれ全世帯の 80%および 79.8%が河岸園芸を営んでいる。

緩衝地帯：緩衝地帯とは、川岸から一日の水位変動および季節ごとの水位変動を勘案して、河岸園芸地の下辺までの間の土地をさす。通常、この土地には作付けを行わない。披影響域の緩衝地帯では、川の端から河岸園芸地下辺部までの距離は最短で 0.5m、最長で 20m が確認された。

河岸園芸地の所有権：河岸園芸地¹⁵は政府に帰属し、土地所有権（恒久土地利用権）¹⁶は交付されない。ただし河岸園芸地の利用については、披影響域すべての村において、各園芸地の慣習上の

¹⁵ 河岸園芸地はここでは川の土手から川までの地帯をさす。

¹⁶ 土地はすべて国に帰属する。土地の利用については承認制であり譲渡可能である。この土地利用権については土地利用権（農地もしくは森林地に交付される一時的な土地利用権）と土地所有権（恒久土地利用権）の 2 種類がある。

権利が村役場によって把握されており、その権利は正式な文書なしで取引されている。この慣習上の権利は個人の間での取引が一般的であるが、Bounphao 村においては村役場が取引を管理している。

これら聞き取り調査の結果、当該事業による推定される現在の水位より 0.5m の上昇は緩衝地帯の範囲内である為、河岸園芸の収量への影響は予見されないと判断された。よって、補償もしくは住民移転は発生しない。しかしながら、水位幅変動による影響は実際には事業の供用が開始されてからしか判明しない。その為、水位および流量のモニタリングはすくなくとも供用が開始された最初の年の乾期の間は実施すべきである。また、NN1 は水位変動による影響についての意見に対応する窓口を開設することが必要である。¹⁷

¹⁷ ラオス国首都圏地域における電力需給調査(2012年8月)に、NN1 下流の Dongkouat 村内に位置する新年を祝う為に正月三が日に利用されている島につき、その祭りの時期に、拡張に伴う水位上昇が影響を及ぼす可能性が指摘されている。D/D もしくは工事時において、供用時におけるモニタリングの基本情報として活用する為に、D/D もしくは工事時においてこの祭りの実態を調査する必要がある。

Table 10.2-1: Households Practicing Riverbank Garden, Buffer Zone and Ownership

No.	Village	District	Total No. of Households	No. of Households Practicing Riverbank Gardening	Total Area of Riverbank Garden (ha)	Buffer Zone (m)	Ownership of Riverbank Garden
1	Thinkeo	Keoudom	218	1	0.18	2	Customary use
2	Sengsavang		313	0	0	0	-
3	Thalat		207	30	N/A	N/A	Customary use
4	Thatxan		165	50	N/A	0.5	Customary use, tax not imposed on using
5	Hatkhoum	Viengkham	64	25	2.5	0.5	Customary use, tax not imposed on using
6	Nanin		122	30	N/A	0.5	Customary use, tax not imposed on using
7	Veunsan		282	58	3	1	Customary use
8	Muaungkao		201	0	0	0	No river bank activities
9	Thaphoxai		104	0	0	0	No river bank activities
10	Pakkagnoung		530	50	N/A	0.5	Customary use, tax not imposed on using
11	Pakcheng		150	3	N/A	1	Customary use
12	Donkouat		185	148	N/A	2	Customary use
13	Thin-Nyoung		310	0	0	0	No river bank activities
14	Viengkham		131	3	5	0.5	Customary use, most area belong to HHs of Keun-Neua
15	Keun-Nua	Thoulakhom	342	25	N/A	1	Customary use, land belong to Ban Veingkhom
16	Keun-kang		368	35	N/A	0.5	Customary use, tax Imposed on use
17	Hatxai		213	170	N/A	1	Customary use, tax Imposed on use
18	Boungphao		340	30	18	5	Customary use, Emerged land is belonged to District, HHs rent emerged land from village authority with 750 USD/ha (1 USD = 8,000), right of using river bank area can be leased and transferred among individuals
19	Nakhong		166	12	N/A	4	Customary use
20	Lingxan		297	25	15	20	Customary use, tax imposed on using
21	Cheng		368	150	N/A	2	Customary use, lease price among villagers is 75 USD/ha
Total			5076	845	—	—	—

Source: JICA Survey Team

10.3 結論および提言

10.3.1 結論

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。

10.3.2 提言

今後の当該事業における提言は以下のとおり。

運転パターン(NN1):

- オフピーク時の水位低下を 0.4 m から 0.5 m に抑える為 40 M の一台運転をオフピーク時間の最低出力とする。
- オフピークからピーク運転に出力を増加される際は、段階的に、最大で 80 MW を一旦増加させ、その 30 分または 1 時間後に再度追加分を増加させながら最大出力に達するよう、運転ルールを定めることが必要である。

運転パターン(Nam Lik 1/2):

- ナムグム川とナムリック川との合流点において濁水流量が確保されるよう、ナムリック 1/2 水力発電所が維持流量を放流することが求められる。
- Nam Lik1/2 からの流量が NN1 下流域の活動に影響を及ぼしていないかどうか判断するためにその流量についてのモニタリングは継続して実施する必要がある。万が一影響が確認された場合は、Nam Lik 1/2 に対して放流のパターンの調整を要請しなければならない。

水質検査: 水質検査はもともとベースラインデータの収集の目的で D/D 時に、また工事中的の水質をモニタリングするために工事時に実施することを ESMP で義務付けていたが、さらに供用時においても、特に上流からナムグム貯水池に流入する水質検査を実施し、貯水池および NN1 下流への汚染を防止することに活用することが望ましい。

警報システム: NN1 下流の河川利用者に対してオフピークからピーク時間への移行時の急激な水位上昇について説明した警告板の設置をする必要がある。D/D 時において、この警告板の適切な設置場所の検討が必要である。また、警報装置の設置の要否についても併せて検討

すべきである。

第11章 プロジェクトの効果

11.1 プロジェクト目標と運用・効果指標

本拡張事業の本質は、オフピークで発電していた流量をピーク発電にシフトすることによりピーク時の電力需要に対応することにある。また、使用可能水量が増加することで無効放流量が減り、その分の年間発生電力量が増加する。この2点が本拡張事業が生み出す直接的な便益、即ちプロジェクト目標（アウトカム）となる。

JICA のプロジェクトでは事前から事後まで一貫した事業評価を行うために業績指標が設定される。円借款事業では一般に業績指標として運用・効果指標を用い、プロジェクト目標の達成度を測る基準としている。

運用・効果指標の定義はそれぞれ以下の通りである。

- 運用指標： 事業の運営状況を定量的に測る指標
- 効果指標： 事業の効果発現状況を定量的に測る指標

本拡張事業の運用・効果指標の目標値は以下のように提案される。目標年はプロジェクト完成後2年を目処に2020年とする。

Table 11.1.1 Performance Indicators

	Project Purpose	Operational Indicator	Effectiveness Indicator
1	Power generation in peak time	Plant factor of Unit 6: 68.8 %	Firm power output of NN1: 151 MW
2	Increase of power generation	Annual power generation of Unit 6: 241 GWh	Annual power generation of NN1: 1,176 GWh

Source: JICA Survey Team

11.2 間接的な効果

本拡張事業により上記の直接的な便益に付随して以下の間接的な効果が期待できる。

(1) 安定的な電力供給

電力供給の多くをタイからの電力輸入及び国内電力供給用 IPP に依存し続けると、刻々変化する需要に従って電力系統を柔軟に運用することが将来難しくなる。安定的な電力供給の為に EDL は自前の発電所を更に確保すべきであり、本拡張事業はこれに寄与するものである。

(2) 収益の増加

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 2020 年で年間約 108.2 百万 THB (3.38 百万 US\$) 改善する。これ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。

本拡張事業の FIRR は 6.72% で投資回収性があり、将来 EDL にとって財務上の負担とはならない。従い他の電力インフラ整備プロジェクトに資源を回すことが可能となり、結果としてラオス国の更なる電力供給能力強化に貢献することとなる。

(3) 温室効果ガスの削減効果

ナムグム第一水力発電所の発電量拡大により、火力発電が代替され温室効果ガス (GHG) の排出削減効果が生じる。代替火力として 1) ラオス国内での新設ディーゼル発電、もしくは 2) タイの火力発電が考えられる。後者の場合、JICA 手法では削減可能量 (全グリッドの 5%) まではエネルギー源の加重平均ではなく、最も高価なものを代替できる。

ラオス国内の新設ディーゼルについては熱効率 43%、炭素排出係数 20.2 tC/TJ とすると、CO2 排出係数として 0.620 kg-CO2/kWh を得る。

一方タイの EGAT グリッドについて IEA の 2009 年データに基づき石油、天然ガス、石炭火力発電の熱効率、CO2 排出係数を求めると以下の通りとなる。最も高価な代替火力は石炭火力で、その CO2 排出係数は 0.951 kg-CO2/kWh となり、ラオス国内での新設ディーゼル発電より大きくなる。

Table 11.2.1 GHG Emission Coefficient in Thailand

	Electricity	Energy Input	Thermal Efficiency	Carbon Content	Fraction Factor	Emission Coefficient
	GWh	ktoe	%	tC/TJ		kg-CO2/kWh
Oil	710	172	35.5	20.0	0.990	0.744
Gas	104,943	20,497	44.0	15.3	0.995	0.459
Coal	29,596	6,847	37.2	26.8	0.980	0.951

Source: JICA Survey Team

代替火力としてタイの火力発電 (石炭火力) を考え、本拡張事業による GHG 排出削減量の概算として年間の CO2 換算値を以下に示す。

Table 11.2.2 GHG Emission Estimates

Annual Energy Production GWh/y	Natural Gas (Combined Cycle)		Hydropower (NN1 expansion)	
	g CO2 equiv./ kWh	ton CO2 equiv./ year	g CO2 equiv./ kWh	ton CO2 equiv./ year
59	951	56,109	0	0
			Reduction	56,109

Source: JICA Survey Team

(4) 既存設備の老朽化対策

既存発電設備は1971年から順次設置されてきている。4号機を除き既に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ところとなる。

(5) 雇用創出効果

本拡張事業による貧困削減・社会環境促進の効果として、雇用創出効果を挙げる事ができる。運転・維持管理段階においては新たに多くの雇用創出は生じないもの、建設期間中の最盛期には約300人程度の労務者の雇用が見込まれ、その多くがプロジェクトの周辺地域、特にナムグム第一水力発電所の下流域より調達されると考えられる。

同地域の平均収入、貧困層の割合、主な収入源等の基礎情報を以下に纏める。

Table 11.2.3 Average Income and Vulnerable Households

No.	Village	Average Income (USD/capital/	Household	Vulnerable Households	Vulnerable Households (%)
1	Thinkeo Village	N/A	218	0	0
2	Sengsavang Village	750	313	0	0
3	Thalat Village	N/A	207	0	0
4	Thatxan Village	700	165	0	0
5	Hatxaykhoun Village	1200	64	0	0
6	Nanin Village	700	122	1	0.8
7	Veunsan Village	600	282	0	0.0
8	Muangkao Village	850	201	0	0.0
9	Thatphonxai Village	1200	104	4	3.8
10	Pakkagnoung Village	1200	530	5	0.9
11	Pakcheng Village	1100	150	0	0.0
12	Donkouat Village	750	185	5	2.7
13	Thingnyoung Village	800	310	3	1.0
14	Viengkham Village	800	131	2	1.5
15	Keun-Nua Village	1,876	342	0	0.0
16	Keun-Kang Village	1,400	368	2	0.5
17	Hatxai Village	850	213	30	14.1
18	Boungphao Village	900	340	1	0.3
19	Nakhong Village	760	166	N/A	-
20	Lingxan Village	800	297	2	0.7
21	Cheng Village	700	368	0	0.0

Source: JICA Survey Team

ナムダム下流域（特に本事業にて披影響域とされた地域）は Hatxai 村¹を除き、すべての村で僅かな数の貧困世帯数しか確認されず、経済的に安定した地域といえる。農業人口が多い（全体で約 61%）為、農閑期である乾期には潜在的な労働人口が増加し、特にこの時期の雇用の創出による地域社会への高い経済効果が期待される。

なお、プロジェクトの地域社会への負の効果については基本的には予見されない。²

¹ Hatxay 村の貧困世帯は他の地域から移住してきた土地を持たず、世帯ごと Hatxay 村内の工場に住み込んでいる世帯で占められている。

² プロジェクトの環境社会配慮面からの負の効果は第 10 章環境社会配慮にて検討している。

第12章 結論と提言

本準備調査は、ラオス政府から円借款の要請のあったナムグム第一水力発電所拡張事業について、当該事業の目的及び効果、概要、事業費、実施スケジュール、実施（調達・施工）方法、実施事業体制、運営・維持管理体制、環境および社会面の配慮等、我が国の円借款事業として実施するための審査に必要な調査を行うことを目的とし、2012年7月より開始された。

2010年の「拡張準備調査その1」で設備容量40MWの拡張が既に提案されている。本準備調査にて技術面、経済財務面および環境面から再度検討した結果、同規模ならびにレイアウトの拡張計画が最適であり、かつフィージブルであることが確認された。下記に結論および提言を述べる。

12.1 結論

(1) 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12案の拡張代替案候補を検討した。これらの案は「拡張準備調査その1」の結果を参考にして選び、取水口・仮締切ならびに左岸水路に設計変更を加えたものである。それぞれの拡張による増加発電量を概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。

検討の結果、A1案(40MW)が比較代替案の中で最も投資効率がよい事を確認した。A1案は既設発電所に隣接して40MW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。環境面でも他の規模の開発(60MW~120MW)に比して影響が小さい。技術、経済・財務、環境の面から総合判断して、A1案を最適拡張案として選定した。

(2) 貯水池運用計画

最適拡張案(A1案40MW)につき貯水池運用ルールを求め、最適貯水池運用ルールを用いた電力量の算定を行った。算定にあたっては発電所下流の河床露頭の掘削を前提とした。

2010年の「拡張準備調査その1」ではピーク時間の保証出力の確保を前提とし、その上で電力量最大化を目的とした最適化を行った。本調査においてもナムグム第一水力発電所の拡張の意義は前回調査と変わりないため、前回調査同様保証出力を確保した電力量最大化を目的とした。

一方で「拡張準備調査その1」では、2015年から電力供給量が電力需要量に対し圧倒的に不足し、不足分を電力輸入で賄う必要があると予想されたため、ラオス政府の要望もあり電力輸入最小化も考慮していた。しかしながら2012年の「首都圏電力需給調査」では、北部地域の電源開発によ

り 2017 年以降ラオス国の年間の電力供給量が電力需要量を上回り、年間のバランスで見れば EDL から EGAT への電力輸出量が電力輸入量を上回る結果となった。従って、電力輸入の削減は本事業の目的とはならず、本最適化検討では電力輸入の最小化を目的関数から除外した。

検討結果として、現状の平均年間発生電力量 1,117 GWh は、40MW の拡張工事により、1,176 GWh (59 GWh 増加)となる。「拡張準備調査その 1」に比べ、拡張前で 46GWh、拡張後で 49GWh 増加しているが、今回の検討では電力輸入量の最小化が目的から外されたため、貯水池運用の自由度が増したためと考えられる。

(3) 基本設計

選定された最適拡張案の基本設計を実施した。基本設計に必要となる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

「拡張準備調査その 1」によれば、過去 36 年間(1982-2007)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ている。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。

増設 6 号機の定格放水水位

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、その影響が放水庭水位に影響している。この露頭河床を掘削することにより放水庭水位が下がり、発生電力量を増加させることができる。同露頭河床掘削は事業の経済性改善に貢献することから、これを事業のスコープに加え、放水庭水位設定の前提条件とした。

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。不等流解析の結果、その時の放水庭水位は EL. 168.2m 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した。

増設 6 号機の定格落差

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 40.2m (=209.6-168.2-1.2) となる。ここでは 40 m を増設 6 号機の設計基準落差(定格落差)とした。

増設 6 号機のペンストックの最適管径

経済比較検討結果に基づき、増設 6 号機ペンストックの管径を 5.5 m に決定した。

増設 6 号機取水口中心標高

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 とし、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. 185.25 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、堤趾部のタワー内に増設6号機の取水口ゲートを、その下流に5.5 m径のペンストックを設置する。堤体内の覆工はコンクリートとする。

ダム堤体穴あけの為「拡張準備調査その1」ではチャンネル型鋼製仮締切を推奨した。本形式は施工の信頼性は高いものの、仮設備としては異例なほど上流締切がコスト高であり、かつ水位制約なしにはこの仮締切を軽量化できない点が課題であった。

プロジェクトの経済性向上の為に仮締切をバルクヘッド形式に変更して軽量化を図り、コストを縮減した。それに伴い、スクリーンを固定式、取水口ゲートはローラーゲートを設置する案に変更した。

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。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の安全性は確保されることが確認された。

発電所

既設発電所構造物、現地地形ならびに必要な機器設備に基づき、4フロアで設計した。

電気・機械設備

水車定格出力を40.9 MW、発電機定格出力を50 MVA、変圧器定格容量は16,666 kVA（三相容量50,000 kVA）とした。「拡張準備調査その1」で想定したThalat変電所の母線取り替えは、スコープから除外した。

鉄管の上部曲管直上流にローラーゲートを配置し、ストップログを設置する。水圧管路は最小板厚で内圧に対し問題ない。既設放水口ストップログ、放水口ガントリークレーンは拡張計画において共用する

(4) 事業費と実施計画

本拡張計画の事業費は、2012年9月ベースで、約5,673百万円である。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2018年初めである。

(5) 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16.31%となり、経済的にフィージブルであると判断された。

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6.72%となり、財務的にもフィージブルであることが確認された。

(6) 事業実施体制および運転・維持管理体制

EDLがナムグム第一水力発電所拡張事業の事業実施機関として設計、業者調達、建設を担う。EDL

は拡張計画のための独立した組織として、具体的機能および権限を有する PMU: Project Management Unit を設立する。同事業で建設された発電プラントは EDL-Gen に移管され、EDL-Gen が施設の運転・維持管理を担う。

(7) 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。

(8) プロジェクトの効果

プロジェクト目標は 1) ピーク時の電力供給、2) 発生電力量の増加とし、それを図る効果指標としてナムグム第一水力発電所の乾季保証出力（目標値 151MW）、年間発生電力量（同 1,176GWh）を提案する。目標年は 2020 年とする。

12.2 提言

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、2018 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) 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。
- (2) 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。本件に関し詳細設計時に日本の類似した事例を参考として、より詳細に設計および施工計画を策定する必要がある。
 - (3) 取水口形式は、ゲート据付の容易さ、地震時慣性力および内水圧に対する安定性、施工性、既設号機との景観の統一性、経済性を考えると、立坑がタワーに勝っている。しかしながら、堤体に立坑や横坑を単独で空ける場合の解析手法は確立されているが、双方を空ける場合には相互作用を考慮しなければならず、それにはより高度な解析を要するものと思料される。本準備調査ではタワー案を採択するが、立坑案につき詳細設計で構造安定性を確認することとする。
 - (4) 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。詳細設計時に岩盤の強度などを考慮して振動についての詳細な検討を行い、安全対策を構築する必要がある。
 - (5) 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。
 - (6) 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 水力が維持流量を放流することが求められる。また、ナムリック 1/2 水力発電所の運用次第では、同発電所からのピーク時放流量がナムグム 1 ピーク時放流量と下流域で重なる可能性がある。従い放流パターンによる下流域住民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、ナムリック 1/2 水力の流量調整等の是正措置をとるものとする。

第13章 プロジェクト実施に当たっての留意事項

13.1 詳細設計

詳細設計時の留意事項について Table 13.1.1 に取り纏める。

13.2 調達

コンサルタントは JICA の「円借款事業の調達およびコンサルタント雇用ガイドライン」に基づき競争入札で選定する。

本準備調査で選定された最適案では、堤体穴あけやその為の仮締切等特殊な工法の適用が必要である。従い PQ: Pre-Qualification 条件にこれらの経験を組み込み、経験のある請負者を調達する。

JICA は円借款供与により実施される建設プロジェクトに対して 2009 年に発行された「円借款事業に係る標準入札書類（土木工事編）」をベースとして契約書を作成することを被援助国実施機関に対して勧奨している。同標準入札書類では契約条件書として、FIDIC の「レッドブック MDB 版」が採用されている。発注者・請負者間の公平なリスク負担は円借款の円滑な実施の前提であり、この原則は当該プロジェクトにも当てはまる。

13.3 今後の技術支援

ドイツのコンサルタントの Lahmeyer International 社(LI)が最適運用プログラム LITHO(Lahmeyer International Thermal-Hydro Optimization)を用い最適貯水池運用を検討した。ナムグム第一水力発電所では流入量を更新して LITHO プログラムを走らせ貯水池運用の見直しを行ってきた。しかし近年では LITHO プログラムの仕様が昨今のコンピュータの仕様に合わなくなったため、LITHO による更新が出来ない状態にある。

一方 Electricite de France(EdF)により作成された貯水池運用最適化汎用ソフト”PARSIFAL”(Prévision de l'Actif des Réservoirs par Simulation Face aux ALéas – reservoir revenue forecasting by simulation with random events)がラオス側カウンタパートの電力局と EdL に提供されている。PARSIFAL による貯水池運用計画の策定は、その概念が複雑なこと、および計算時間が長い（2 時間ほど）ため、PARSIFAL による具体的な貯水池運用ルールは得られておらず、本調査期間中でも依然として本格的には使用されておらず、試行錯誤の段階にあることが判明した。

貯水池運用計画の技術移転と適切なソフトウェアの提供を目的とした技術支援の実施が望まれる。

Table 13.1.1 Points to Consider for Detailed Design

<p>1 地形・地質・材料調査</p>	<p>下記の測量・地質調査・コンクリート材料調査を実施する。</p> <p>(1) 地形</p> <ul style="list-style-type: none"> 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) <p>(2) 地質</p> <ul style="list-style-type: none"> a) 岩盤調査(コアボーリング、透水試験、強度試験) <ul style="list-style-type: none"> - 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) <p>(3) コンクリート材料調査</p> <ul style="list-style-type: none"> a) 骨材： ナムリック川、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
<p>2 環境調査</p>	<p>本準備調査にて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を確認した。詳細設計で以下をレビューする。</p> <ul style="list-style-type: none"> 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 事業者に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、警報装置の設置の可否について、検討を行う。
<p>3 設計</p>	<p>(1) 土木</p> <ul style="list-style-type: none"> a) ダム(BL. 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、残された岩体が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。 <p>(2) 電気設備</p>

	<p>電気設備の詳細設計においては、下記の点に留意する。</p> <p>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。</p> <p>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）と交換できるように、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。</p> <p>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。</p> <p>d) 6 号機関連機器～中央総合指令所(National Load Dispatch Center)間のデータ伝送 EdL は現在、中央総合指令所を建設中であり、6 号機の水車発電機と変圧器、開閉装置等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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>a) 取水口スクリーン - ダム堤体の不陸に対応した、スクリーンフレーム取り付け部のアンカー施工方法並びに取り付けの水中施工の検討 - 将来の水中作業によるスクリーンパネルの補修を想定した、スクリーン構造の検討</p> <p>b) 取水口ゲート - 取水口ゲートに付帯するバイパスバルブ・パイプ省略した場合の検討 - 既設ストップログ転用における操作方法の検討</p> <p>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</p> <p>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</p>
--	---

<p>4 既存構造物への影響</p>	<p>拡張工事实施に伴う既存構造物への影響を検討し、対応策を立案する。</p> <ul style="list-style-type: none"> a) ダム堤体穴あけ施工による振動がダムの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ポ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。
--------------------	--

Source: JICA Survey Team