

ラオス国
エネルギー鉱業省

ラオス国



ナムグム第一発電拡張事業準備調査

ファイナルレポート

要約

平成 22 年 1 月
(2009 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

| |
|--------|
| 産業 |
| JR |
| 10-003 |



独立行政法人 国際協力機構



ラオス国エネルギー鉱業省

ラオス国

ナムグム第一発電拡張事業準備調査

ファイナルレポート

要約

平成 22 年 1 月



日本工営株式会社



電源開発株式会社

序 文

日本国政府は、ラオス国政府の要請に基づき、同国ナムグム第一発電拡張事業準備調査を行うことを決定し、独立行政法人国際協力機構がこの調査を実施しました。

当機構は、平成 21 年 2 月から平成 21 年 11 月までの間、5 回にわたり日本工営株式会社および電源開発株式会社からなる共同企業体の片岡琢士氏を団長とし、水力拡張計画、電力需給分析、水文／貯水池運用、地質、電力土木、電気設備、機械設備、系統運用、経済・財務分析、環境社会配慮の団員から構成される調査団を現地に派遣しました。

調査団は、ラオス電力公社およびエネルギー鉱業省等のラオス国関係機関と協議を行うとともに、現地調査を実施し、国内作業を経てここに本報告書完成の運びとなりました。

この報告書が、同国の電力供給能力の増強に寄与するとともに、両国の友好親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

終わりに、調査にご協力とご支援を頂いた関係者各位に対し、心から感謝申し上げます。

平成 22 年 1 月

独立行政法人 国際協力機構
理 事 黒田 篤郎

平成 22 年 1 月

独立行政法人 国際協力機構
理事 黒田 篤郎 殿

伝 達 状

ラオス国ナムグム第一発電拡張事業準備調査を終了致しましたので、ここに最終報告書を提出致します。日本工営株式会社および電源開発株式会社からなる共同企業体は、貴機構との契約により平成 21 年 1 月から同 22 年 1 月まで約 13 ヶ月にわたり本調査を実施しました。

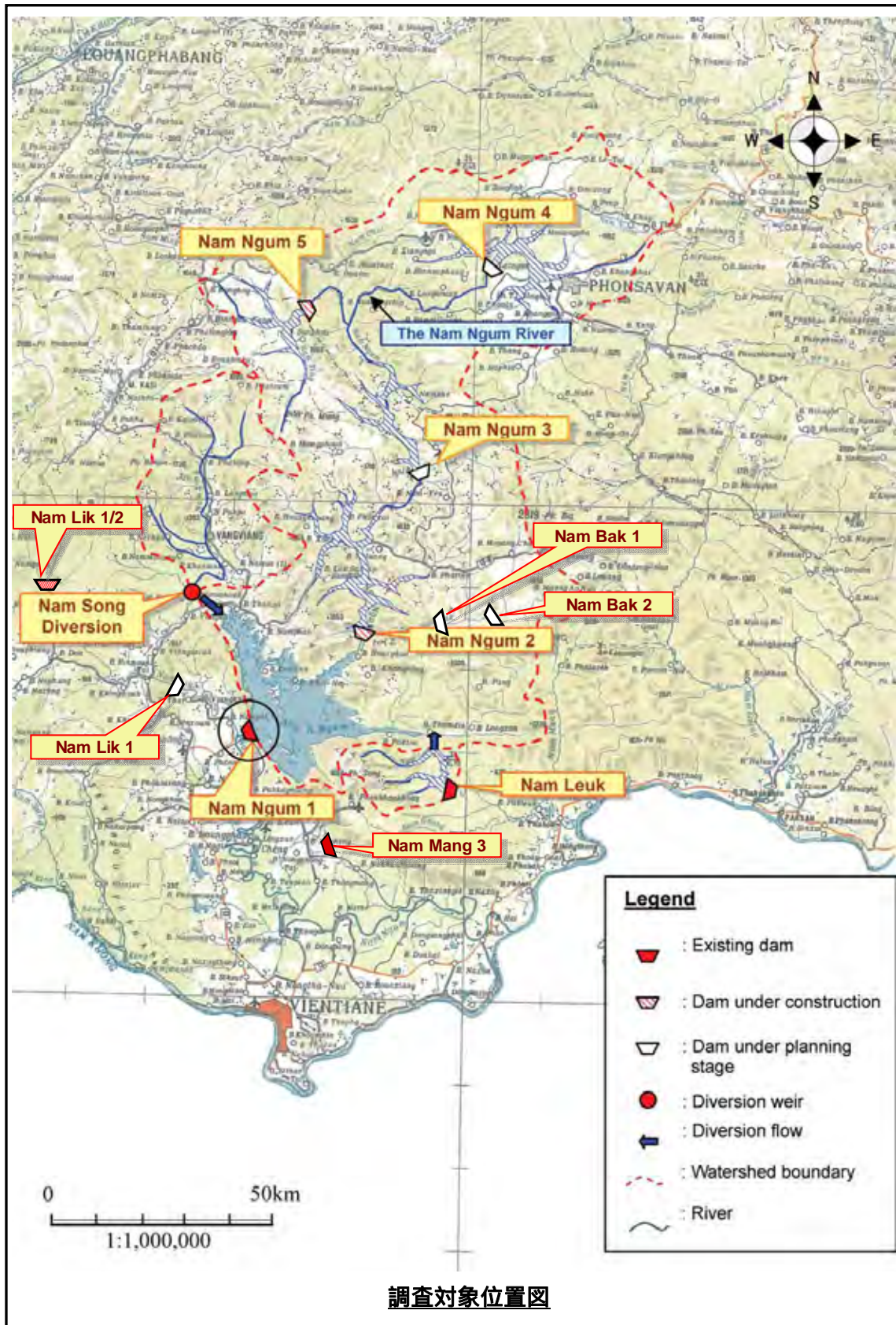
本調査では、平成 21 年 2 月に合意された調査内容に基づき、電力需要予測、発電計画および拡張に関する基本設計を行い、既設ナムグム第一発電所の拡張計画を策定しました。

本調査の実施にあたっては、ラオス電力公社、エネルギー鉱業省等のカウンターパートとの様々な共同作業や関係機関が参加するステアリングコミッティー会議を通じて技術移転に努めました。さらに、発電拡張実施例の説明会を行い、今後の拡張事業実施に参考となる技術の紹介も行いました。

本報告書が、電力の安定供給を通じたラオス国の経済社会発展の一助となることを祈念致します。

本調査期間を通じてラオス電力公社、エネルギー鉱業省を初めとするラオス国の関係組織から多大なご協力とご支援を頂いたことをご報告致します。また、在ラオス国日本国大使館、貴機構本部、同ラオス事務所・専門家の皆様より貴重なご助言とご協力を賜りましたことに厚く御礼申し上げます。

ラオス国
ナムグム第一発電拡張事業準備調査団
総括 片岡 琢士



調査対象位置図



Nam Ngum 1 Dam and Power Station

(February 2009)



Downstream View from Nam Ngum 1 Dam

(February 2009)

Salient Features of Nam Ngum 1 Hydropower Station Expansion Project

| | | Descriptions | Dimensions |
|-------------------------|------------------------------|--------------------------------|-------------------------------------------------------------------|
| 1. | Reservoir (Existing) | River System | Nam Ngum river |
| | | Catchment Area | 8,460 km ² (Completion Report 1972) |
| | | Max. Flood Level | El. 215.0 m |
| | | Full Supply Level (FSL) | El. 212.0 m |
| | | Minimum Operation Level (MOL) | El. 196.0 m |
| | | Gross Storage Capacity at FSL | 7,030 x 10 ⁶ m ³ |
| | | Active Storage Capacity | 4,700 x 10 ⁶ m ³ |
| | | Annual Average Inflow | 375 m ³ /s (*) |
| | Flood Inflow Peak (PMF) | 8,800 m ³ /s | |
| 2. | Dam (Existing) | Type | Concrete gravity dam |
| | | Dam Crest Level | El. 215.0 m |
| | | Max. Height of Dam | 75 m |
| | | Length of Dam Crest | 468 m |
| | | Volume of Dam | 358,000 m ³ |
| 3. | Spillway (Existing) | Type | Open channel with flip bucket |
| | | Width of Chute Channel | 57.5 m |
| | | Length of Chute Channel | 95.2 m |
| | | Overflow Crest Level | El. 202.5 m |
| | | Gates (radial type) | 4 nos. @W12.5 m x H10.0 m |
| 4. | Intake (Existing Units) | Type | Horizontal bell-mouth |
| | | Diameter of Penstock | 3.4 m (for Units 1 & 2) 6.0 m (for Units 3, 4 & 5) |
| | | Center Elevation of Penstock | El. 189.0 m (for Units 1 & 2) El. 186.0 m (for Units 3, 4 & 5) |
| | | Trashrack | Removable type |
| | | Staoplogs | Inserted in trashrack slot |
| | | Type of gate | Rope-hoisted fixed wheel gate |
| | | (Expansion) | Type |
| | Diameter of Penstock | | 5.5 m |
| | Center Elevation of Penstock | | El. 185.25 m |
| | Trashrack | | Removable type |
| | Staoplogs | | Inserted in trashrack slot |
| | Type of gate | | Bonnet type (with hydraulic hoist) |
| | 5. | Powerhouse (Existing Units) | Type |
| Height (Bottom to Roof) | | | 42.1 m |
| Width x Length | | | 43.95 m x 138.4 m |
| (Expansion) | | Type | Surface type concrete building |
| | | Height (Bottom to Roof) | 42.1 m |
| | | Width x Length | 42.45 m x 25.74 m |
| 6. | Tailrace | Type | Open Channel |
| | | Water Level (no flow) | El. 164.0 m |
| | | Water Level (Units 1 to 5) | El. 168.0 m |
| | | Water Level (Units 1 to 6) | El. 168.4 m (after expansion) |

| Descriptions | | Dimensions | |
|--------------|-------------------------------------------------|-------------------------------|---------------------------------|
| 7. | Turbine (Expansion) | Type | Vertical Shaft Francis Type |
| | | Number | 1 |
| | | Rated Output | 40.90 MW |
| | | Revolving Speed | 142.9 rpm |
| | | Rated Net Head | 40.0 m |
| | | Rated Discharge | 111.2 m ³ /s |
| 8. | Generator (Expansion) | Type | Umbrella Type |
| | | Rated Output | 50.00 MVA |
| | | Frequency | 50 Hz |
| | | Voltage | 11 kV |
| | | Power Factor | 0.8 |
| 9. | Transformer (Expansion) | Type | Single-phase, oil-immersed type |
| | | Capacity | 50 kVA (for three phase) |
| | | Voltage | 11kV / 115kV |
| | | Cooling | ONAF |
| 10. | Switchyard (Expansion) | Type | Conventional type on roof |
| | | Voltage | 115 kV |
| | | Bus | HDCC 725 mm ² |
| 11. | Generation (Expansion) | Incremental Capacity | 35 MW (95% dependable) |
| | | Incremental Energy Production | 56 GWh/year |
| 12. | Project Cost for Expansion | | US\$ 7,006 million (**) |
| | Construction Period (including Bid Preparation) | | 5 years |

(*): Including inflow from Nam Song and Nam Luek diversions

(**): US\$ 1.0 = JPY 95.0 = Kip 8,510

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 |
| 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 |
| 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 |
| LA | Loan Agreement | 借款協定 |
| LEPTS | Lao Electric Power Technical Standard | ラオス電力技術基準 |

用語表

| 略語 | 英語表記 | 日本語表記 |
|-------------------------------------|--------------------------------------------|------------------|
| 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) | 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) |

ラオス国
ナムグム第一発電拡張事業準備調査
ドラフトファイナルレポート 要約

目 次

調査対象位置図

| | | |
|--------------|------------------------------------------|-----------|
| 第 1 章 | 序論 | 1 |
| 1.1 | 調査の背景..... | 1 |
| 1.2 | 調査の目的..... | 1 |
| 1.3 | 調査対象地域..... | 1 |
| 1.4 | 相手国関係機関..... | 1 |
| 1.5 | 現地再委託調査..... | 2 |
| 1.6 | ステアリングコミッティー会議..... | 2 |
| 第 2 章 | 電力セクターの現況 | 2 |
| 2.1 | 電力セクターの概要..... | 2 |
| 2.2 | 電力需給の現況..... | 3 |
| 2.3 | 電力需要予測..... | 4 |
| 2.4 | 電力需給分析..... | 5 |
| 第 3 章 | ナムグム第一発電所およびナムグム水系電力開発の現状 | 7 |
| 3.1 | ナムグム第一発電所の現況..... | 7 |
| 3.2 | ナムグム水系の水力開発計画の現況..... | 9 |
| 第 4 章 | ナムグム第一発電所拡張事業の位置づけおよび運用方針 | 13 |
| 4.1 | ナムグム第一発電所に係る外部条件..... | 13 |
| 4.2 | 発電所運転方針..... | 14 |
| 4.3 | 電力送電方針..... | 19 |
| 第 5 章 | 水文および貯水池運用計画 | 22 |
| 5.1 | 水文解析..... | 22 |
| 5.2 | 常時使用水量の算定..... | 24 |
| 5.3 | 現状のナムグム 1 貯水池及び水系貯水池運用..... | 25 |
| 5.4 | 各代替案の貯水池運用検討..... | 27 |
| 5.5 | ナムグム 2 水力発電事業の影響..... | 27 |
| 5.6 | ナムグム第一発電所拡張後のナムグム 1 貯水池およびナムグム水系水力発電運用計画 | 27 |
| 第 6 章 | 環境社会配慮 | 32 |
| 6.1 | 環境行政体制と環境法規制..... | 32 |
| 6.2 | 拡張計画地域にかかる環境概要..... | 34 |
| 6.3 | 初期環境社会調査 (IESE)..... | 35 |
| 6.4 | 本拡張事業にかかる CO ₂ 排出抑制効果..... | 41 |
| 第 7 章 | 地形・地質 | 42 |
| 7.1 | 地形..... | 42 |
| 7.2 | 地質..... | 42 |
| 第 8 章 | 最適拡張案の選定 | 46 |
| 8.1 | 最適案選定方針..... | 46 |

| | | |
|---------------|-------------------------|-----------|
| 8.2 | 代替案一次スクリーニング..... | 46 |
| 8.3 | 最適拡張案の選定..... | 47 |
| 第 9 章 | 最適拡張計画の基本設計..... | 51 |
| 9.1 | 貯水池および水路系基本仕様..... | 51 |
| 9.2 | 取水口およびペンストック..... | 52 |
| 9.3 | 発電所および放水路..... | 53 |
| 9.4 | 電気設備..... | 54 |
| 9.5 | 機械設備..... | 55 |
| 第 10 章 | 放水庭水位低下の検討..... | 58 |
| 10.1 | 放水庭水位の現状..... | 58 |
| 10.2 | 放水庭水位低下の可能性検討..... | 58 |
| 10.3 | 既存水車への影響..... | 59 |
| 10.4 | 放水庭水位低下の便益およびコスト..... | 59 |
| 第 11 章 | 実施計画及び事業費積算..... | 60 |
| 11.1 | 実施計画..... | 60 |
| 11.2 | 施工計画..... | 60 |
| 11.3 | 事業費積算..... | 61 |
| 第 12 章 | 経済・財務分析..... | 62 |
| 12.1 | 経済分析..... | 62 |
| 12.2 | 財務分析..... | 64 |
| | 電気料金改定計画..... | 66 |
| 12.3 | 放水庭水位低下の効果..... | 67 |
| 12.4 | 電力輸出入収支の推計..... | 67 |
| 第 13 章 | 運転維持管理計画..... | 68 |
| 13.1 | 電気設備..... | 68 |
| 13.2 | 機械設備..... | 68 |
| 第 14 章 | 結論と勧告..... | 69 |
| 14.1 | 結論..... | 69 |
| 14.2 | 勧告..... | 72 |
| 第 15 章 | 事業実施に向けた提言..... | 73 |
| 15.1 | 事業実施のための確認事項..... | 74 |
| 15.2 | ラオス国電気料金の推移..... | 75 |
| 15.3 | 詳細設計における留意点..... | 75 |

FIGURES

| | | |
|------------|-----------------------------------------------------------|----|
| Figure 2.1 | Peak Demand Forecast in PDP..... | 4 |
| Figure 2.2 | Power Demand Forecast..... | 5 |
| Figure 2.3 | Daily Load Curve (2015)..... | 6 |
| Figure 2.4 | Daily Load Curve (2020)..... | 6 |
| Figure 2.5 | Daily Load Curve (2025)..... | 7 |
| Figure 3.1 | Historical Energy Output of Nam Ngum 1 Power Station..... | 8 |
| Figure 4.1 | Power Interchange in 2016..... | 14 |
| Figure 4.2 | Operation Records in Jan. 2008 (Dry Season)..... | 15 |
| Figure 4.3 | Operation Records in June 2008 (Wet Season)..... | 16 |
| Figure 4.4 | Expected Operation Pattern in Apr.2015..... | 16 |

| | | |
|-------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figure 4.5 | Expected Operation Pattern in Sep.2015 | 17 |
| Figure 4.6 | Expected Operation Pattern in Apr.2020..... | 17 |
| Figure 4.7 | Expected Operation Pattern in Sep.2020..... | 18 |
| Figure 4.8 | Expected Operation Pattern in Apr.2025..... | 18 |
| Figure 4.9 | Expected Operation Pattern in Sep.2025..... | 18 |
| Figure 4.10 | System Configuration of C1 Area, Vientiane Municipality, 2009..... | 19 |
| Figure 4.11 | System Configuration of C1 Area, Vientiane Municipality, 2016..... | 20 |
| Figure 5.1 | Comparison of Inflow into the Nam Ngum 1 Reservoir before and after Nam Num 2 Hydropower Completion..... | 24 |
| Figure 5.2 | Typical Operation Pattern for Night and Day time Peak..... | 25 |
| Figure 5.3 | Daily Water Level Record of Nam Ngum 1 Reservoir (1982 - 2007)..... | 25 |
| Figure 5.4 | Current Reservoir Operation Rule and Actual Operation Statistics..... | 26 |
| Figure 5.5 | Reservoir Water Level Record of Nam Mang 3 and Nam Leuk Reservoir..... | 26 |
| Figure 5.6 | Comparison of Optimum Reservoir Operation between with and without NN-2..... | 27 |
| Figure 5.7 | Result of Optimization for Each Case in Each Year | 30 |
| Figure 5.8 | Monthly Average Power Output of the Nam Ngum 1 Hydropower Station | 31 |
| Figure 6.1 | Procedure for Environmental Assessment for Hydropower Project | 33 |
| Figure 6.2 | Location of villages situated at the Downstream 50 km from NN1 | 34 |
| Figure 7.1 | Geological Plan..... | 44 |
| Figure 7.2 | Geological Matters on Each Alternative Options | 44 |
| Figure 7.3 | Geological Profile (A1)..... | 45 |
| Figure 7.4 | Slope Failure Types..... | 46 |
| Figure 9.1 | Reservoir WL Frequency | 52 |
| Figure 9.2 | Plan and Section of Powerhouse..... | 54 |
| Figure 9.3 | Drawing of General Arrangement of the Optimum Expansion Plan..... | 57 |
| Figure 10.1 | Tailrace Water Level Rating Curve After Riverbed Excavation | 59 |

TABLES

| | | |
|------------|----------------------------------------------------------------------------------|----|
| Table 3.1 | Principal Feature of the Nam Ngum River Basin and NN1 Hydropower Station..... | 7 |
| Table 3.2 | Project Feature of IPP Project Located in the Upstream of Nam Ngum 1 Dam | 9 |
| Table 3.3 | Project Feature of Hydropower Project related with Nam Ngum 1 Power Generation.. | 11 |
| Table 4.1 | Allowable Maximum fault Current | 21 |
| Table 4.2 | Fault Clearing Times by Main Protection Relays | 21 |
| Table 4.3 | Allowable Current and Transmission Capacity of Standard Conductors | 21 |
| Table 4.4 | Standard Impedance of Power Supply Transformers | 22 |
| Table 6.1 | Environmental Assessment Process Responsibilities | 32 |
| Table 6.2 | Possible Negative Impact..... | 35 |
| Table 6.3 | Possible Positive Impact..... | 36 |
| Table 6.4 | Category and Number of the Affected..... | 36 |
| Table 6.5 | Advantage and Disadvantage of the Case without Expansion Project | 37 |
| Table 6.6 | Advantage, Disadvantage and Environmental Impact of Alternative Plans | 38 |
| Table 6.7 | Cost Estimation for Environmental Management | 39 |
| Table 6.8 | Environmental and Social Monitoring Plan..... | 40 |
| Table 6.9 | Implementation Schedule for ESMP | 41 |
| Table 6.10 | Emission Reduction and Revenue from CER | 41 |
| Table 7.1 | List of Geological Mapping and Drawings Prepared in This Study..... | 42 |
| Table 7.2 | List of Investigation Drillings Carried Out in This Study | 43 |
| Table 7.3 | List of Laboratory Tests Carried Out in This Study | 43 |
| Table 8.1 | Major Features of Powerhouse and Tailrace for Each Alternative Plan..... | 48 |
| Table 8.2 | Summary of Economic Comparison of Alternatives..... | 51 |
| Table 9.1 | Comparison of Principal Features of Electro-Mechanical Equipment | 54 |
| Table 9.2 | Replacement of 115 kV Main Bus Conductors..... | 55 |
| Table 12.1 | Annual Energy and Capacity Benefits..... | 63 |

| | | |
|------------|----------------------------------------------|----|
| Table 12.2 | Results of Sensitivity Analysis..... | 64 |
| Table 12.3 | Financial Benefit (Electricity Revenue)..... | 65 |
| Table 12.4 | Results of Sensitivity Analysis..... | 65 |
| Table 12.5 | Results of EIRR and FIRR Calculation | 67 |

第1章 序論

1.1 調査の背景

ラオス国では、国内における電力需要の拡大等により 2000 年から 2006 年までの国内消費電力と消費電力量は共に平均年率 10%以上の高い増加率を記録している。既存発電供給源ではこのように増大する国内需要を満たすことができないため、電力供給源の増設が必要になっている。また、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るが、IPP を除いた電力輸出量は 2005 年までは輸入量を上回っていたが、国内需要の増大により 2006 年以降輸入量が輸出量を上回っている。

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対外収支赤字縮小を電源開発の主な目標として、上述の現状に対して 2006 年に国家電力開発計画（2007-16 年を対象：PDP）を策定した。同計画は IPP を積極的に導入し、主として豊富な水力資源を活用した電源開発を実施していく方針を提示した。しかしながら、首都圏地域（C1 地域）を中心とした需要の予想以上の伸びや PDP に対する実施案件の進捗の遅れ等により、C1 地域に対する電力供給能力の早期増強が必要になっている。首都圏地域への電力供給はナムグム第一発電所（155 MW）、ナムルック発電所（60 MW）及びナムマン第三発電所（40 MW）によりなされており、余剰電力はタイ国に輸出されている。しかし、乾季のピーク時には逆にタイ国からの電力輸入に依存しており、国内電力需要の増加に従い 2010 年には雨季のピーク時にも輸入に依存せざるを得なくなることが予想されている。

以上の背景から、ラオス国の水力発電計画において豊富な協力経験を有する日本に対し、ラオス国側からナムグム第一発電所のかかる拡張事業への協力の要請があった。同要請を受け、国際協力機構は 2009 年 2 月 10 日にナムグム第一発電所拡張事業準備調査の調査内容を確認、署名を行った。本調査は、合意された調査内容に基づき実施された。

1.2 調査の目的

ラオス国首都ビエンチャンの北方約 65 km、ナムグム水系に位置するナムグム第一水力発電所（既存出力 155 MW）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、本事業の具体化にかかるラオス政府側の方針確認を行うとともに、我が国資金協力による本拡張事業の具体化を支援する。

1.3 調査対象地域

対象地域はラオス国ビエンチャン県ナムグム水系ナムグム第一発電所及びその周辺地域ならびにナムグム水系全体である。また、ビエンチャン市周辺の既設及び計画中の変電所も調査対象に含む。

1.4 相手国関係機関

本調査の主たるカウンターパート（CP）機関はラオス電力公社（EdL）であり、エネルギー鉱業省

電力局 (DOE) の技術的判断も受けながら調査を実施する。ナムグム第一発電所を管轄しているのは EdL である。

1.5 現地再委託調査

本調査において、最適拡張計画案を選定し、また、選定した案についての基本設計を実施することを目的として、ナムグムダム周辺の地形測量および、拡張計画案の水路ルート沿いにて、ボーリング調査を現地再委託調査として実施した。さらに、拡張計画に伴い下流河川の水位変動が増加するため、下流の水利用者にも与える影響を把握することを目的として、河川横断測量および環境社会調査 (IESE) を、現地再委託調査にて実施した。

1.6 ステアリングコミッティー会議

本準備調査の調査内容、プロセスおよび調査結果について関係機関との情報共有および意見交換を目的として、ステアリングコミッティーを設立し、重要な調査内容に関する協議および情報共有を目的として、ステアリングコミッティー会議を開催した。主なステアリングコミッティーのメンバーは、下記のとおりである。

| | |
|---|----------------------------------------------------------------|
| 1 | Electricite du Laos |
| 2 | Department of Energy, Ministry of Energy and Mines |
| 3 | Department of Environmental and Social Impact Assessment, WREA |
| 4 | Department of Water Resources, WREA |
| 5 | Ministry of Public Works and Transport |
| 6 | Vientiane Provincial Office |

また、ステアリングコミッティー会議は、下記の時期に開催された。

| | | |
|-----|---------------------|----------|
| 第1回 | インセプションレポートの説明・協議 | 2009年2月 |
| 第2回 | 最適拡張案検討結果説明・協議 | 2009年6月 |
| 第3回 | ドラフトファイナルレポートの説明・協議 | 2009年11月 |

第2章 電力セクターの現況

2.1 電力セクターの概要

概要

ラオス電力公社 (EdL) は 1959 年に設立された。当初は小規模発電を主体とした組織であり、フランス軍基地やピエンチャン市の一部へ配電していた。1966 年に締結されたナムグム開発資金合意に基づき、ナムグム水力発電所が 1971 年に完成し 30 MW の電力供給が可能となった。

1976-1979 年にナムグム水力発電所拡張工事が行われて発電設備容量が 30 MW から 110 MW に増設され、ラオス国全土の合計発電設備容量は 122 MW となった。続いて 1983-1990 年にナムグム水力発電所の追加増設が行われ、その総発電設備容量は 150 MW となった。さらに、2004 年に日本の無償資金協力により 1-2 号機のオーバーホールおよび出力適正化が行われ、現在の 155 MW の出力となった。

EDLの現況および組織体制

本事業準備調査のカウンターパート機関であるEdLは、DOEを監督官庁とする発・送・配電一貫体制の国営電気事業者であり、ラオス国内の電力供給および電力輸出入の管理を行っている。

ラオス全土でEdLが電力供給を行っている需要家は約56万件(2007年)である。最近10年間の推移を見ると、契約数は約2.5倍に増加しており増加傾向は著しい。中でも、特に一般世帯の新規契約数が大きく増加している。EdLは3,008人の職員を有している(2008年)。発電所の運転・維持・管理はGeneration & Project Departmentが行っており、本プロジェクトの対象のナムグム第一発電所についても同部署が管理・監督を行っている。

ナムグム第一発電所組織体制

ナムグム第一発電所組織は9部署に分れ、その中の一部署がナムグム第一発電所の運転業務を担当している。また、ナムソン転流施設運転業務を行う部署も存在する。総勢約140名のスタッフが1ユニットとして組織を構成している。

2.2 電力需給の現況

ラオス国内総発電電力量およびピーク電力

2007年時点で、ラオス全国のピーク電力需要合計は369MWに達した。C1地域(首都圏)でのピーク電力需要は203MWで2006年の217MWから微減しているが、1999年から2007年の間では約2.5倍に成長しており、平均成長率は12%を超えている。ラオス全国の同年年間総発電電力量は3,935GWhを記録した。IPPを除いた設備容量は330MWであり、その年間発電電力量は1,640GWhである。また、2007年では年間を通じた総量で見ると電力輸入量が輸出量を超過している。

セクター別電力消費量

2007年の実績では、全電力消費量のうち鉱工業向けが全体の44%と最も多く、次いで一般家庭が31%、企業13%、大使館を含む政府庁舎の順となる。カテゴリー別の契約件数では最多を占める一般家庭向け電力消費量は2005年まで全体の中での消費量も最大であったが、2006年に鉱工業と一般家庭の電力消費量が逆転し、鉱工業向けが一般家庭分を抜きトップとなっている。

国際電力融通の現況

近隣国との電力融通はタイ、中国、ベトナムと行っているが、その中でも取引量が大きいのはタイとの電力融通である。タイのEGATとの国際電力融通取引はEdLが行っている。C2エリアに属するセポン鉱山等の鉱工業関連の大口需要家への電力輸入では、EdLが立替払いし同額を需要家から徴収している。

ナムグム第一水力発電所は2006年3月2日から、オフピークとピークの2つの時間帯分けたTOU(Time of Use)レンジを基に運転している。ただし、貯水池運用の基となるルールカーブをTOU運転に改定する作業が終わっていない為、未だTOD(Time of Day)に近い運転を実施している。

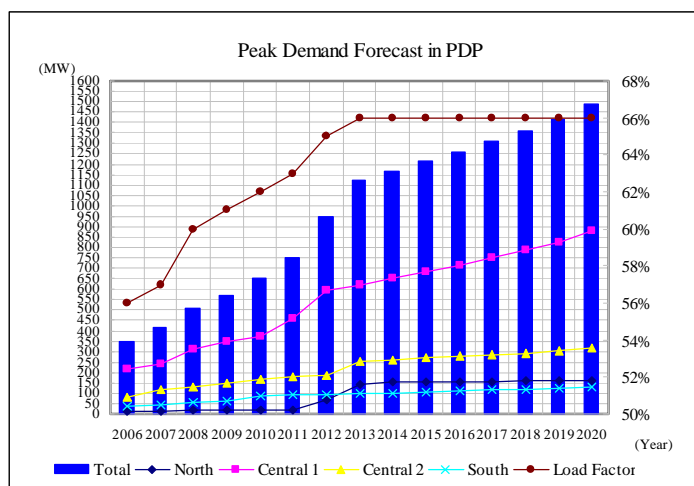
EGATと電力取引は、ピーク・オフピーク別レンジの夫々において、異なる輸出入単価を用いて

行っている。通常 (Regular) 取引において、年間に亘り輸出入同量の電力量を取引する場合、kWhあたりの単価は 0.19 THB ほど輸入単価が輸出単価より高く設定されている。また、年間の取引量において EGAT からの輸入が輸出を超過した場合は超過用の電力料金が適用され、タイでの火力発電供給における末端価格も加味されて超過用の単価が算出される。これに年間を通じた最大電力量使用月の輸入ピーク電力や電力輸入総量と共に、超過輸入量を乗じて超過料金が算定される。

2.3 電力需要予測

PDP における電力需要予測

最新の PDP では 2007 年から 2020 年までの各地域における変電所での電力消費量の想定に加え、工場や鉱工業関係業者の大規模需要を加味して需要想定を行っている。予測は、県毎の需要予測を家庭、工業用、農業およびサービス分野に分けて行っている。EdL は PDP の需要予測について、大規模需要家の動向に変更があれば逐次見直しを行っている。傾向として将来の想定需要は上方修正が行われている。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 2.1 Peak Demand Forecast in PDP

PDP における電源開発計画

最新の PDP (2007-2016) を更新した 2009 年 6 月の計画によれば、北部地域および C1 地域を合わせた発電設備容量は既存の 258.7 MW に対して、2030 年には純輸出用 IPP を除いて 2,375 MW に達するとしている。ただし、開発計画の多くは IPP 案件であり、経済状況に左右されやすい為、実現に当たり不確定要素が多い。

ラオス国全土における電力需要予測

本事業準備調査と同時期に、やや先行して調査が行われている「ラオス国電力系統計画調査」ではラオス国全土の電力需要予測手法として、GDP/capita とエネルギー強度の関係を回帰分析しエネルギー消費算出の為に関数を用いている。本調査でも同手法を踏襲し需要予測値を検証する。

需要予測では、経済成長率 7% をベースとし、高成長ケース 9% をハイケースとして 2030 年までの予測を行う。南部地域に 1000 MW 程度の負荷を有する SLACO というアルミ精錬工場が 2014 年ごろから稼働する計画があるが、南部地域の需要なので本予測から外す。

需要予測に用いる人口データについては、2020 年までは 2005 年 3 月に実施されたセンサスの報告書を適用し、2021 年以降のデータについては国連のデータを適用する。送電線口率は 2020 年以降 2030 年まで 15% で推移し、負荷率は年々増加して 2030 年には 70% になると仮定する。

Figure 2.2 に需要予測結果を示す。この結果は、2020 年以降の青および桃色の点で示す系統計画チームの結果と大きく乖離があり、特にハイケースでは顕著である。この理由として、2021 年以降

に適用した人口予測データ値が異なり、その違いが電力需要予測結果に現れていると考えられる。

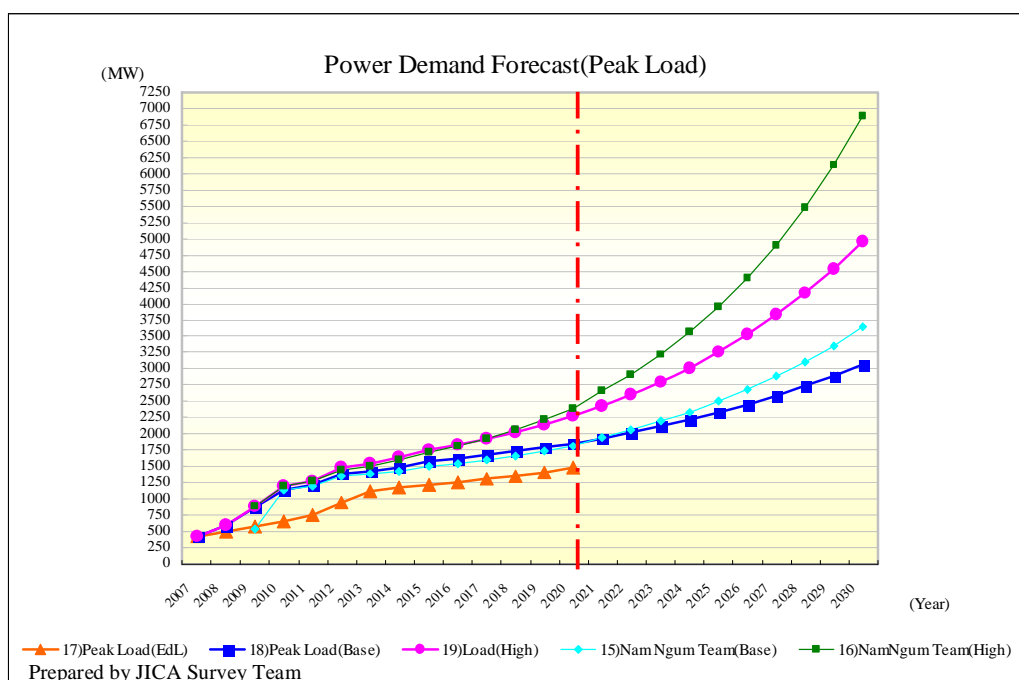


Figure 2.2 Power Demand Forecast

ベースケースの需要予測値については、2023年頃からの乖離はそれほど大きくはない。最新の人口予測データを用いて2030年までGDP7%で推移すると仮定した場合、本調査における需要結果となる。しかし2030年ごろには需要の伸びが多少とも飽和傾向を示すと考えられるため、系統計画チームの需要値を示す線形の方が実際の需要伸びの傾向に近いと考えられる。対象地域である北部、C1地域の需要予測については、この結果を適用する。

対象地域 (北部、C1 地域) における電力需要予測

系統計画チームのベースケースにおける電力需要値および伸び率の結果を踏まえ、各地域に設置されている変電所の将来負荷を予測した上で、地域毎の特殊需要を合算し北部、C1、C2、南部夫々の将来需要を求めた。このC1および北部地域の予測結果を用いて将来の日負荷曲線を想定する。

2.4 電力需給分析

概要

タイのEGATとの国際電力融通取引において、2006年からそれまでの輸出入バランスが逆転し、輸入量が輸出量を超過している。EGATとの電力融通はラオス側に不利な条件で行われている状況にある。よって、ラオス国内の電源開発が急務であるが、経済状況に左右されるIPP案件が多く、IPPのスケジュールは軒並み遅れ気味となっている。このことからナムグム第一水力発電所拡張に際して、将来の需要を的確に掴み、最適発電運転パターンを考察し、最適導入容量を踏まえた便益を最大化するように計画することが重要である。

現在の需給バランス

C1地域における電力供給は、ナムグム第1発電所(155 MW)、ナムマン第3水力発電所(40 MW)、

ナムルック水力発電所 (60 MW) が行っており、3 発電所間で連携し出力を調整し供給を行っている。一方、北部地域では数 MW と小規模なナムドン、ナムコおよびナムガイの三水力発電所が、分散している小規模需要を賄っている状態である。2008 年の全国最新データによると、乾季は出力不足で輸入を行ったが、雨季には発電余剰電力があり輸出向けに送電している。

現在の日負荷変動傾向

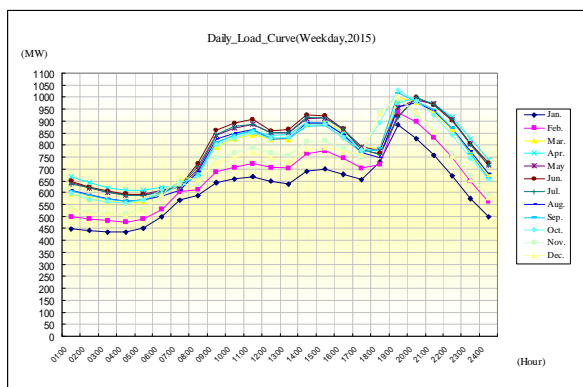
2008 年現在の日負荷曲線によれば、一日のピークは電灯負荷の多い夜間に発生し、一方で、企業・工場等での電力利用から昼間にミドルピークが発生している。昼間のミドルピークは月曜から金曜までの平日に現れ、休日は顕著ではない。夜間のピークは、乾季の 1 月では 19:00 に発生し、雨季の 6 月では 20:00 に発生している。6 月のピークは 1 月と比較すると比較的なだらかな線形となっている。全負荷データの整理を行った 2004 年以降、毎月のピーク電力値が増加している。

将来の需給バランス

最新の PDP における北部および C1 地域の電源計画によれば、2016 年には需要に対して供給能力が追いつく計画となっている。しかし、この計画のほとんどは水力電源計画であり、火力発電と異なり、発電は乾季・雨季の雨量に大きく影響を受けことは避けられない。利用可能水量確率曲線等から判断すると、設備容量限度まで常に供給するのは不可能である。年間を通じたラオス水力発電全体の供給能力は雨季でも 50%、乾季になると 30% と推定可能である。この結果から、現時点で計画している設備容量では発電量が不足することが予測され、総体的に輸入量が輸出量を超える年が多いと推定される。

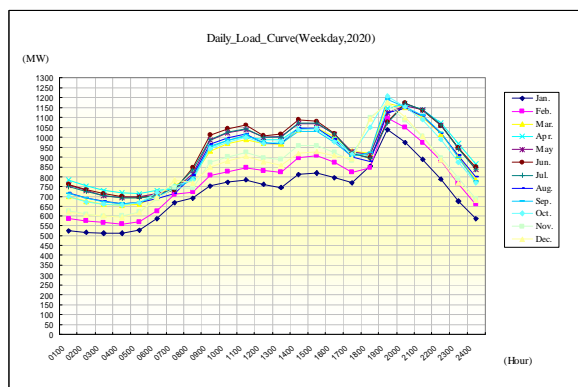
将来の日負荷変動予測

拡張後のナムグム水力発電所の最適運転パターンを検討するため、将来の日負荷変動傾向を予測した。予測にあたり過去 5 年間 (2004-2008) の日負荷傾向を基に、将来的にも傾向が大きく変わらないと仮定して、将来のピーク電力の予測値を日負荷パターンの線形に併せていく方法を採用した。その方法で 2009 年から 2025 年までの 17 年間分の月、平・休日別日負荷曲線を求めた。Figure 2.4.1 から Figure 2.4.3 に 2015 年、2020 年および 2025 年時点での平日の日負荷曲線を示す。2015 年は、ナムグム第一発電所の拡張工事の完了年と想定されている。負荷曲線の線形は同形の傾向を示している。商用向けの電力需要が大きくなり、ピーク、オフピークの格差は更に広がると考えられる。



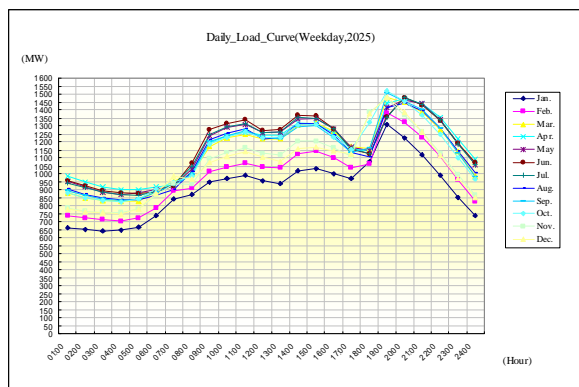
Prepared by JICA Survey Team

Figure 2.3 Daily Load Curve (2015)



Prepared by JICA Survey Team

Figure 2.4 Daily Load Curve (2020)



Prepared by JICA Survey Team

Figure 2.5 Daily Load Curve (2025)

第3章 ナムグム第一発電所およびナムグム水系電力開発の現状

3.1 ナムグム第一発電所の現況

ナムグム発電所の発電実績

ナムグム第一発電所は 1971 年に運転開始された貯水池式の水力発電所であり、70 億 m³ の貯水池を有する。首都圏地域（C1 地域）に対する主要な電源として、ナムグム水系にて段階的に拡張された。現在の出力は 155 MW である。ナムグム第一発電所の設備利用率は当初 66% 程度であった。一方、1995 年に開発されたナムソン転流工、2000 年に開発されたナムルック発電所からの転流でそれぞれ平均 65 m³/s、15 m³/s の流量が増加し、設備利用率は 74% まで高まっている。ナムグム第一発電所の流域および既存設備の基本諸元を、下表に示す。



ナムグム第一発電所

Table 3.1 Principal Features of the Nam Ngum River Basin and NN1 Hydropower Station

| 項目 | 諸元 | 備考 |
|--------|------------------------|----------------------------------------------|
| 流域面積 | 8,460 km ² | ナムグム本流のみ (竣工報告書 1972 を参照) |
| 年平均流入量 | 382 m ³ /s | ナムソンおよびナムルックからの転流を含む (2001 年～2008 年の平均) |
| 設備容量 | 155 MW | 1, 2 号機 17.5 MW x 2, 3, 4, 5 号機 40 MW x 3 |
| 貯水容量 | 70.3 億 m ³ | 水位 212.0 masl |
| 貯水池面積 | 370 km ² | 水位 212.0 masl |
| ダム高 | 75 m | コンクリートダム |
| 堤頂長 | 468 m | - |
| 堤体積 | 360,000 m ³ | - |

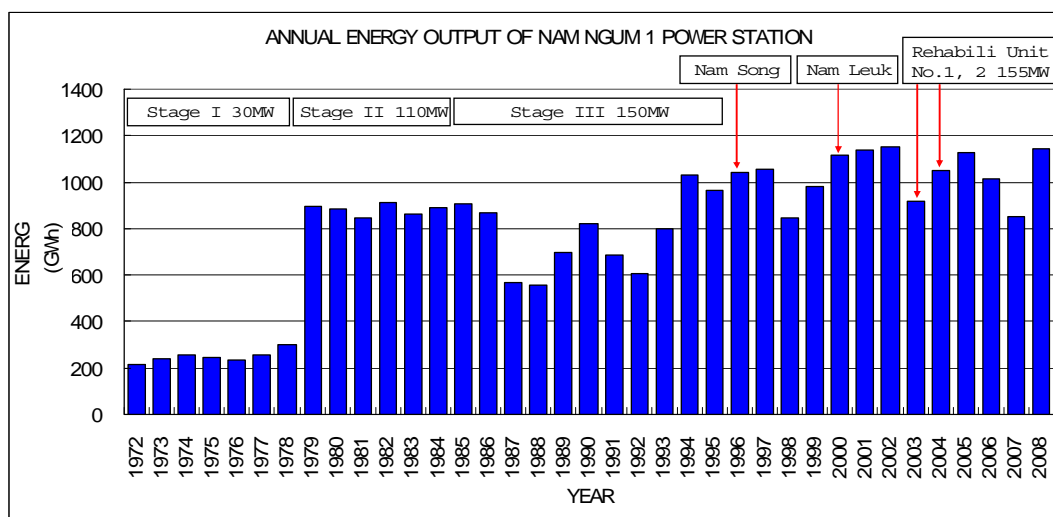
Prepared by JICA Survey Team

ナムグム第一発電所の発電は、ナムルック発電所およびナムマン第三発電所とともに、C1 地域お

よび北部地域の電力需要を満たすように柔軟に運用されている。年間を通した各発電所の発電能力を組み合わせることにより、可能な限り1日の電力負荷変動に見合った電力の供給を目指している。また、ナムグム第一発電所自体の運転計画は、貯水池運用ルールカーブに従うことで貯水池の最適運用を目指している。ルールカーブでは、時期と貯水池水位に基づいて、ピーク時およびオフピーク時の発電量および継続時間を決定している。

(1) 発電実績

ナムグム第一発電所は、1971年に運転を開始した。現在に至るまで下図に示すような発電実績を持っている。発電開始当初は、設備容量30MWであったが、1979年の増設で設備容量110MW、1985年には設備容量150MWとなった。その後、1996年のナムソン川からの転流、2000年のナムルック発電所の運転開始による流入量の増加に伴い、年間発生電力量の増加が図られてきた。さらに、2003年から2004年にかけて第1号機および2号機の補修が実施され、合計出力は合計155MWとなっている。近年では、2007年の渇水年を除き、年間発生電力量は1,000~1,150GWhとなっている。



Source: NN-1 Hydropower Station

Figure 3.1 Historical Energy Output of Nam Ngum 1 Power Station

(2) 日負荷に対する発電所運転パターン

ナムグム第1、ナムルックおよびナムマンの3発電所とも水力発電所である。発電パターンは、雨季にフル運転し、乾季には貯水池の貯留量を考慮した運転となる。雨季の3発電所のフル運転による合計出力は275MWである。雨季は国内電力需要の日負荷曲線を1日中上回ることとなり、余剰電力はタイ国へ輸出されている。

また、ナムグム第1発電所は、夜間オフピーク、昼間および夜間ピークの電力需要に出来るだけ合致する形で運転されている。ただし、3発電所の合計出力は、日負荷曲線を下回る時間帯があり、不足分はタイ国から輸入している。しかし、タイ国からの電力輸入はタイ国側の送電能力により100MW程度に限られている。よって、ナムグム第1発電所には、乾季における日負荷に沿った形で電力供給のための調整機能が求められている。今後、日負荷が着実に伸びていくことが想定される。また、今後開発される国内IPPがオフピーク電力需要を受け持つことを想定する

と、ナムグム第 1 発電所が増加する夜間ピークを受け持つことを可能とする増設が必要であると判断される。

ナムグム発電所の維持管理

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。これに対し、3 号機および 4 号機は、1979 年の運転開始以降、オーバーホールが実施されておらず、2010 年および 2011 年の乾季に実施される見通しである。1985 年に運転が開始された 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 号機の定期メンテナンスは、年間約 30 日間の予定で毎年乾季に実施されている。

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、発電開始からの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いる。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するよって、メンテナンスを実施する機会を必要に応じ柔軟に持つことが可能になる。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繋がるものと考えられる。

3.2 ナムグム水系の水力開発計画の現況

現在、ナムグム水系において、豊富な降雨量と河川流量を有効利用するべく、多くの水力発電計画が進行中である。開発した電力を近隣国であるタイ国に輸出する大規模水力開発 IPP が、数プロジェクトについて建設中もしくは計画である。一方、前述の PDP にて挙げられている国内電力供給を目的とした国内水力開発 IPP も開発が進められている。これらの水力発電開発は、ナムグム第一発電所の上流域に位置するもの、及び、それ以外の近傍流域に位置し国内電力需要に対してナムグム第一発電所との連携の対象となるもの、の二つに分けられる。

ナムグム発電所上流域内の水力発電計画

ナムグム第一発電所の上流域に位置する水力発電計画は、下表に示すとおりである。

Table 3.2 Project Feature of IPP Project Located in the Upstream of Nam Ngum 1 Dam

| 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 | Under construction | Under PPA negotiation | Pre-F/S | Under construction | Pre-F/S | Pre-F/S |
| Main Developer | Southeast Asia Energy Limited | GMS Power | Saigon Invest Group | NN5PC | Southeast Asia Energy Limited | Southeast Asia Energy Limited (Thailand) |
| Planned Commencement of Power Generation | 2011 January | - | - | 2011 | - | 2016 |
| Principal Feature | | | | | | |
| Catchment area (km ²) | 5,640 | 3,888 | | 483 | 597 | 320 |
| Storage at FSL (MCM) | 6,774 | 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 JICA Survey Team

上表の発電水力計画について、ナムグム第一発電所への影響についての考察を下記にまとめる。

(1) ナムグム 2 発電計画

ナムグム 2 発電計画は、ナムグム第一発電所貯水池末端部の、ナムグム本川の上流部に建設中である。ダム高 181 m のコンクリート表面遮水ロックフィルダムを有する計画である。運転開始は 2011 年初めを予定している。設備容量は 615 MW と大きい。電力はタイ国の EGAT との PPA に従って 100% タイ国へ輸出される。その流域面積はナムグム第一発電所の流域面積の 67% を占める。有効貯水容量は 2,994 MCM と大きい。この貯留効果により、発電開始後はナムグム 1 貯水池への流入量が年間を通して平滑化することとなる。

(2) ナムグム 3 発電計画

ナムグム 3 発電計画は、ナムグム 2 計画地点のさらに上流域に計画されている。その流域面積はナムグム 2 計画の 69% 程度となる。本計画の詳細設計は終了している。一方、PPA はデベロッパーと EGAT で再交渉の過程にあり、運転開始時期は未定である。ナムグム 3 の有効貯水容量は、979 MCM であり、ナムグム 2 の有効貯水容量の 33% である。運転開始後のナムグム 3 ダム直下流の河川流況は、建設前に比べて年間を通してかなり平滑化したものになると推察される。ただ、その河川流況の平滑化の度合いは、ナムグム 2 発電開始によるナムグム 1 貯水池への流入量の平滑化に比べると影響が小さいと推測される。ナムグム 3 ダム下流部の流況安定による影響は、ナムグム 2 発電所の乾季流入量の安定に繋がると考えられる。

(3) ナムグム第 4 発電所計画

ナムグム 4 発電計画は、ナムグム 3 計画地点のさらに上流域に計画されている。現在までに Pre-FS が実施されているが、その建設位置および建設時期は確定していない。ナムグム 4 発電計画が実施された場合には、その貯水池もしくは調整池の貯留効果により、下流側への放流の流況を年間を通して平滑化させ、ナムグム 3 貯水池への流入量が安定することが予想される。

(4) ナムグム 5 発電計画

ナムグム 5 発電計画は、ナムグム 3 発電計画地点のさらに上流の右支川のナムティン川に建設中である。ダム高 99 m の RCC ダムで貯水する水路式発電計画である。ナムグム 2 の運転開始と同じ 2011 年中の運転開始を予定している。流域面積は 413 km²、有効貯水容量は 314 MCM であり、ナムグム 2 発電計画に比べると小規模なものである。設備容量は 120 MW である。年間の 70% の時間にあたる乾季を含んだ期間では、出力は 45 MW となる見通しである。貯水池による貯留効果の規模が小さい。また、ナムグム 1 貯水池から離れた上流域にあることより、ナムグム 5 の発電による河川流況の変化はナムグム 1 の発電に殆ど影響しないものと考えられる。

(5) ナムバック 1 発電計画

ナムバック 1 発電計画は、ナムグム 2 水力発電のデベロッパーにより計画されている。ナムグム 2 開発後、ナムグム川の左支川であるナムバック川に、ダム高 83 m の RCC ダムを建設する。輸出用の発電を行うものである。後述の上流域開発のナムバック 2 とのカスケード計画により発電効率を上げることが計画されている。設備容量は 115 MW と中規模である。この計画は、ナムバック川から取水して、ナムグム川のナムグム第二発電所の下流地点に放流

することによる発電計画である。建設後のナムグム 1 貯水池への流入量は、年間を通して平滑化されることになる。ただし、NN1 貯水池への全体の流入量の流況としては大差が生じないものと考えられる。

(6) ナムバック 2 発電計画

ナムバック 2 発電計画は、ナムバック 1 発電計画と同様、ナムグム 2 のデベロッパーによるものである。ナムグム 2 開発後にナムバック 1 の計画地点のさらに上流地点にダム高 85 m の RCC ダムを建設する。国内電力を供給することを目的とする。前述の下流域開発のナムバック 1 とのカスケード計画となっており、ナムバック川からの取水で同河川へ放流する計画となっている。設備容量は 68 MW である。このダム貯留で平滑化した流況は、下流のナムバック 1 でその効果を発揮し、ナムグム 1 貯水池に流れ込むことになる。ナムバック 1 の発電計画同様、ナムグム 1 貯水池への流入量流況として大きな変化はもたらさないと考えられる。

ナムグム流域近傍に位置する国内電力供給発電計画

ナムグム流域近傍に位置する国内電力供給発電計画は、下表に示すとおりである。

Table 3.3 Project Features of Hydropower Project related with Nam Ngum 1 Power Generation

| Items \ Project | Nam Leuk | Nam Mang 3 | Nam Lik 1/2 | Nam Lik 1 |
|----------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------------------------|-----------------------|
| Purpose | IPP (Domestic & Export) | IPP (Domestic & Export) | IPP (Domestic) | IPP (Domestic) |
| Status | Existing | Existing | Under construction | F/S |
| Main Developer | EdL | EdL | China International Water & Electric Corp. | Hydro Engineering Co. |
| Planned Commencement of Power Generation | 2000 | 2004 | 2010 | 2011 |
| Principal Feature | | | | |
| Catchment area (km ²) | 274 | 65 | 1,993 | 5,050 |
| Storage at FSL (MCM) | 154 | 45 | 1,095 | 61.3 |
| Average annual inflow (MCM) | 438 | - | 2,690 | 5,786 |
| Type of dam | Rockfill | RCC | CFRD | Rockfill |
| Dam Height (m) | 46.5 | 22 | 101.4 | 21 |
| Design flood of spillway (m ³ /s) | 2,100 | 57 | 2,080 | 9,150 |
| Powerhouse | Above ground | Above ground | Above ground | Above ground |
| Rated output (MW) | 60 | 40 | 100 | 61 |
| Average annual energy (GWh) | 230 | 134 | 395 | 249 |

Prepared by JICA Survey Team

上表の発電水力計画について、ナムグム第一発電所の発電計画との関わりについて、下記に取りまとめた。

(1) ナムルック(Nam Leuk) 発電所

ナムルック発電計画は、ナムグム川流域に隣接するナムマン川の左支川ナムルック川にダム高 46.5 m のコンクリートダムを建設するものである。貯水池末端部よりナムグム流域内のナムサン川に転流することにより 181 m の落差を確保し、60 MW の発電を行う。2000 年に発

電を開始している。また、ナムマン川流域よりナムグム川流域内に転流することにより、ナムグム 1 貯水池への流入量（平均 15 m³/s）を増加させる。これが、ナムグム 1 発電所の発電量増加にも寄与している。

ナムルック発電所は、ナムグム第一発電所およびナムマン第三発電所と連系することで、国内 C1 地域および北部地域の電力需要に対する電力供給体制を構築している。ナムルック発電所の電力は、まず近傍地区に供給されている。余剰電力はナムグム第一発電所を経由してピエンチャン市街地に送電される仕組みとなっている。

(2) ナムマン第 3 発電所 (Nam Mang 3)

ナムマン第 3 発電計画は、ナムグム川流域に隣接するナムマン川の最上流支川ナムニョン川にダム高 22 m の RCC ダムを建設する。貯水池末端部からナムグム川下流域に位置する小河川ナムガム川に転流することにより、40 MW の発電を行うものである。2004 年に運転を開始している。この転流計画の主目的は上記の水力発電であるが、ナムガム川に転流された水は、2,900 ha の水田地帯に導水され有効利用する計画も併せ持った総合開発計画であった。

ナムマン第三発電所は、上記のとおり、ナムグム第一発電所およびナムルック発電所と連携し、国内電力需要に対する供給を行っている。ナムルック発電所と同様に貯水池規模が小さいため、乾季の発電能力は半分以下に低減する。

(3) ナムリック 1/2 発電計画 (Nam Lik 1/2)

ナムリック川は、ナムグム発電所の 3.5 km 程度下流地点でナムグム川に合流する支川である。ナムリック 1/2 発電計画は、ナムリック川中流域にダム高 101 m のコンクリート表面遮水式ダムを建設する計画である。ダム直下型発電所により 100 MW の発電を行う。2010 年上半期の発電開始を目指して、現在建設中である。発電した電力は、EdL と締結した PPA に従い、国内電力の供給のために使用される。貯水容量は 1,095 MCM と中規模である。既存の国内電力供給のナムルック発電所およびナムマン 3 発電所に比べ大きく、将来の国内用電源として重要な発電所である。ナムリック 1/2 発電計画は国内 IPP であるが、その規模の大きさよりナムグム 1 発電所と協調した運用が検討される可能性がある。

(4) ナムリック 1 発電計画(Nam Lik 1)

ナムリック 1 発電計画は、ナムリック川とナムソン川との合流点の下流地点にダム高 21m のコンクリートダムを建設し、流れ込み式発電所により出力 61 MW の発電を行う計画である。2011 年中の発電開始を予定している。ナムリック 1 発電計画は、2008 年に F/S が終了したところである。本発電計画は、ナムリック 1/2 発電計画のダム貯水池で調整された河川流量とナムソン川からの流入量により発電を行うものである。ただし、ナムソン川からナムリック川へ流れ込む流量は、1996 年から開始されているナムソン川転流計画によるナムグム 1 貯水池への転流の影響により限定されている。よって、洪水時期以外は年間を通して小さい流量となっている。

「Nam Ngum River Basin Development Sector Project」の調査結果概要

ADB 及び AFD の資金によりナムグム川流域の統合水資源管理を目指した「Nam Ngum River Basin Development Sector Project」が、現在のナムグム水系で実施された。当該事業では水資源管理機関「Water Resources Coordination Committee(WRCC)」の機能強化、ナムグム第一発電所貯水池運用とナムグム水系水力発電最適運用、および流域管理能力の強化を目的としていた。このうちナムグム第一発電所貯水池運用とナムグム水系水力発電最適運用についての検討結果においては、既存貯水池および計画中の水力発電計画を考慮した最適統合計画の提案はされておらず、PERCIFAL というプログラムにより解析が可能であることが示されているのみである。従い、本準備調査においては、独自に開発したプログラムを使用した「ナムグム第一発電所貯水池管理」及び「ナムグム流域における水力発電統合運用計画」についての検討を実施した。

第 4 章 ナムグム第一発電所拡張事業の位置づけおよび運用方針

4.1 ナムグム第一発電所に係る外部条件

電力需要（日負荷）の夜間ピーク電力の伸び

近年、夜間におけるピーク電力の伸びは、月ベースで増加傾向にある。平日には夜間のみならず昼間のミドルピーク電力の増加も目覚ましく、夜間のピーク電力値に近付いている。前述した将来の需要想定からも、今後とも同傾向が続くと予想される。

タイ国からの電力輸入単価は高い。タイ国側の原因における電力供給制限等がラオス国に影響を及ぼしている。よって、エネルギーセキュリティーの面からも、電力需要のピーク時には可能な限りラオス国自国の電源により電力供給を行うことが求められる。ナムグム第一発電所は、その役割の一つとして、ピーク電力需要に対する電力供給を優先的に行う役割が期待される。

ナムグム第一発電所上流域開発による流況の変化

ナムグム第一発電所は 1971 年より発電を開始し、何度か増設を行い現在に至っている。ナムグム第一発電所での発生電力量を増加させるため、1996 年にナムソン転流工、そして 2000 年にナムルック水力発電所が完成し、年間発生電力量は徐々に増加してきた。これに加え、上流域にダム建設を伴う水力発電計画が継続的に進められており、その第 1 号として、2011 年にナムグム第二発電所が運転を開始する。このナムグム第二発電所貯水池の貯留効果により、雨季と乾季のナムグム 1 貯水池への流入量が平均化される。このためナムグム第一発電所は、年間を通して比較的高い水位での運転の実現、及び、洪水吐きからの無効放流量の低減により、年間発生電力量が 6% 程度増加するという恩恵を受けることになる。

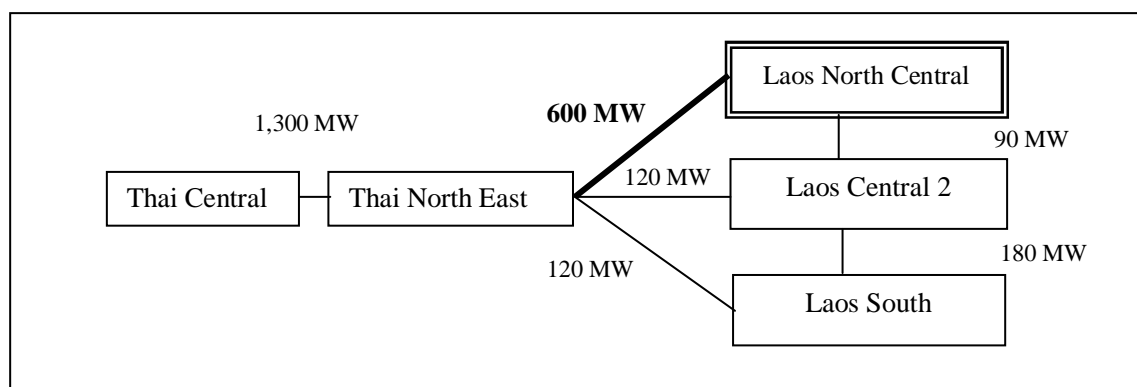
既存発電設備の老朽化と将来の維持管理計画

本増設計画の便益は、前述のとおり、オフピーク電力をピーク電力に置き換えることで、将来の日負荷曲線の夜間ピークに対応することである。これを主目的としながら、一方で、比較的高い

水位での運転と無効放流量の低減による年間発生電力量の純増も、便益の視野に入れることができる。また、別の視点から見ると、ナムグム 2 運転開始後の流況安定による年間発生電力量増加は、無効放流を避けるために乾季に限られているメンテナンスの実施可能期間が、設備利用率上昇に因ってさらに短縮される結果を生み出すことになる。一方増設は、既存発電設備の設備利用率を低減することが可能である。増設が行われれば、各発電設備の消耗品などの修復頻度が低減し、メンテナンス費用が削減するなど、間接的便益が生じる。本調査においては、増設による年間発生電力量の増分などの直接便益を検討する一方で、この間接的便益についても考慮し、経済便益として計上する。

近隣国との電力融通における連系送電容量

現状の送電計画に基づき、2016 年時点で想定される系統連系容量は下図に示すとおりである。現在はタイ国からの輸入電力は上限値として 100 MW 程度に制約されている。しかし、2016 年には北部・C1 地域の総計でタイ国とは 600 MW 程度の電力融通が可能となり、C2 地域との間でも 90 MW 程度の電力供給が可能となる。ナムグム第一発電所においては、発電電力の価値を少しでも高くして需要地へ供給することが重要である。また、国内および隣国との系統連系の進捗具合が経済性に大きく影響する。従い、電力需給分析を行うに当たり、系統連系状況を十分に踏まえることが重要である。



Source: The Study on Power Network System Plan in Lao People’s Democratic Republic

Figure 4.1 Power Interchange in 2016

4.2 発電所運転方針

概要

ナムグム第一発電所は、基本的に北部および C1 地域の国内電力需要を満たすことを最優先とする。一方、将来的に C2 と連系された際には C2 地域への電力供給も担うことが期待される。

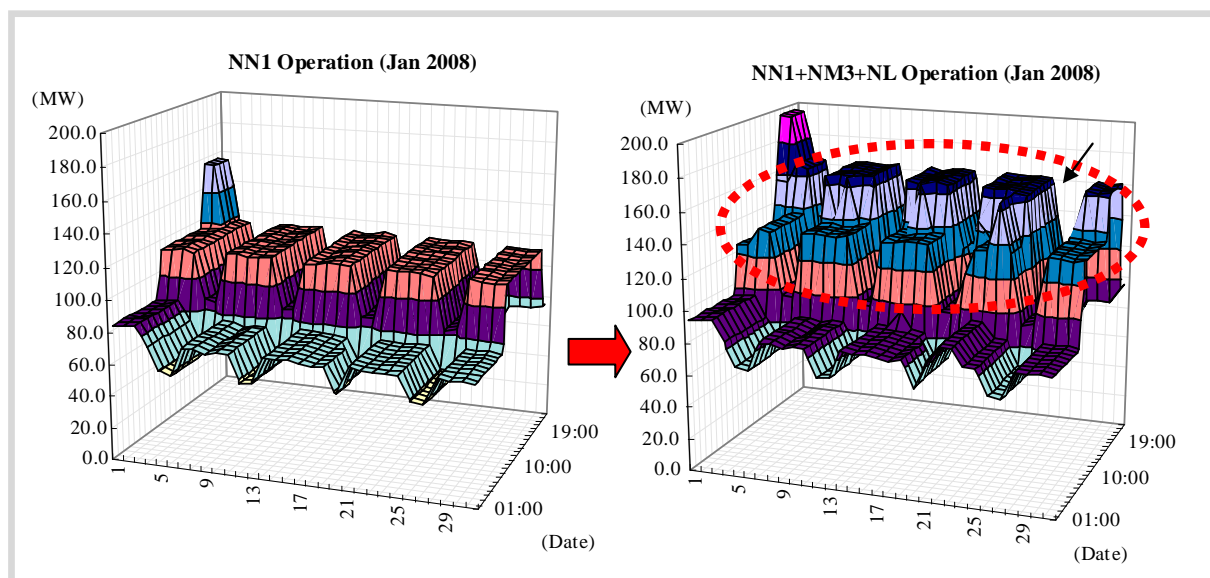
将来に亘り十分な信頼性を確保しつつ、首都圏電力供給用発電所としての機能を保持することは、拡張後のナムグム第 1 発電所の運転方針を決める上で重要な条件となる。一方で、運転計画策定に当り、経済的便益の最大限の確保が求められる。

現在、ナムグム発電所の運転計画は、直近の需要値を基に、平・休日の 2 パターンの運転計画が作成されている。参考とする平・休日別の需要値は、運転計画日の 1 週間前のものを参考として

いるケースが多い。運転計画の策定に当っては、夜間ピークを第一優先時間帯として発電機を運転している。続いて昼間ピーク、オフピークと、ルールカーブに基づく利用可能水量に従い運転計画が決められる。この方法は、現在の EGAT との電力融通輸出入単価を考慮した場合、妥当な方法である。将来的には、PPA における条件が見直されると考えられる。PPA の条件に応じて運転方法も見直していく必要がある。

現在の運転パターン

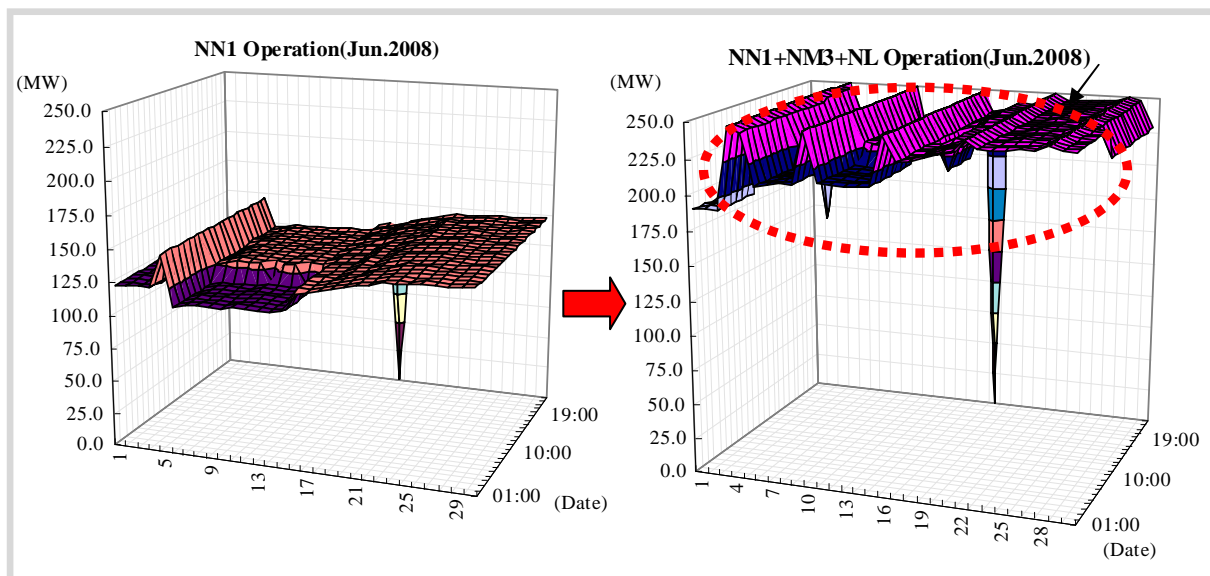
下右図は 2008 年乾季(1月)のナムグム第一発電所(NN1)、ナムマン3発電所(NM3)およびナムルック発電所(NL)の運転状況を表したものである。下左図がナムグム単独の運転を示している。右図は左図にナムマン3発電所、ナムルック発電所の出力を加えたものである。ナムグム発電所は基本的に EGAT との PPA に従い、オフピーク、ピークの2レンジに区分した TOU (Time of Use) 運転を行っている。ナムグムにて補完出来ない負荷は、ピーク時間帯を中心にナムマン3発電所およびナムルック発電所にて補完している。しかし、両発電所とも貯水池の容量はそれほど大きくない為、乾季においては全ての需要を満たしてはいないのが現状である。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 4.2 Operation Records in Jan. 2008 (Dry Season)

下図は、2008 年雨季(6月)のナムグム第一(NN1)、ナムマン3(NM3)およびナムルック(NL)の運転状況を表したものである。雨季の NN1 は利用可能水量に余裕がある。雨季は発電可能出力一杯に発電しており、ほぼオフピーク、ピーク時間帯に無関係の運転である。NM3 および NL の運転についても、雨季は発電可能水量に応じて最大限運転している状況であり、電力を輸出用に供給可能である。



Prepared by JICA Survey Team

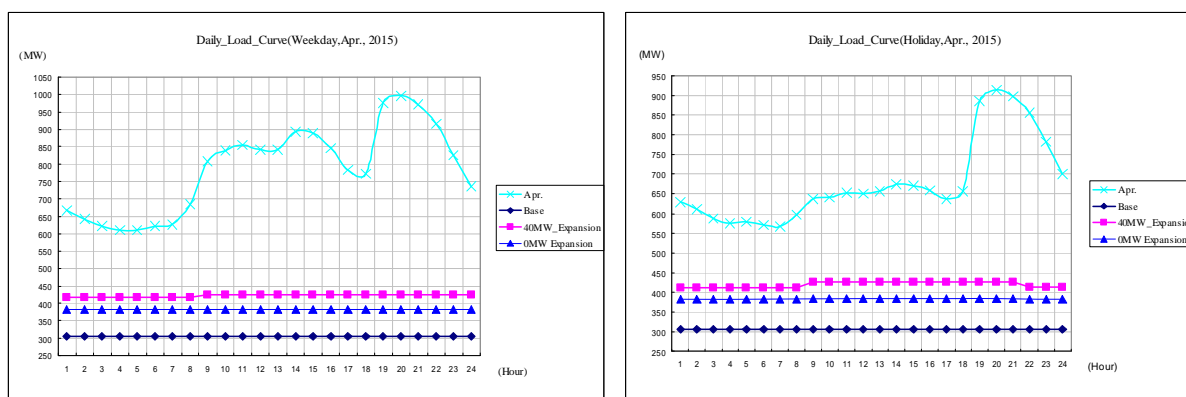
Figure 4.3 Operation Records in June 2008 (Wet Season)

2015年における運転パターンの考察

将来の日負荷曲線に対し、選定された最適拡張容量である 40 MW について、経済的便益が最大化されるように、夜間ピーク、昼間ピークに続き、最低放水水量が確保されるようオフピーク時間帯の順に、利用可能水量を割り当てるとする。この場合、下図の桃色の線にて示す日負荷曲線に対する運転パターンが想定される(Figure4.2.3、Figure4.2.4)。結果的に 2015 年時点では、乾季、雨季に係らず、需要に対して 1 年間の総量でも供給能力が追いつかない状況が想定される。経済的便益を考慮した場合には、タイからの輸入単価を踏まえた発電所の運転が必要になる。その際の留意事項として以下の実施が必要である。

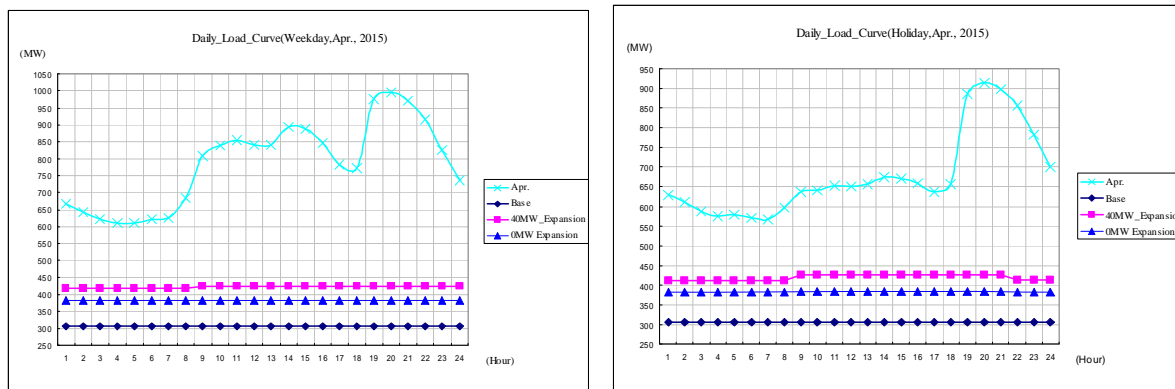
- ピーク時間帯の発電電力を可能な限り増強する運転
- 輸入超過の際のエクセスチャージを減らすために、電力消費量が最大となる乾季の月において、輸入電力幅 (MW) を押さえ、かつオフピークにおいても発電電力を増やす。

2015 年時点では、ナムグム第一水力発電所以外の発電所はベース運転を行うと考えると差し支えない為、下記の運転が最適運転となる。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 4.4 Expected Operation Pattern in Apr.2015

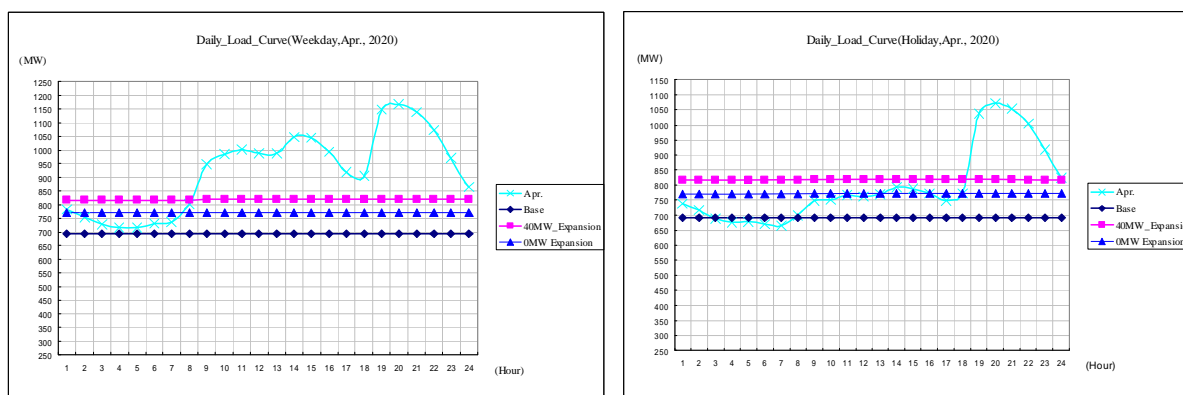


Prepared by JICA Survey Team

Figure 4.5 Expected Operation Pattern in Sep.2015

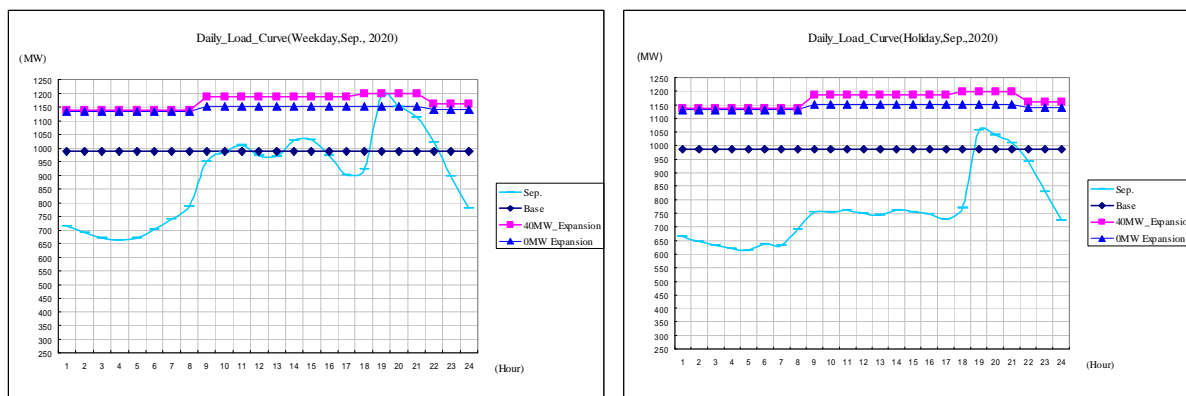
2020年における運転パターンの考察

下図に 2020 年時点における想定される日負荷曲線に対する運転パターンを示す。運転パターンは、2015 年時点と同じ手法にて想定している。ナムグム第一水力発電所以外の発電所は、現時点ではベース電源として想定している。乾季においてはピーク需要に届かないが、オフピーク時間帯においては輸出に回せるほどの余裕が生じる。基本的には、国内需要向けに隣接している C2 地域にシステムの容量内で可能な限り供給するほうが、経済便益は向上する。一方、オフピーク時間帯の余剰分を夜間ピークに輸入に依存している分に割り当てた場合のほうが、財務便益が増える。従って、特にオフピーク時間帯においては、ナムマン 3 発電所やナムルック発電所など比較的規模の大きい水力発電所の運転に自由度を持たせた、発電所間の連系を考慮した検討作業が必要となる。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 4.6 Expected Operation Pattern in Apr.2020

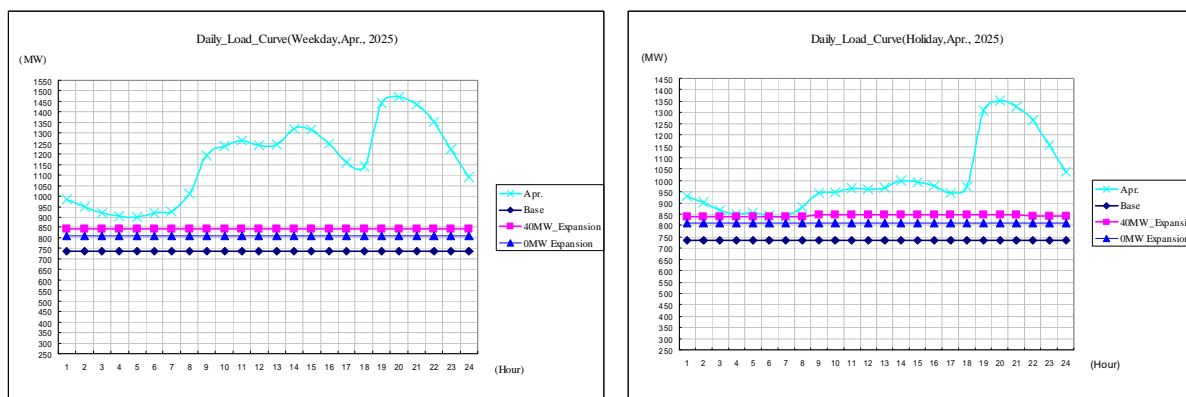


Prepared by JICA Survey Team

Figure 4.7 Expected Operation Pattern in Sep.2020

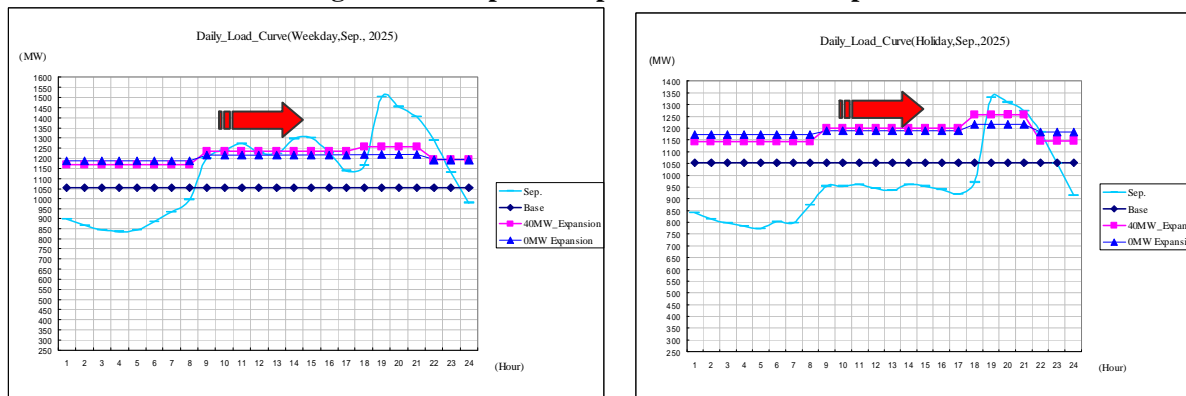
2025年における運転パターンの考察

2025年時点では、2020年時点から更に需要が伸び、乾季には地域内の電力需要に対し供給力が追いつかなくなる。一方雨季は、夜間ピーク時間帯以外の需要に対しては需要を満足させることが可能であると推定できる。現在の系統連系計画では、オフピーク時間帯に発生する供給過剰となる電力の一部を国内のC2地域向けの電力に割り当てることも可能である。しかし、システムの容量および輸出入単価を考慮した場合、現状のPPAに基づく契約内容が継続されれば、ピーク時間帯の輸出向けに割り当てるほうが経済便益は高くなる。実際には、2025年時点では、ラオス国全土の送電網がかなりの整備されていることが想定される。よって、オフピーク時間帯の余剰電力はピーク時間帯に回し、更なる余剰電力は、C2地域への供給用電力とすべきである。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 4.8 Expected Operation Pattern in Apr.2025



Prepared by JICA Survey Team

Figure 4.9 Expected Operation Pattern in Sep.2025

4.3 電力送電方針

ナムグム第一発電所周辺の系統構成

(1) ナムグム第一発電所周辺系統の現況

2009年現在、ナムグム第一発電所には Figure4.3.1 に示すように 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 C1 地域への電力供給用として接続されている。残りの 1 回線はナムルック発電所との相互連系線である。どちらかの発電所の発電機が運転停止状態となった場合、各発電所が供給する電力を補うように運用されている。ビエンチャン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經由してビエンチャン市内のフォントン変電所へ電力を供給している。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經由し、フォントン変電所に電力を供給している。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）の系統に連系している。フォントン変電所、およびタナレーン変電所における余剰電力は EGAT との連系線を通じタイへ電力輸出を行っている。

タラット変電所にて分岐した 115 kV、1 回線の送電線は、バンビエン変電所を經由して約 212 km 先のルアンパバーン変電所まで延長されている。この送電線は途中シエンゲン開閉所で分岐し、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で分岐した 115 kV、1 回線の送電線は、バンドン変電所を經由し、ノンハイ変電所に至っている



Source: System Planning Office, EdL

Figure 4.10 System Configuration of C1 Area, Vientiane Municipality, 2009

(2) 拡張事業後のナムグム第一発電所周辺の系統構成

ナムグム第一発電所拡張事業の竣工後と想定される 2016 年のナムグム第一発電所周辺の系統構成を下図に示す。



Source: System Planning Office, EdL

Figure 4.11 System Configuration of C1 Area, Vientiane Municipality, 2016

2016年におけるナムグム第一発電所周辺の系統は、115 kV 送電線に変更はない。ナムグム第一発電所からビエンチャン首都圏に電力供給する送電線の増設や改修の計画もない。なお、2011年までにはヒンフップ変電所からナサイトン変電所間に 230 kV 送電線が建設される。このため、ナムリック 1/2 発電所（2010年完成予定）の電力は 230 kV 送電線を通じ、ビエンチャン首都圏へと供給される。また、パクサン変電所からタケク変電所を經由し、パクボ変電所まで接続される 115 kV 送電線（現在建設中）が建設される。これにより、ナムリック発電所やナムマン 1 発電所からの余剰電力は C1 地域から C2 地域へと供給されることとなる。

現況では、タラット変電所はバンビエン変電所やバンドン変電所に電力を供給している。しかし、今後北部地域に水力発電所が積極的に建設される予定である。よって、2016年時点では、ナムグム第一発電所からタラット変電所に供給された電力は全てビエンチャン市内へと供給されることとなる。また、北部地域の余剰電力もタラット変電所を經由してビエンチャン市内に供給されることとなる。

基本的な技術基準及び運用条件

EdL の電力系統は、ラオス国内電力需要に対する電力供給支障を生じることなく、系統電圧と事故電流を適正なレベルに維持するように計画することとされている。EdL における電力系統計画上の技術的基準及び運用方針を以下に述べる。

(1) 潮流

- 1) 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。
- 2) 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。
- 3) 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。

- 4) 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。
 - 5) タイ国への連系変電所において、230/115kV 変圧器が一台分離した場合、発電所側にてタイへの輸出電力を減じた上で残りの変圧器の負荷は定格容量以内に抑える。
- (2) 系統電圧

- 1) 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% の範囲内で行なければならない。また、単一設備事故時においては、公称電圧の 92 ~ 108% の範囲内で行なければならない。
- 2) 発電機の力率は、90% (進相) ~ 85% (遅相) の範囲内で行なければならない。

(3) 事故電流

事故電流は、EdL の系統計画基準に基づき、下表に示す値以下とした。

Table 4.1 Allowable Maximum fault Current

| 電圧階級 | 許容事故電流最大値 |
|--------|--------------|
| 230 kV | 40 ~ 50 kA |
| 115 kV | 25 ~ 31.5 kA |
| 22 kV | 25 ~ 31.5 kA |

Prepared by JICA Survey Team

(4) 安定度

- 1) “1回線3相短絡、主保護遮断、再閉路なし” の事故条件において主要な電源の発電力制限や供給支障を生ずることなく、電力系統安定度が維持されなければならない。
- 2) 主保護リレーによる事故遮断時間を下表に示す。

Table 4.2 Fault Clearing Times by Main Protection Relays

| 電圧階級 | 遮断時間 |
|--------|--------|
| 230 kV | 100 ms |
| 115 kV | 140 ms |

Prepared by JICA Survey Team

(5) 送電線及び変電所主母線

定常時及び単一設備事故時 (N-1 条件時) それぞれの送電線の連続許容電流値と送電容量、また変電所主母線の連続許容電流は、下表に示す通りとした。なお、() 内温度はコンダクターの許容温度とする。

Table 4.3 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 |
| | ACSR240 | | | 590 | 120 |
| 変電所主母線 | ACSR300x2 | | | 1394 | 278 |
| | HDCC325 | | | 875 | 174 |
| | HDCC400 | 950 | 189 | | |

Prepared by JICA Survey Team

(6) 変電所

既設変圧器及び EDL から提供された変圧器データ (2009 年から 2016 年断面まで) についてはその値を、提供されたデータ以外の新規計画変圧器については、以下の条件を仮定した。

- 1) 230 kV 母線構成としては、1+1/2CB 方式を基本とする。一方、変電所の個々の役割によっては、2 重母線方式の採用も考慮する。
- 2) 115/22 kV 変圧器
 - a) 1 変電所変圧器一台当たり最大 30 MVA、3 バンクまでとする。
 - b) 最大負荷は 60 MVA を目標とし、余剰電力を持たず。
- 3) 230/115 kV 変圧器
 - a) 1 次側・2 次側の容量は、予想潮流により決定する。
 - b) 3 次側には 22 kV、結線を適用する。3 次側容量は、1 次側・2 次側容量の 30% を基本とする。
 - c) 負荷時タップ切替え装置を適用する。
- 4) 基準インピーダンス

電源変圧器のインピーダンスは下表に示す通りとする。

Table 4.4 Standard Impedance of Power Supply Transformers

| 電 圧 | 1 次側と 2 次側とのインピーダンス |
|------------|---------------------|
| 230/115 kV | 12.5% |
| 115/22 kV | 8.5% |

Prepared by JICA Survey Team

第 5 章 水文および貯水池運用計画

5.1 水文解析

ナムグム川流域気象概要

ナムグム川は標高約 1200 m の Xiengkhouang 高原に源を發し、メコン河に注ぐ。全長 345 km、流域面積 16,841 km² の河川である。流域面積はラオス国で 4 番目に大きい。ナムグム川流域は熱帯モンスーンに属する。5 月から 10 月にかけて湿った南西風が卓越する雨季となり年間降雨量の 75% が集中する。11 月から 4 月は北東風が卓越し、ほとんど降雨のない乾季となる。年間の降水量は Vangvieng で 3,500 mm、上流域の Xiengkhouang で 1,420 mm となり、地域により年間雨量の偏りが見られる。年平均最高気温は下流平野部で 34 度に達し、上流の山岳地帯では 28 度、年平均最低気温は下流平野部で 16 度、上流山岳地帯で 8 度ほどまで下がる。

水文資料の収集

(1) 概要

ナムグム川流域の雨量、流量、気象等の観測は水資源環境庁 (Water Resources and Environmental

Administration : WREA) 管轄の気象水文局 (Department of Meteorology and Hydrology : DMH) が実施し、観測所の運営管理およびデータの収集整理を行っている。また、2002 年から開始された ADB と ADF の援助による Nam Ngum River Basin Development Sector Project (NNRBDSP) の Component 2 では、ナムグム川流域の DMH が管理する水文資料をコンサルタント (Électricité de France : EdF) が収集し、資料の検証を行っている。ナムグム川流域では DMH の他に、既存の水力発電所 (ナムグム第一発電所、ナムルック発電所、ナムマン第三発電所) も観測独自に雨量と流量観測を行っている。

水文資料は DMH や NNRBDSP、また上記既存水力発電所の観測資料を収集した。

(2) 降雨資料

降雨資料は上述 DMH、NNRBDSP や既存水力発電所から収集した。特にこれら雨量観測所の NNRBDSP の Component 2 の中で収集された資料は、コンサルタント (EdF) により収集、現地の観測状況の確認、ダブルマスケープにより他観測所資料との整合性の検証等がなされ信頼性に足りうるものであった。

(3) 流量資料

ナムグム川流域では、ナムグム第一水力発電所拡張を検討した 1995 年の Lahmeyer International による Feasibility Study 報告書 (Nam Ngum 1 Hydropower Extension Feasibility and Engineering Study) などの過去調査報告書、および発電所運用記録や NNRBDSP で実施された水文調査の水文資料などの過去調査報告書の資料が利用可能である。

水文解析

水文解析は以下項目を実施した。

- 収集データの整理と整合性の検証
- ティーセン法によるナムグムダム流域平均雨量の算出
- 流量資料の相関・関連性の確認
- 流出率の算定
- ナムグム 2 ダムからの放流量の検証と流況変化の確認
- ナムグム 2 ダム ~ ナムグムダム間残留域からの流量推定
- 流域内の水利用および灌漑需要量の確認

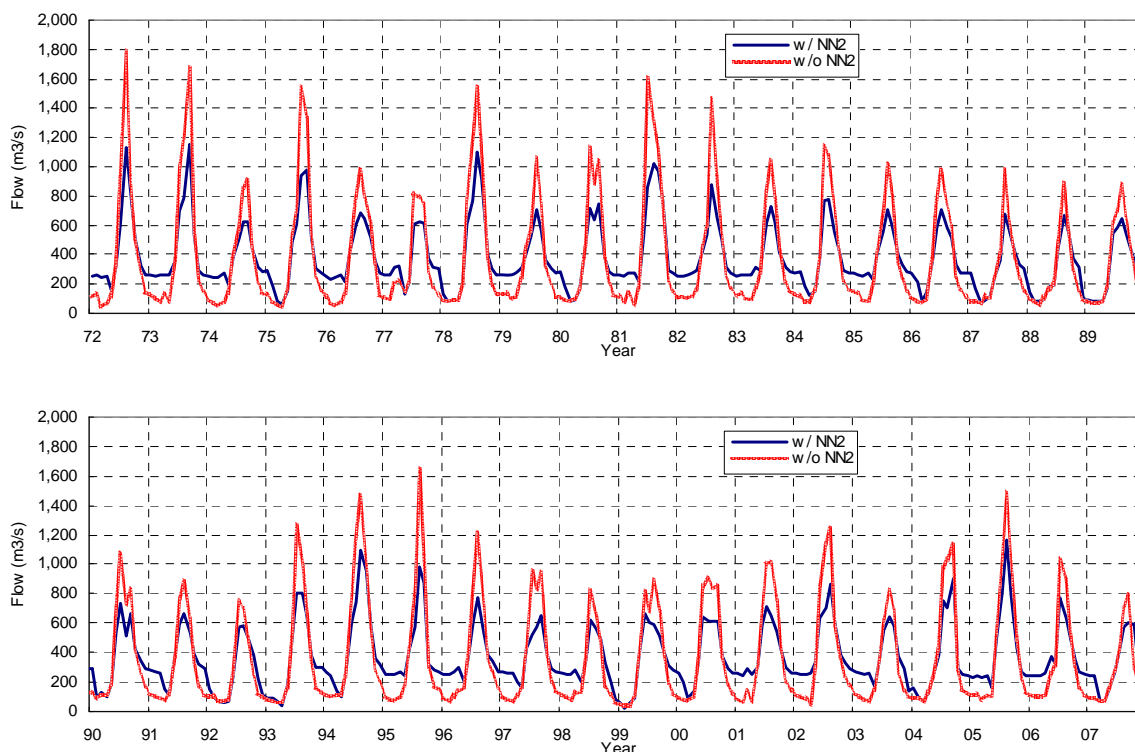
水文解析の要点を以下にまとめる。

(1) ナムグム川流域平均降雨量

ナムグムダムが受け持つ流域の平均雨量をティーセン法で求めた。ナムグム第一発電所が持つ流域面積は $8,275 \text{ km}^2$ ^(*)であり、ティーセン分割をおこない流域内と近傍の雨量観測所が受け持つ面積を算出した。それにより流域内の年平均降雨量はナムグムダム流域の年間平均雨量は、 $2,079 \text{ mm}$ と算定される。 ^(*): NNRBDSP report (2009) 参照

(2) ナムグム第二発電所完成によるナムグム 1 貯水池の流況変化

2011年のナムグム第二発電所の運用開始に伴い、ナムグム第二発電所の貯水池に雨季の河川水が貯留され、乾季に放流されることにより年間のナムグム1貯水池への流入量が平滑化されることとなる。調査団はナムグム第二水力発電の事業者から放流量資料を受領した。ナムグム1貯水池への流入量は、受領したナムグム第二発電所からの放流量とナムソン転流堰からの転流量およびナムルック発電所からの放流量と残留域流域流量を推定し、合計値をナムグム1貯水池流入量とした。ナムグム第二発電所有りと無しのケースのナムグム1貯水池への流入量を、1972年から2007年の流量資料を用いて下図に示す。



Source: SouthEast Asia Energy Limited, JICA Survey team

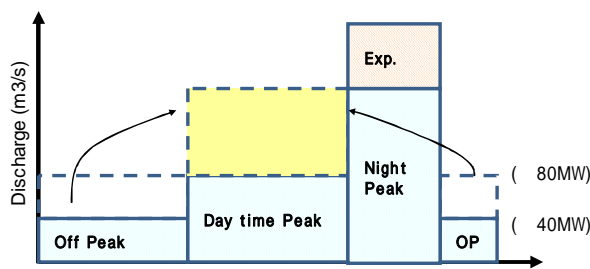
Figure 5.1 Comparison of Inflow into the Nam Ngum 1 Reservoir before and after Nam Num 2 Hydropower Completion

Figure 5.1 よりナムグム2ダム completionによりナムグム2ダム有りの場合 (Figure 5.1 の青線)、雨季の流量が減少し、乾季の流量が増加していることが分かる。

5.2 常時使用水量の算定

常時使用水量とは1年を通じて24時間継続して安定的に使用できる水量であり、発電規模の決定の指標となる。ナムグム第一発電所の常時使用水量は流量累加曲線 (マスカーブ) により常時化させた貯水池運用により、水文解析により得られたナムグム1貯水池の流入量から求められる。

マスカーブによる算定の結果、ナムグム第一発電所の常時使用水量は $306 \text{ m}^3/\text{s}$ と算定される。常時使用水量は24時間継続して安定的に使用できる水量であるため、Figure 5.2 に示すように夜間4時間を優先に昼間9時間ピークとオフピークに配分することとなる。



Source: JICA Survey team

Figure 5.2 Typical Operation Pattern for Night and Day time Peak

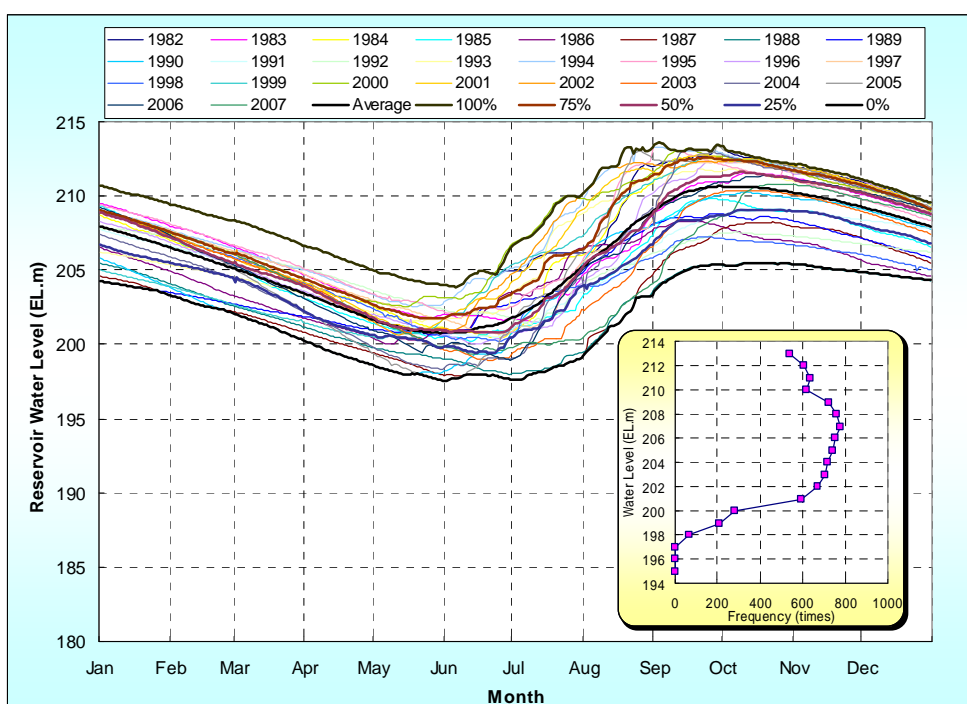
具体的な配分は、第 8 章の拡張案代替案の選定で拡張規模が決まり、第 6 章の環境面の制約からオフピークの責任放流量が確定して求まる。

5.3 現状のナムグム 1 貯水池及び水系貯水池運用

ナムグム 1 貯水池

(1) ナムグム 1 貯水池運用実績

ナムグム第一発電所から受領したナムグム 1 貯水池日平均水位履歴を下図に示す。



Data Source: NN-1 Hydropower Station

Figure 5.3 Daily Water Level Record of Nam Ngum 1 Reservoir (1982 - 2007)

1982 年から 2007 年の水位データによると、水位の頻度は 206 m から 207 m の間が最も高く、26 年間で 777 日（全体の 8.2%）記録している。

(2) ナムグム1貯水池運用ルール

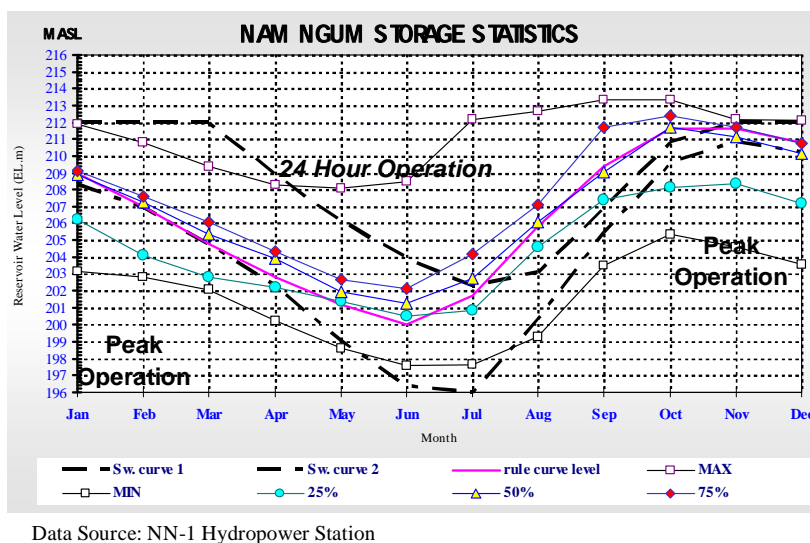


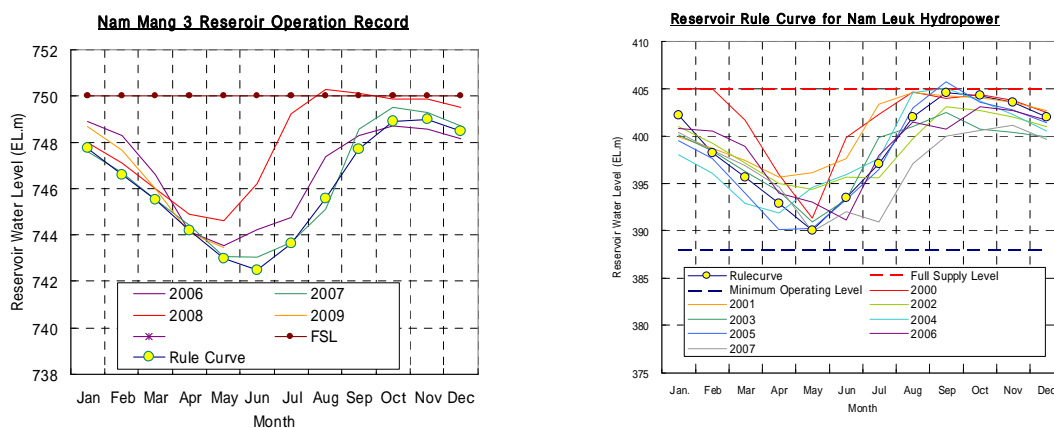
Figure 5.4 Current Reservoir Operation Rule and Actual Operation Statistics

上図から過去貯水池運用の実績では、中央値（超過確率 50 %）でほぼ既存のガイドカーブに一致していることが分かる。

しかし、これらガイドカーブは古く現状の TOU に適しているとは言い難い。今後は拡張後の最適な貯水池運用ルールを用いて運用を行っていくこととなる。

ナムグム1以外の既設水力発電運用実績

ナムルック水力発電所とナムマン第三発電所より入手した貯水池運用記録より、月ごとの貯水池水位を下図に示す。



【Nam Mang3 Reservoir Operation Rule】

【Nam Leuk Reservoir Operation Rule】

Source: Nam Mang 3 Hydropower Station, Nam Leuk Hydropower Station

Figure 5.5 Reservoir Water Level Record of Nam Mang 3 and Nam Leuk Reservoir

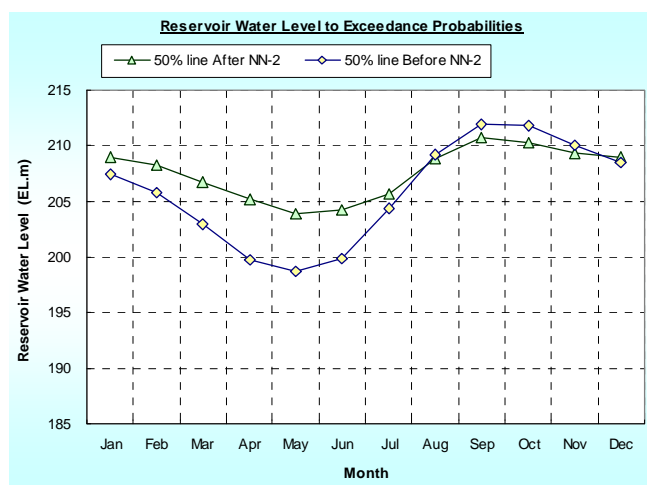
年度により多少のぶれはあるが、概ねルールカーブに近い形状をした貯水池運用が行われている。

5.4 各代替案の貯水池運用検討

本ナムグム第一発電所拡張計画では、ナムグム貯水池直上流に位置するナムグム第二発電所の完成を前提とし、代替案の 40 MW、60 MW、80 MW と 120 MW の各拡張規模に応じて貯水池運用ルールを作成する。作成された貯水池ルールを基に発電運用シュミレーションを行い、各代替案の発生電力量や出力の計算を行った。発生電力量計算の結果 40 MW のケースで 56 GWh の電力量の増加が見られ、60 MW、80 MW、120 MW 拡張では、拡張規模が大きくなるにつれて年間発生電力量が微増するに留まる結果となった。本解析結果に基づいて、工事費用等を考慮した最適拡張計画が選定され、拡張規模 40 MW の案を選定した。

5.5 ナムグム 2 水力発電事業の影響

ナムグム第二発電所完成後の下流の流況変化について検討した。その結果下図に示すように、貯水池水位はナムグム第二発電所による流況の変化によって、雨季の開始時期である 5 月の水位が高くなり、204 m ほどまで上昇する。雨季は乾季に水がまわされたため、水位が下がる。それに伴い 10 月に見られた溢水の減少が見られる。よって、ナムグム第二発電所の運用はナムグム第一水力発電の発生電力量増加により便益に貢献することが示された。



Source: JICA Survey team

Figure 5.6 Comparison of Optimum Reservoir Operation between with and without NN-2

5.6 ナムグム第一発電所拡張後のナムグム 1 貯水池およびナムグム水系水力発電運用計画

ナムグム 1 貯水池と水系水力発電の運用検討方針

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

経済・財務分析用の貯水池運用検討では前者の運用方針とし、財務評価より資源の有効活用に主眼をおいた経済評価に重点をおいて検討することとした。一方で国内電力販売とタイ国との電力

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

ナムグム川維持流量と責任放流分担

第 6 章の初期環境影響評価において、発電に起因する水位・流量変動を、灌漑、舟運、漁業など住民生活への影響を調査の上、必要放流量を調査した。結果として漁業（Fishpond）と舟運の制約から、オフピーク時にナムグム第一水力発電所からは 40 MW 発電相当の流量（117.1 m³/s）を維持流量として放流する必要がある、と結論づけられた。よって、貯水池運用の検討では、下流域住民への影響を抑え前述の推定される灌漑需要量も満足されるようオフピーク時に 117.1 m³/s を放流することとした。

貯水池運用計画（案）

プロジェクト評価に用いる経済・財務評価用の貯水池運用では、ナムグム第一発電所拡張による運用の変化は C1 地域に電力を送付する他の水力発電所にも影響を与える。このため、EdL が所有するナムグム水系の他の水力発電所（ナムマン第三発電所、ナムルック発電所）の貯水池運用も考慮して検討を行った。また、本検討では検討年次を、2015 年、2020 年、2025 年とし、各検討年の拡張前後とナムグム第二発電所所有無の各ケースで発生電力量計算を行った。

結果、ナムグム 1 貯水池の平均貯水位は、拡張前でナムグム第二発電所の有無により貯水池水位が大きく変わる。しかし、ナムグム第一発電所の拡張前後では、ナムグム 1 貯水池の変動は少ない。ナムルック貯水池とナムマン 3 貯水池も特に 2015 年の乾季において、ナムグム第二発電所の有無により若干の平均貯水位の変化が見られる。ナムグム第一発電所の拡張前後では、ナムマン 3 貯水池とナムルック貯水池の平均貯水位の変化は少なくほぼ変わりはない結果となった。

ナムグム第一発電所の 1 日の出力パターンは、ナムグム第一発電所拡張後は、雨季に 24 時間フル運転することはなくなり、TOU の 13 時間ピークの内ナイトピーク（18:00～22:00）をフル運転し、昼間のピーク（9:00～18:00）で出力を調整することとなる。

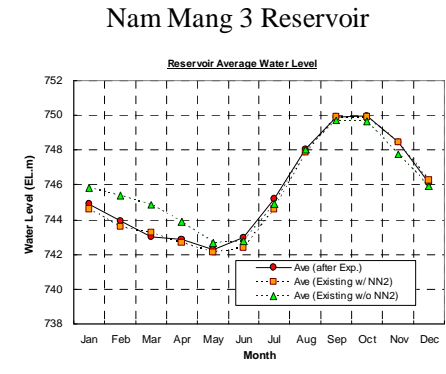
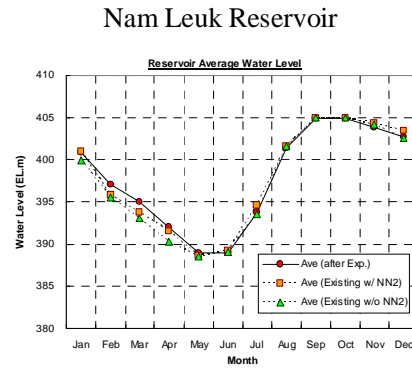
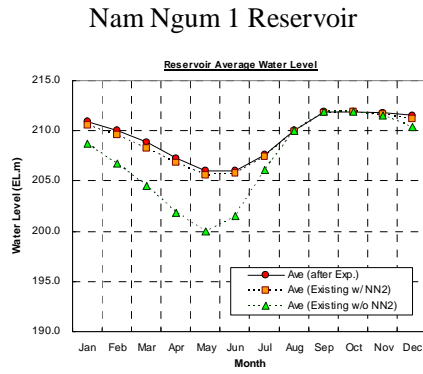
拡張後の貯水池最適計算結果をもとに運用ルールを策定し、その運用ルールを基に発生電力量計算を行った。その結果、現状の平均年間発生電力量 1,012 GWh は、ナムグム第二発電所が運転を開始することにより、1,071 GWh（59 GWh 増加）となる。さらに、40 MW の拡張工事により、1,127 GWh（56 GWh 増加）となる。

また、貯水池運用の検討の結果、ナムグム第一発電所拡張により運用の自由度が増し、最適運用の範囲が広がることが確認された。

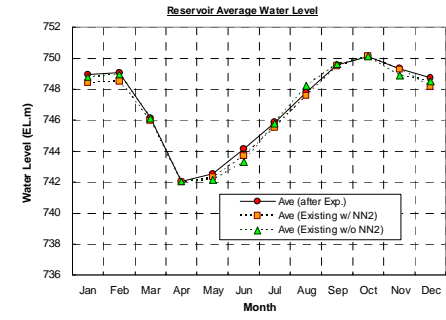
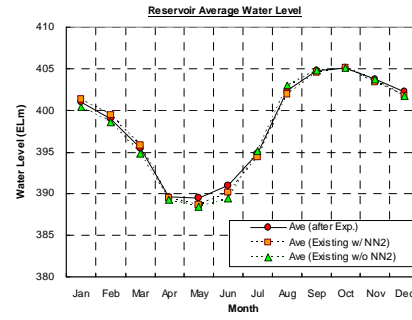
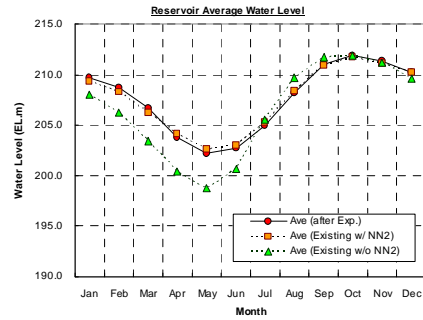
ナムグム水系水力発電運用計画（案）

水系水力発電運用検討では、拡張後のナムグム 1 水力発電の運用のみならず、C1 地域に電力を供給する水力発電所の運用を売電収益面から考慮することとする。EdL が所有するナムグム第一発電所、ナムマン第三発電所、ナムルック発電所を対象とし、また、ナムリック 1/2 水力発電事業も別途含めて発電運用の検討を行った。検討年次は、2015 年、2020 年、2025 年とし、それぞれの電力需給バランスを考慮し、収益最大化と電力輸入最小化を目指した貯水池運用検討を行った。検討結果として、売電収益と電力輸出入の関係は概ね Trade-off の関係にあり、乾季の電力輸入を増やせば年間の収益は増加する傾向にある。一方、2015 年のように電力輸入過多になるとエクセス料金の増加により電力輸入増は収益悪化につながる事が判明した。また、ナムリック 1/2 発電所の運用に自由度を持たせた場合、2015 年のように電力輸入過多の時には電力輸入量の減少に大きく貢献できることが判明した。

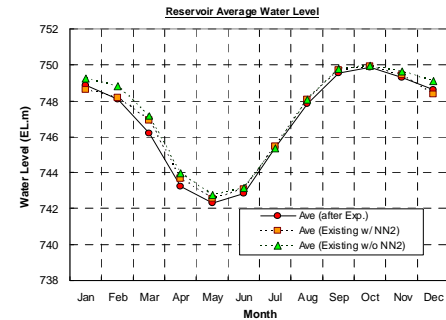
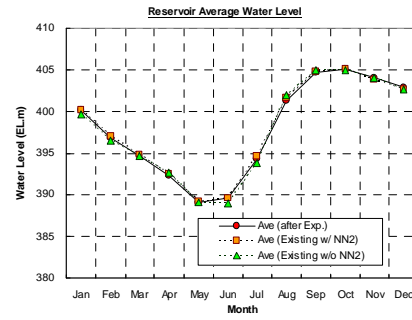
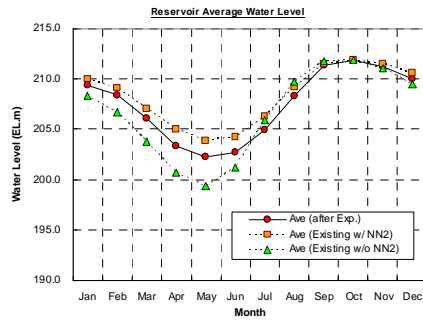
Year 2015



Year 2020

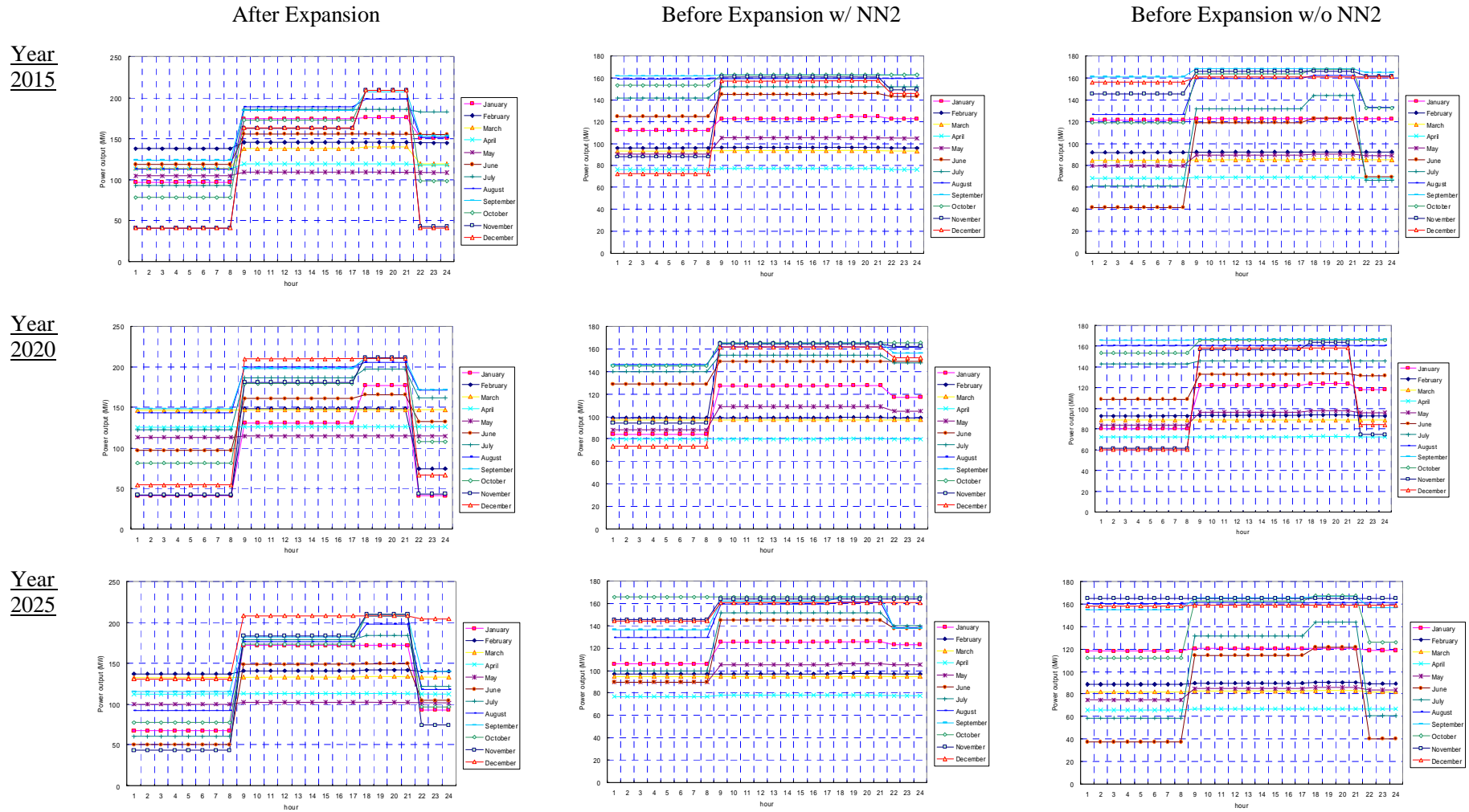


Year 2025



Source: JICA Survey Team

Figure 5.7 Result of Optimization for Each Case in Each Year



Prepared by JICA Survey Team

Figure 5.8 Monthly Average Power Output of the Nam Ngum 1 Hydropower Station

第6章 環境社会配慮

6.1 環境行政体制と環境法規制

環境保護法 (The Environmental Protection Law, 1999) は 1999 年に制定された。同法は、環境行政の責任機関とその責任範囲を規定している。ラオス国環境関連行政の監督機関は、水資源環境庁 (Water Resource and Environmental Agency: WREA) であり、首相府 (Prime Minister Office) に属する。環境アセスメントの実施にかかる担当機関は、環境社会影響審査課 (Environmental and Social Impact Assessment Division : ESIAD) である。電力セクターの開発事業における環境責任監督機関は、エネルギー鉱業省電力局の社会環境管理課 (Social and Environmental Management Division) である。社会環境管理課は電力セクター事業の実施とモニタリングにかかる環境基準を定めている。ラオス電力公社 (Electricite du Laos :EdL) は本ナムグム第一発電所拡張事業の事業主体者 (Project Owner) である。技術部 (Technical Department) に属する環境室 (Environmental Office) は、環境アセスメントにおける手続きの主体である。

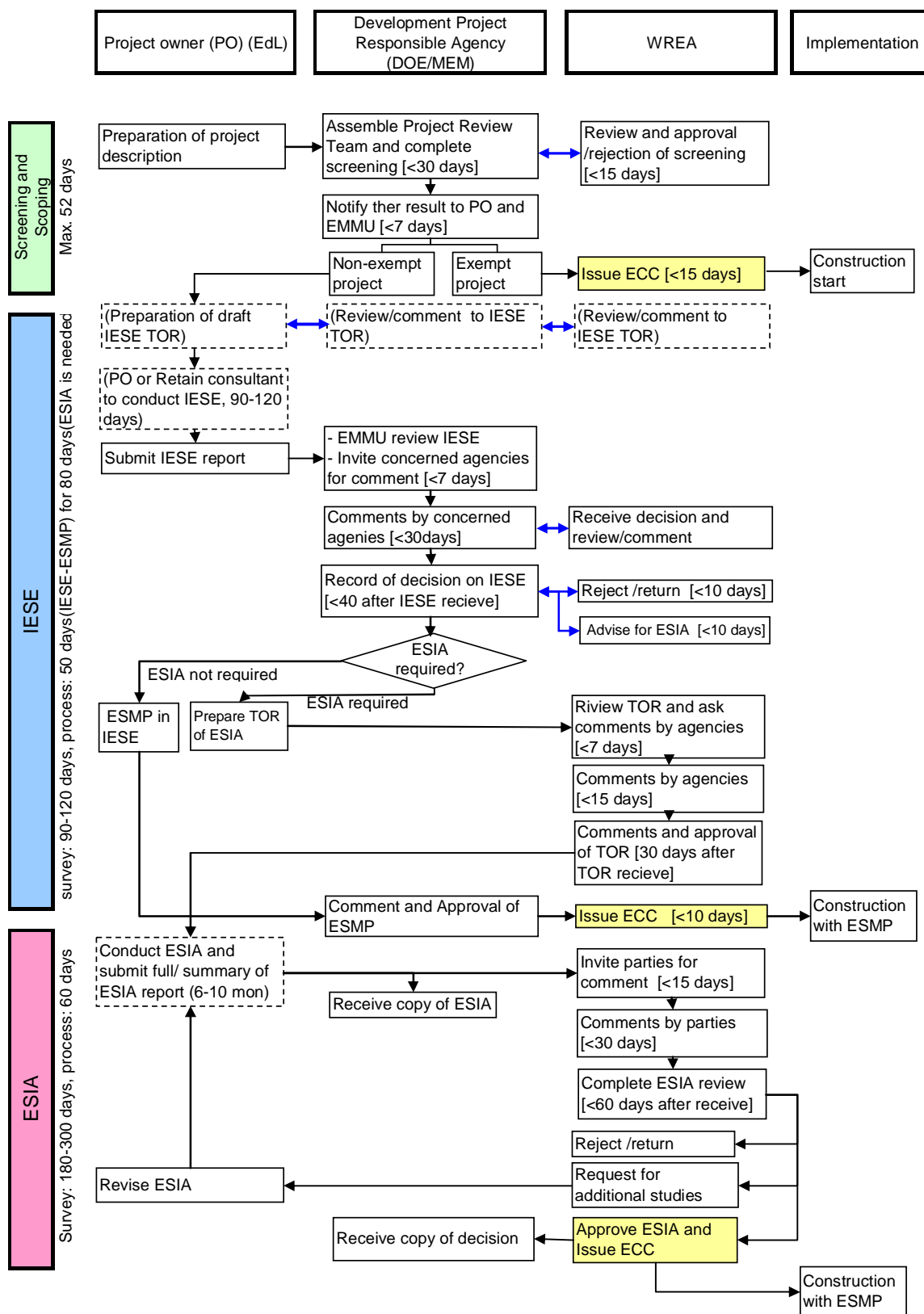
電力事業の環境アセスメント実施にかかる各機関の責任範囲は、下表の通りである。

Table 6.1 Environmental Assessment Process Responsibilities

| | |
|------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| DOE/MIH (DPRA) | <ul style="list-style-type: none"> - Undertake project screening to determine EA requirements. - Reviews, requires revision, and recommends approval of IESEs with ESMP or ToR of ESIA - Reviews and decides on IESE ESMPs for all projects in its sector area of responsibility - Endorses TOR for ESIA - Concurs in consultants that are proposed to conduct IESE and EISA - Review and endorses ESIA and ESIA’s ESMP prior to final approval by WREA - Implements inspection, monitoring, validation and evaluation requirements - Implements relevant public involvement requirements - Oversees implementation of ESMPs |
| Project Owner (EdL) | <ul style="list-style-type: none"> - Implements EA process and prepares the EA reports including - Preparing project descriptions - Implementing public involvement requirements - Implementing IESE and/or EISA requirements and ESMP requirements - Implementing monitoring and evaluation requirements |
| WREA | <ul style="list-style-type: none"> - Referring to the Regulation on Environmental Assessment in the Lao - Issue of Environmental Compliance Certificate (ECC) |

Source: Prepared by JICA Survey Team referring to Regulation on Implementing Environmental Assessment for Electricity Projects in Lao PDR

環境社会管理計画 (ESMP) 及び環境モニタリング計画は、環境アセスメント手順において不可欠な要素であり、事業の適切な環境管理について実施方法を記述するものである。「電力事業に掛かる環境管理計画」(Environmental Management Plans for Electricity Project, No.584/MIH DOE, 2001) はラオス国電力事業の ESMP について細則を定めている。現行の環境評価規則の手順を、下図に示す。



* The terms “IESE”, “ESIA”, “EMP”, and “STEAs” corresponds to “IEE”, “EIA”, “ESMP”, and “WREA” in Lao PDR No.1770/STEAs. In this figure, terms for “IESE”, “ESIA”, “ESMP”, and “WREA” is applied since those are already used in official documents in Lao PDR.

Prepared by JICA Survey Team referring to “Regulation on Implementing Environmental Assessment for Electricity Projects in Lao PDR” and “Regulation on Environment Assessment in the Lao PDR (Lao PDR No.1770/STEAs)”,

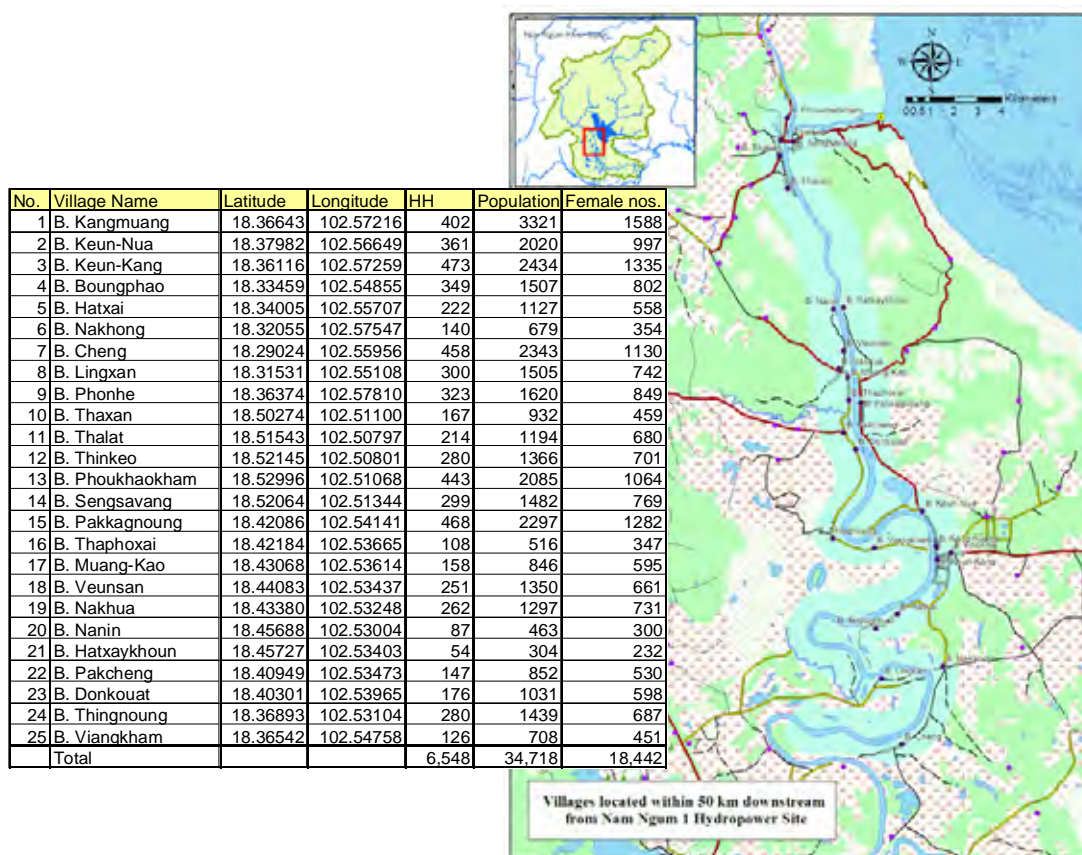
Figure 6.1 Procedure for Environmental Assessment for Hydropower Project

6.2 拡張計画地域にかかる環境概要

プロジェクトサイトの周辺は、落葉樹、竹、森林、焼け畑地、水田、農地、草原、湿地、市街地等から構成されている。焼け畑は貯水池より上流で行われており、下流の平地には見られない。ナムグム貯水池とナムグム流域は水棲生物の重要な生息地であり、重要な漁業の産地である。下流は既に漁業や河川交通など人為的活動の影響を受けている。ナムグム川の水質は、15年間のモニタリング結果において状態は良く、人為的活動による重大な変化は見られていない。拡張事業のサイトは、NBCA や生物回廊からは離れている。ただし、Phou Khao Khouay 保全地区がナムグム貯水池上流にあり、ナムグム1貯水池に転流するナムルック(the Nam Leuk) 流域を含んでいる。

ナムグム川流域の住民は、民族多様性を有し移動性であったが、近年は定住している。NNRB の上流には一部 Hmong-Mieng 族が住むが、本事業の影響地域であるナムグム発電所下流地域は Lao-Tai 族が主要な民族である。国境山岳部などと比較すると NNRB 地域は比較的良好な状態であるといえるが、NNRB の20の郡の内6郡が「貧困」として指定されている。事業の主な影響を受ける範囲である下流の経済状態は、比較的良好である。

IESE において、ナムグム第一発電所の下流 50 km 以内かつ河岸から 1 km 以内に位置する 24 村落全てを対象に、社会経済調査を行った。ビエンチャン県の Keooudom, Viengkham Thoulakhom 郡であり、この地域が拡張事業による主要な環境影響を受ける地域である。



B. Kangmuang was not surveyed because it is included in KengKang village. Accordingly, target village number became 24. Prepared by JICA Survey Team, using GIS Database of National Geographic Department 2005

Figure 6.2 Location of villages situated at the Downstream 50 km from NN1

6.3 初期環境社会調査 (IESE)

本拡張事業の環境社会配慮として、2002年の”Regulation on Environment Assessment in Lao PDR, STEA”に基づき、初期環境社会影響調査 (Initial Environmental and Social Examination IESE) を実施した。

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、または不可逆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い。送電線の追加設置は不要である。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。補償は、事業の最適スケールを選択したことにより生じない結果となった。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。環境影響は重大ではないと結論付けられる。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、事業開始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。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る。雨季には影響しない。

下流の流量変動は、発電所出力と流量変化に基づいて生じる。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。拡張事業の工事の環境影響軽減は、通常の水力発電工事と同じ手法が適用できる。一方、下流における乾期の水位変動は、拡張工事後、運転が行われる限り継続される。よって、IESEでは、下流における乾期の水理計算を行い影響を詳細に検討した。正負の社会環境影響を、それぞれ下表にまとめる。

Table 6.2 Possible Negative Impact

| Category | Type | Possible Negative Impact | Stage |
|---------------------|-----------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|
| Social Environment | Social infrastructure | Labors coming from outside may affect. Security of nearby villages and sanitation of workers during construction work may have adverse impact if proper management is not held. | Construction |
| | Water usage | In dry season, irrigation and water use at downstream of Nam Ngum 1 will be affected if off-peak output is zero or only with single 18 MW unit. To confirm minimum river maintenance flow required by downstream society, at least single 40 MW unit should be operated during off-peak time. It needs to monitor the Nam Lik flow at the same time. In addition, rapid water level increase during off-peak to peak time shift may affect downstream safety of people. | Operation |
| | Sanitation | Sanitation of workers during construction work may affect to water quality or health condition of surrounding areas. The expected scale of amount of workers is approx. 400 and not quite large. | Construction |
| Natural Environment | Water pollution | It is expected that temporary water pollution occurs due to concrete mixing, aggregate collection and washing, and excavation works during construction. The affect is temporary and small but should be minimized. | Construction |

| Category | Type | Possible Negative Impact | Stage |
|----------|------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|
| | Hydrological Situation | In dry season, river discharge will increase during peak generation hours and decrease during off-peak hours. For 40 MW expansion, maximum output during peak time does not affect to downstream. However, water decrease will affect to downstream if zero operation or smallest operation with single 18 MW unit is conducted during off-peak time. The condition is also affected by discharge amount of the Nam Lik River. | Operation |
| | Landscape | Additional powerhouse slightly changes appearance of the NN1. If optional work of river bed excavation is conducted to obtain additional head and energy output, downstream scenery is also slightly changed but this is not significant. | Construction |

Prepared by JICA Survey Team

Table 6.3 Possible Positive Impact

| Category | Type | Possible Positive Impact | Stage |
|---------------------|----------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|
| Social Environment | Local Economy | Employment will be created by the construction works. | Construction |
| Natural Environment | Global warming | It will have positive impact due to utilization of spilled water for additional energy of 56 GWh due to expansion, which can save fossil fuel in the grid in Thailand owing to the reduction of power import from Thailand. | Operation |

Prepared by JICA Survey Team

拡張事業の影響を受ける世帯数と人口は、種類別に以表のように示される。

Table 6.4 Category and Number of the Affected

| | Category | Amount | Remarks | Source |
|-----|------------------------------------------------------|--------|-----------------------------|---------------------------------------------------|
| 1) | Population of Nam Ngum River basin | 69,559 | Indirectly affected people | NNRB Profile, 2009., WREA |
| 2) | Riverside < 1km villages downstream < 50 km of NN1 | 24 | Villages in affected area | GIS database, 2007, NGD |
| 3) | Riverside < 1km households downstream < 50 km of NN1 | 5,800 | Households in affected area | NN1 Expansion IEE Socio-economic Interview Survey |
| 4) | Riverside < 1km population downstream < 50 km of NN1 | 30,347 | Population in affected area | Ditto |
| 5) | Nos of river water general users of 4) | 28,648 | Affected people | Ditto |
| 6) | Nos of boat transporter users of 4) | 11,714 | Affected people | Ditto |
| 7) | Nos of gardening household of 3) | 2,285 | Affected households | Ditto |
| 8) | Nos of fishery household of 3) | 400 | Affected households | Ditto |
| 9) | Nos of commercial fish cage hh of 3) | 64 | Affected households | Ditto |
| 10) | Nos of irrigation pumping station | 15 | Affected infrastructure | Ditto |
| 11) | Area of irrigation in dry season (ha) | 1,035 | Affected infrastructure | Ditto |

Prepared by JICA Survey Team

拡張事業の環境社会影響の詳細検討

ピーク時間帯の不等流計算結果より、40 MW を拡張し最大出力 195 MW となった場合、水位上昇は各地点で 0.4-0.5 m になる。この範囲では、下流への影響は無いと言える。

オフピークでは、40 MW の 1 台運転の場合、0.3-0.4 m の水位低下となった。この程度の低下は下流に許容範囲であると見られる。一方、18 MW の 1 台運転の場合、水位低下が 0.7-0.9 m となった。この水位低下では、下流世帯に影響が生じる可能性がある。これらを踏まえ、運用計画には、40 MW の 1 台運転をナムグム第一発電所のオフピーク時間の最低出力として求めた。下流灌漑ポンプの取水口の位置は、10 年間最乾期でも水面から 0.7 m は確保される。40 MW の 1 台運転の際の 0.3-0.4 m の水位低下は、灌漑の取水に影響しない。

一方、オフピークからピーク時間に移り変わる際に、急激な水位変動が生じ、対策が必要である。40 MW のオフピーク運転から 195 MW のピーク運転に移った際、下流の水位は数分間で 2.0-2.3 m 程度上昇する。現状の運転では、オフピークからピークに移る際、40 MW の 2 台分の 80 MW を一度に増加している。よって、ピーク移り変わり時の 80 MW の出力増は、問題無いと考えられる。しかし、これを超えて一度に増加させることは避けるべきである。もし一度に出力を増加させる場合は、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、再度追加分の出力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。これに加え、下流住民に、ピーク時間帯はこれまでより 0.4-0.5 m 程度水位が大きくなること、およびこのピーク移り変わり時の急激な水位変動について事前に周知し、この旨を記した警告板を設置すべきである。また、詳細設計においては警報の設置の要否を検討することが必要である。

また、ナムリック川の流量が、下流の水位に影響する。ナムリック 1/2 発電所の時間毎の運転変化も考慮する必要がある。拡張事業の運転開始時に、ナムリック 1/2 の運転パターンを再度確認し、下流の水位への影響をそれに基づいて再確認すべきである。下流に影響が出ないよう、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するよう要請することが必要になりうる。また、乾期はナムリック川の最低流量が 90% 保証流量は確保されるよう、ナムリック 1/2 の維持流量を求める必要がある。

代替案の検討

拡張事業を実施する場合と実施しない場合の利点、不利点を以下に示す。

Table 6.5 Advantage and Disadvantage of the Case without Expansion Project

| Advantage | Disadvantage |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <ul style="list-style-type: none"> - No downstream affect will be seen. The condition is the same as present. - No construction will be held and temporary impact due to construction will be avoided. - Project cost at about US\$60 will be saved. | <ul style="list-style-type: none"> - No expansion will be held, and Lao PDR must import expensive energy at peak power in dry season from Thailand, which will be a burden of foreign currency balance of nation. EdL needs to cover the cost which may deprive other development opportunity for poverty reduction such as rural electrification. - No additional annual power output, namely 56 GWh, will not be obtained. - Thermal power in Thailand will be used for peak power import to Lao PDR, which releases CO2. |

Prepared by JICA Survey Team

拡張計画には、40、60、80、120 MW の代替案があり、40 MW 計画が最適として選定された。次表に各代替案で予期される環境影響をまとめる。

Table 6.6 Advantage, Disadvantage and Environmental Impact of Alternative Plans

| Plan | Advantage | Disadvantage | Environmental Impact |
|-----------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| A1 (40MW) | Intake coffer construction is easy. Overall layout is compact. Head loss in waterway is least. | Land space is narrow. Access way to existing transformers is blocked during intake construction. | Affect to downstream can be mitigated in by selecting off-peak operation output. Conventional mitigation measurement is sufficient for construction. |
| A2 (60MW) | Intake coffer construction is easy. Overall layout is compact. Less head loss. | Land space is very narrow. Spillway wall foundation requires special slope stabilization. Existing building width is not enough. Existing crane is not usable. Roof of unit-5 bay requires replacement. Unit-5 is not operable during replacement. | Gardening of few riverside households may be affected due to water level fluctuation. Conventional mitigation measurement is sufficient for construction. |
| A4-1 A4-3 (40MW) | Land space is sufficient. Intake coffer construction is easy. Tailrace outlet of A4-3 is apart from existing tailbay. | Existing Nam Leuk GIS S/S has to be relocated. Construction of tailrace outlet of A4-1 disturbs operation of existing units 1&2. Existing crane is not usable. Locating switchyard on roof is not allowed due to lack of safety distance below existing 115kV lines | Affect to downstream can be mitigated in by selecting off-peak operation output. Conventional mitigation measurement is sufficient for construction. |
| A4-2 A4-4 (60MW) | Land space is sufficient. Intake coffer construction is easy. Tailrace outlet pf A4-4 is apart from existing tailbay. | Construction of tailrace outlet of A4-2 disturbs operation of existing units 1&2. Existing crane is not usable. Locating switchyard on roof is not allowed due to lack of safety distance below existing 115kV lines passing over the roof. | Gardening of few riverside households may be affected due to water level fluctuation. Conventional mitigation measurement is sufficient for construction. |
| B2-1 (80MW) B2-2 (120MW) | Land space is sufficient. Intake coffer construction is easy. New powerhouse is independent from existing powerhouse . | Existing Nam Leuk GIS S/S has to be relocated. Tunnel waterways are long and require steel lining in full length. 120MW case needs new 54 km long | Several riverside households may be affected. For 120 MW, water level increase in peak time will be more than 1m, which may require compensation. |
| D2-1 (40MW) D2-2 (60MW) D2-3 (80MW) D2-4 (120MW) | No obstructive structure in expansion area. Up to 80MW, generated power is transmitted through existing T/L via exiting switchyard. | Intake tower is independent in deep reservoir (>30 m deep). Construction of tower without lowering WL is very difficult. 120MW case needs new 54 km long transmission line. | Several riverside households may be affected. For 120 MW, water level increase in peak time will be more than 1m, which may require compensation. Construction scale is large and EMP needs mitigation for especially for tunneling work. |

Prepared by JICA Survey Team

環境社会管理計画 (ESMP)

IESE の項目として、環境社会管理計画 (Environmental and Social Management Plan: ESMP) を策定した。拡張事業に必要な管理項目は、以下の通りである。

- (i) 公害対策: 大気質、水質、材料収集、廃棄物・廃棄地管理、騒音、振動
- (ii) 自然環境: 地勢、地質
- (iii) 社会環境: 生活環境、衛生、景観

社会環境については、本拡張事業の社会影響を回避するための管理項目として、以下を行うこととする。

- オフピーク運転を、最小で 40 MW の 1 台運転を行う。運転停止は、維持放流がゼロになるため行わない。18 MW1 の台運転は、ナムリック川の流量が 117.1 m³/s¹以上ある場合にのみ行う。
- 詳細設計及び拡張運転開始初年度半年間の、ナムグム第一発電所の放流量、ナムグム川下

¹ When assuming the worst case of 10 years possibility, discharge at 29.1 m³/s can be added to discharge from NN1. Then, discharge of Base Condition (present) becomes 203.2 m³/s, Case-40 MW is 146.2 m³/s, and Case-18MW is 86.1 m³/s. Accordingly, 203.2-86.1=117.1m³/s is needed for the Nam Lik when single 18 MW is operated.

流水位・流量、及びナムリック川の流量を毎時間計測する。

- 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が、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りうる。この場合、下流の水位上昇の影響を回避するため、ナムリック 1/2 事業者にはピーク発電時間を調整するよう要求する。
- 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・ピーク時間遷移時の急激な水位上昇について説明した警告板の設置を行う。

また、拡張事業における工事業者監理計画(CEMP)としての要求事項を、治安、安全、公衆衛生、大気・水・土質保全、樹木の保全、廃棄物管理、騒音振動管理のそれぞれについて、業者契約における業者責任事項としてまとめた。ESMP の実施は業者契約に盛り込まれる。

環境社会管理計画の実施に係るコストを、下表に示す。

Table 6.7 Cost Estimation for Environmental Management

| Description | Unit price | Qty | Unit | Amount |
|------------------------------------------|------------|-----|-------|----------------|
| Detailed Design | | | | |
| Environmental Specialist (international) | 20,000 | 1 | P/M | 20,000 |
| Hydrologist | 4,000 | 2 | P/M | 8,000 |
| Miscellaneous expenses | 14,000 | 1 | L.S. | 14,000 |
| <i>Subtotal</i> | | | | 42,000 |
| Construction | | | | |
| Environmental Specialist (international) | 20,000 | 3 | P/M | 60,000 |
| Environmental specialist (local) | 4,000 | 18 | P/M | 72,000 |
| Water quality Analysis | 2,000 | 18 | set | 36,000 |
| Governmental monitoring cost | 1,200 | 12 | times | 14,400 |
| Miscellaneous expenses | 91,200 | 1 | L.S. | 91,200 |
| <i>Subtotal</i> | | | | 273,600 |
| Operation | | | | |
| Environmental Specialist | 4,000 | 3 | P/M | 12,000 |
| Hydrologist | 4,000 | 2 | P/M | 8,000 |
| Governmental monitoring cost | 1,200 | 4 | times | 4,800 |
| Environmental audit cost | 5,000 | 1 | time | 5,000 |
| Miscellaneous expenses | 14,900 | 1 | L.S. | 14,900 |
| <i>Subtotal</i> | | | | 44,700 |
| TOTAL | | | | 360,300 |

* Compensation is not included

* Miscellaneous expenses includes transportation, communication, reporting, etc.

Prepared by JICA Survey Team

Unit:US\$

上記コストの内、詳細設計と建設中にかかる約 US\$0.32 百万はプロジェクトコストとして、円借款が実現した場合含まれることになる。一方、運転中の約 US\$45,000 は EdL が負う必要がある。実施者、責任、頻度を記した環境管理モニタリング計画を、次頁表にまとめる。

Table 6.8 Environmental and Social Monitoring Plan

| Description | Mitigation Plan | Responsibility | Monitoring | Frequency |
|-----------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------|--------------------------|--------------------------|
| 1. Study Stage (conducted in IEE) | | | | |
| Environmental permits | Environmental Clearance Certificate must be obtained before construction. | EdL | - | Done |
| Explanations to the Public | Explanation to all downstream 24 villages were held during survey. Public Consultation was held on 16 June 09 and consensus was obtained for project implementation. | EdL and consultants | - | 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 workers 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. | NN1PS/Engineer | EdL | Monthly |
| Waste | - Dispose of materials to approved area so as no 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 unloading. - To 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 waste disposal area | Contractor | Engineer | At finishing stage |
| 2.2 Natural Environment | | | | |
| Topography and geology | - Prevention with rock support and prompt concrete work in construction. | Engineer | EdL | 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, safety | -Source workforce from qualified locals and orient workers on desirable working relationship with skill enhancement and employment program. | Contractor | Engineer | Work commencement |
| Landscape | - Provision of explanation to villagers and tourists for the meaning that the work is enhancing energy, which can reduce CO2 and benefit to global environment. | Engineer/NN1PS | EdL | At finishing stage |
| 3. Operation Phase | | | | |
| 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 increased/decrease of river water level with sign board and public consultation. Keep present output increase rate and conduct gradual opening output as possible. | NN1PS | EdL | Every day |
| | | NN1PS | EdL | Every day |
| 4. Monitoring and Audit | | | | |
| Environmental audits | Undertake third party monitoring audits | WREA, | - | 1year after construction |
| Environmental monitoring | Monitoring by EMMU for compliance of ESMP and ECC. | NN1PS, EMMU | WREA, Steering Committee | Quartely |

Prepared by JICA Survey Team

環境社会管理計画の実施スケジュールを、下表に示す。環境管理計画は、詳細設計、工事期間、及び、運転開始から1年間を含む。予定は資金計画に応じて変更しうる。

Table 6.9 Implementation Schedule for ESMP

| 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 | 11 | 1 | 3 | 5 | 7 | 9 |
| 1 Detailed Design Stage | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Hydrology data collection and analysis | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Warning sign and system study | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| EMP revise according to detailed design | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2 Construction Stage | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Education of construction workers | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Water quality monitoring | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Transportation inspection | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Machinery checking | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Worker's camp hygiene management | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Quarry site and dumping management | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Public health and safety management | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3 Operation Stage | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Hydrology data acquisition | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Downstream hydrology monitoring | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Prepared by JICA Survey Team

住民参加

村落社会調査において、村落公聴会を 2009 年 5 月 29 日～6 月 5 日に亘り、下流 50 km 以内の 24 の影響を受ける村落の全てで実施した。全体公聴会を、ナムグム第一発電所会議場において 2009 年 7 月 16 日に実施した。全体公聴会には地方政府、村長、県・郡職員、WREA、EdL などの関係者合計 53 名が参加した。事業の内容と生じうる環境影響について説明が行われた。参加者は事業内容と影響について明確に理解し、ナムグム第一発電所拡張事業の実施について同意した。

6.4 本拡張事業にかかる CO₂ 排出抑制効果

拡張事業はクリーン開発メカニズム (Clean Development Mechanism: CDM) 適用の可能性がある。2007 年 12 月に承認された方法論 ACM002 Version7 の”Consolidated baseline methodology for connected electricity generation from renewable sources”が、本拡張事業に適用できうる。これは、EdL の系統がタイの EGAT の系統と繋がっており、ナムグム第一発電所の発電エネルギー増加分がタイの火力を代替できるという考え方に基づく。

しかし、拡張事業の本来の目的は、オフピークの発電エネルギーをピーク時間にシフトしピーク時間帯の出力を上げることであり、上記の発電エネルギーの増分は、付随的な効果にすぎない。40 MW 拡張による発電全体量 1120 GWh の内、拡張計画による発電量の増分は、56 GWh である。これは、新規の 40 MW 水力発電に比すると小さい。CER の収益は、下表の通り試算される。

Table 6.10 Emission Reduction and Revenue from CER

| Method | JICA Method* | EGAT Grid Average |
|----------------------|----------------------------------|----------------------------------|
| CER Price | US\$20/ton-CO ₂ | |
| Emission Reduction | 39,650 ton-CO ₂ /year | 31,135 ton-CO ₂ /year |
| Emission Coefficient | 0.708 ton-CO ₂ /MWh | 0.56 ton-CO ₂ /MWh |
| Revenue from CER | About 0.7 mil US\$/year | About 0.5 mil US\$ |

*: Considers the hydropower will substitute from petroleum thermal energy first.

Prepared by JICA Survey Team

論理的には拡張事業の CDM への適用は可能であるが、実際の手続きやモニタリングにかかる作業は非常に複雑となる。また、拡張規模と同等の新規水力建設事業のほうが、獲得できる CER は大きい。

第 7 章 地形・地質

7.1 地形

既存ナムグムダムはナムグム川の狭窄部(川幅約 100-150 m)を利用して築造されている。ダム軸の下流 200 m で川幅は一気におよそ 300 m に広がる。ダム軸から下流 140m 付近が最も狭い狭窄部でその地点での河床は標高 164 m 前後と想定される。1960 年代のダム施工前の測量地形図を見ると、その狭窄部の下流 200 m ほどの区間は深く抉られた河床になっている。最深部は標高 145m 以下となっていたようである。発電所下流 500 m 付近の河床に岩の露頭が川を横切っているのが見られ、河床全体は概ね岩盤であろうと推測される。

ダム・発電所付近への取り付け道路はナムグム川の左岸に沿って設けられている。ダムから 4km 下流地点で 1968 年に架設されたコンクリート橋がナムグム川を渡し、国道 13 号線方面に繋がっている。ダム下流の右岸側一帯は比較的平坦であるが自動車が通る道路は無い。しかし、ダムの堤頂道路を通してダム右岸に渡ることができる。

ダム付近の地形は 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が、ダム工事による人工的な地形変化を表していない。1995 年の発電所拡張 F/S 時に行われた測量によって発電所付近の地形図(縮尺 1/500)が作られている。この地形図には多少の測量誤差がみられ、放水庭の水中部分の地形は明らかにされていない。そこで、今回の準備調査において、拡張候補地点の地形測量および下流河川横断測量を実施した。

7.2 地質

(1) 地質調査工事

代替案の比較および引続く基本設計の基礎資料とするため、既存ボーリングのなかった左岸トンネル案 (B2 案) と右岸トンネル案 (D2 案) において、発電所位置の基盤岩性状の確認、およびトンネルルートとなる尾根部の風化深度の確認を目的としたボーリング調査を実施した。また、本命案の A1 地点についても、発電機周辺の岩盤性状の確認のため追加ボーリングを実施した。各々のボーリング孔において標準貫入試験を実施した。また、基盤岩の遮水性が重要となる A1 案の発電所部と D2 案の取水口側斜面のボーリング孔においてルジオン試験を実施した。さらに、代替案周辺の岩盤露頭を観察し、基礎岩盤の性状を確認した。今回作成した地質資料および実施した地質調査は以下の通りである。

Table 7.1 List of Geological Mapping and Drawings Prepared in This Study

| area | type | output | remarks |
|-----------------|--------------------|------------------------------|-----------------------------------------------------|
| Dam Site Area | Outcrop Mapping | Appendix "Outcrop Map" | |
| ditto | Geological Plan | Drawing "Geological Plan" | revision (integration of all investigation results) |
| Water Way | Geological Profile | Figure 7.2.14-19 | all alternative options |
| New Power House | Geological Section | Drawing "Geological Section" | optimum option(A1) only |

Prepared by JICA Survey Team

Table 7.2 List of Investigation Drillings Carried Out in This Study

| drill hole No. | length (m) | elevation (m) | inclination (degree) | direction (degree) | location | coordinates | | stage | in-situ test |
|----------------|------------|---------------|----------------------|--------------------|-----------|--------------|-------------|-------------------------|-----------------------------------------------|
| | | | | | | E | N | | |
| JCA-1 | 20 | 177.296 | 90 | (N/A) | A1 option | 18,240,872.7 | 2,051,663.3 | preparatory survey,2009 | Standard Penetration Test water pressure test |
| JCB-1 | 25 | 177.689 | 90 | (N/A) | B2 option | 18,240,810.6 | 2,051,466.8 | preparatory survey,2009 | Standard Penetration Test |
| JCB-2 | 25 | 204.893 | 90 | (N/A) | B2 option | 18,240,869.3 | 2,051,458.8 | preparatory survey,2009 | Standard Penetration Test |
| JCD-1 | 25 | 176.887 | 90 | (N/A) | D2 option | 18,240,736.2 | 2,051,800.3 | preparatory survey,2009 | Standard Penetration Test |
| JCD-2 | 55 | 224.777 | 90 | (N/A) | D2 option | 18,240,938.0 | 2,051,859.8 | preparatory survey,2009 | Standard Penetration Test water pressure test |

Prepared by JICA Survey Team

Table 7.3 List of Laboratory Tests Carried Out in This Study

| test name | JCA-1 | JCB-1 | JCB-2 | JCD-1 | JCD-2 |
|--------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | nos. | nos. | nos. | nos. | nos. |
| Specific Gravity and Absorption test | 2 | 2 | 2 | 2 | 4 |
| Unconfined Compression Strength test | 6 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Splitting Tensile Strength test | 6 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Prepared by JICA Survey Team

(2) 代替案の比較

ダムサイト周辺の地質平面図を Figure 7.1 に示す。各代替案地点において大規模断層や地滑り土塊など大規模な地質構造は認められず、地質的な観点からは全て建設可能と評価される。また、サイト周辺の地層はダム軸方向に平行して分布しているため、各代替案に出現する地質は基本的に同じである。しかしながら、構成する構造物の違いや、各地層に対する構造物位置の違いによって、優劣が生じる余地がある。

発電所地点の地層で土木地質的に注意すべき点は、(1) 泥岩層の強度が小さく掘削後も劣化が進行する、(2) 砂岩層は節理面で滑りやすい、(3) 砂岩層は透水性が高い、の3点である。また、本地点の構造物側で注意すべき点は、(1) 長大法面における岩盤斜面の安定性、(2) トンネル区間の空洞安定性、(3) 発電機基礎の安定性、(4) 仮締切基礎の遮水性、(5) 既設構造物への影響、の5点である。これらの注意点のうち、各代替案において対策工の検討が必要と思われる点をまとめ、Figure 7.2 に示す。

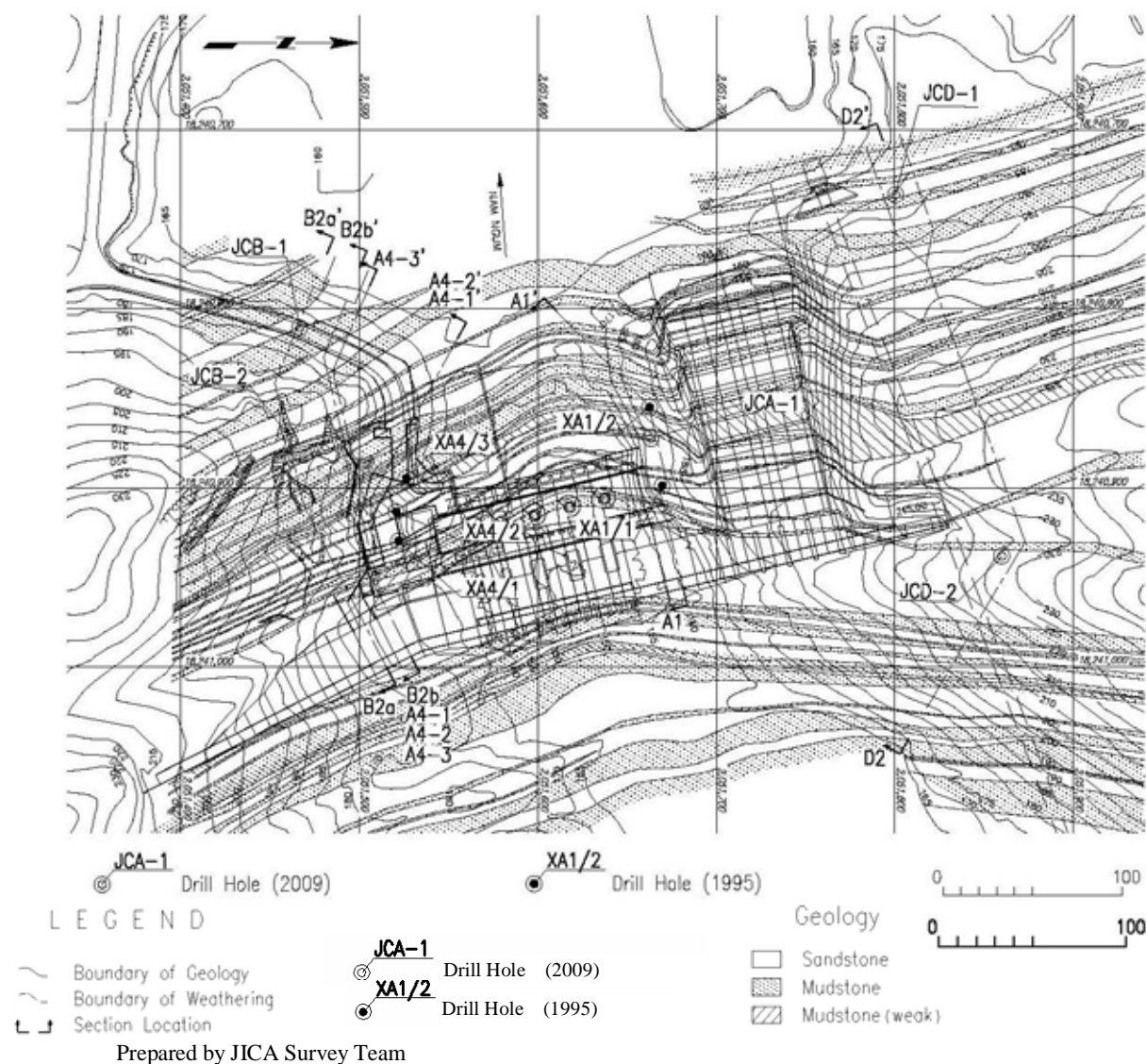


Figure 7.1 Geological Plan

| Fatal Geology | Long Cut Slope | | | | Mudstone Sections in Basement Rock | | Seepage along Sandstone strata | |
|---------------|--------------------|------------|------------------|--------------------|------------------------------------|-------------------------|--------------------------------|---------------|
| | existing structure | | new structure | | new structure | | temporal closure | |
| | fault, landslide | toe of dam | side of spillway | behind power house | tunnel | generator / power house | inlet portal | outlet portal |
| A1,A2 | - | O | O | - | - | O | - | O |
| A4 | - | O | - | - | O | O | - | O |
| B2 | - | - | - | O | O | O | - | O |
| D2 | - | - | - | O | O | O | O | O |

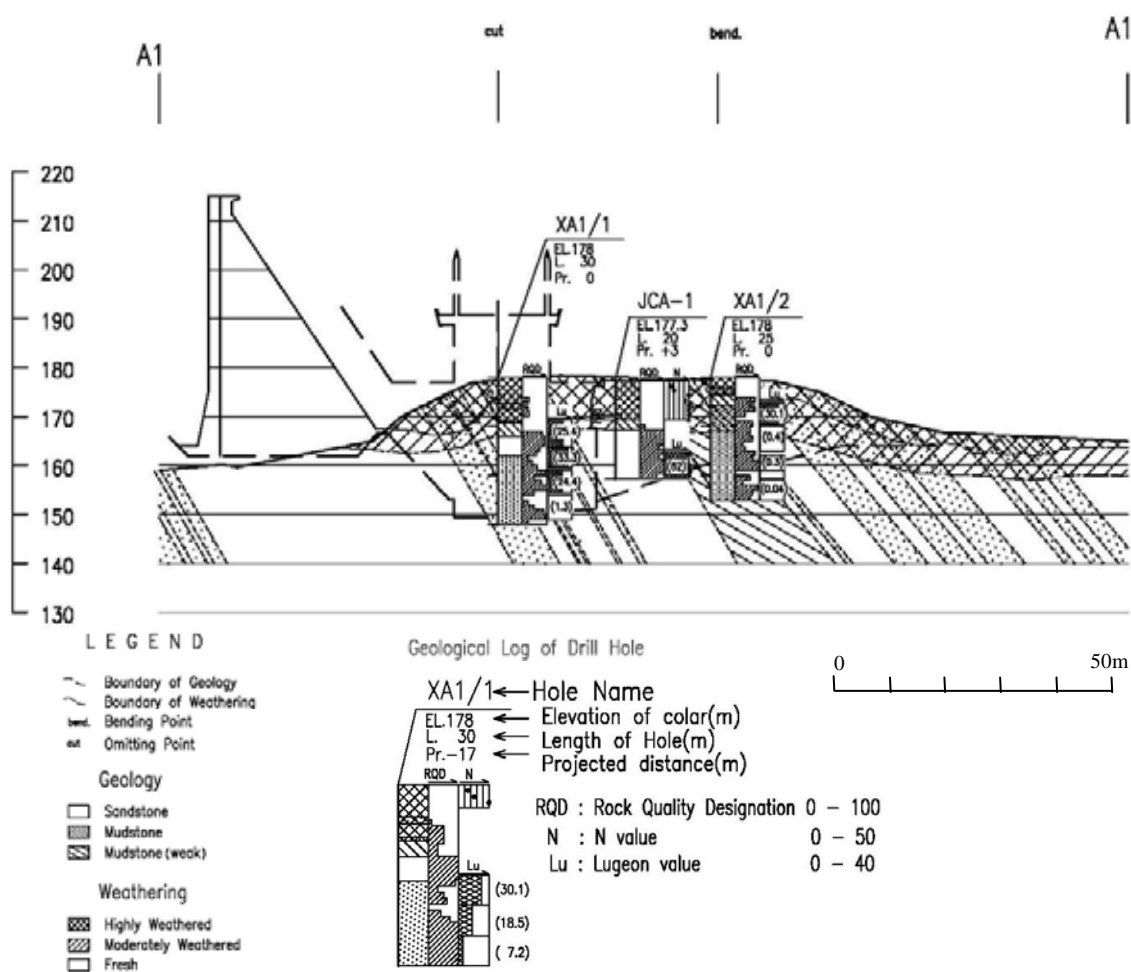
“O” indicates the requirement of countermeasures.

Prepared by JICA Survey Team

Figure 7.2 Geological Matters on Each Alternative Options

(3) 最適拡張案 (A1 案) の地質評価

既設発電所と洪水吐の間に発電所を設置し放水庭を既設と共有する案である。発電所スペースが限られるため急勾配の法面掘削が必要である。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必要がある。水路縦断を下図に示す。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 7.3 Geological Profile (A1)

北側法面は洪水吐の基礎岩盤、東面はダムの基礎岩盤を掘削することになるため、既設構造物への影響を考慮する必要がある。北側法面は砂岩と泥岩の互層が分布し、地層の走向に対して直交方向の掘削となるため比較的安定する方向である。しかし、急勾配で長大法面となるため、法面表層部の補強が必須である。さらに必要に応じて基礎岩盤の補強を考慮すべきである。一方東側法面はダムの基礎岩盤である砂岩層を層理にほぼ平行して掘削するため、層理面方向に発達する節理による Figure 7.4 に示す二パターンの法面崩壊に注意が必要である。対象となる砂岩の層理は地表露頭では 55 度程度の傾斜を示すものの、詳細設計段階ではボーリングによって傾斜を確実に押さえ、懸念される崩壊パターンを明らかにした上で、適切な対策工を計画する必要がある。また、発電所基礎岩盤には数箇所の泥岩層が分布するため、泥岩区間においては掘削後の早急なコンクリート打設など、劣化への対策が必要である。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察される。一方、一部で透水性の高い砂岩層を挟在しており、砂岩区間では止水対策が必要となる可能性がある。



(a) Sliding Failure

(b) Buckling Failure, Toppling Failure

Figure 7.4 Slope Failure Types

第 8 章 最適拡張案の選定

8.1 最適案選定方針

拡張代替案候補は当準備調査開始時において F/S レポートの結果を参考にして 8 案を選定した。それらの候補案から最適拡張計画を選ぶ手順として、まず 8 案から 3 ないし 4 案の有力案に絞り込む一次スクリーニングを実施した。一次スクリーニングは本調査のインセプションの段階で、数量計算を省略した技術的・経験的判断に基づいて行った。次のステップとして、選ばれた 3-4 組の有力案についてそれぞれの増加発電量を計算すると共に拡張レイアウトの予備設計を行って工事費を算定した。最終的な最適拡張計画案は各案の経済・財務的な審査に基づいて選定した。

8.2 代替案一次スクリーニング

代替案候補は次の 8 案であった。

- A1 A3 案： 既設発電所と洪水吐き水路の間のスペースに発電所を新設する案。ダム堤体に穴をあけて水圧鉄管を設置する。(40-80 MW)
- A4 案： 既存管理事務所の左岸側のスペースに発電所を新設する案。(40-60 MW)
- B1 案： 既設放水口水路の左岸側に発電所を新設する案。(80 MW)
- B2 案： 既設発電所左岸尾根の下流に発電所を新設する案。(80 MW)
- C 案： 既設発電所右岸端と洪水吐き水路の間の空きスペースに発電機 2 台を有する発電所を新設する案。(80 MW)
- D1 案： ダム右岸尾根の地下に発電所を新設する案。堤体から独立した取水塔を新設し、既設仮排水路トンネルを導水設備として流用する案。(80-120 MW)
- D2 案： 洪水吐減勢池右岸に地上式発電所を新設する案。D1 同様、独立取水塔を新設し既設仮排水トンネルを導水設備として流用する案。(80-120 MW)
- E 案： ダム左岸上流に独立取水塔を設け、堤体基礎を横断するトンネルを掘って導水路とし、B2 と同位置に発電所を新設する案。(80-120 MW)

一次スクリーニング検討において、B1 案と C 案は用地スペースが不十分であり、独立取水塔を新設しなくてはならない D1 案・D2 案および E 案は工事費が高み他の案と比べ不経済であると判断された。その検討結果を踏まえ、調査団は A1-A2 案・A4 案および B2 案の三案を詳細検討対象に選

んだ。それを第1回ステアリングコミティー会議において発表し DOE/EdL 側の了承を得た。しかし、同会議において DOE/EdL から、既存発電施設への影響が皆無でしかも追加送電線の用地問題が少ない D2 案(発電所新設右岸案)を次期検討対象に加えるよう強い要望があった。調査団はその要望を受け入れ、合計四案即ち A1-A2 案・A4 案・B2 案および D2 案を詳細検討対象として選定した。

8.3 最適拡張案の選定

比較案

一次スクリーニングで選定した四案は、それぞれ増設発電所の設置位置が異なる。設置位置ごとに複数の発電規模を考慮することにした。最適案選定のための詳細比較は、以下に列挙する合計 12 の比較案を対象とした。

- A1 案(40 MW)、A2 案(60 MW)： 既設発電所と洪水吐の間に発電所を新設する案。
- A4-1 案(40 MW)、A4-2 案(60 MW)： 既存管理棟左岸側に発電所を新設する案。放水口は既存放水庭に面して設置。
- A4-3 案(40 MW)、A4-4 案(60 MW)： 既存管理棟左岸側に発電所を新設する案。放水路トンネルを伸ばし放水口は既放水庭の下流に設置。
- B2-1 案(80 MW)、B2-2 案(120 MW)： 既設発電所左岸尾根の下流に発電所を新設する案。
- D2-1 案(40 MW)、D2-2 案(60 MW)、D2-3 案(80 MW)、D2-4 案(120 MW)：
独立取水塔を貯水池内に新設し、洪水吐き減勢池右岸に地上式発電所を新設する案。既設仮排水トンネルは老朽化していると予想されるので転用を断念し、新設トンネルを導水路として使用する。

水路構造物

取水口管径は既設の 3-5 号機と同等の管内流速になるように設定し、呑み口標高は空気連行抑制を考慮して決めた。80 MW と 120 MW の場合、単機水車にすると鉄管内径がそれぞれ 8.5 m および 10.5 m となるが、B2 案のダムブロック幅は 15 m しかないのでダムの構造的安定が脅かされる。そのため、80 MW 案は 40 MW 機を 2 台、120 MW 案は 60 MW 機を 2 台設置する。

ダム堤体穴あけと取水口工事のため、ダム上流面に仮締切り構造物を設置する。仮締切り構造物は先行事例が多く施工が比較的容易である Square type を採用する。仮締切りの支持として台座コンクリートを設置する。独立取水塔を設ける D 案の仮締切りは鋼管矢板式とする。ダム堤体穴あけの内径は、40 MW の場合 7.2 m、60 MW の場合 8.6 m とする。穴あけ掘削工法は先例の多い SD (Slot-drilling) 工法を想定した。

D2 案以外は全て既存ダムの堤体に穴をあけて取水口を設ける案である。ダムに穴をあけるとダムの自重が減り、さらに仮締切り内を抜水すると浮力に対する抵抗重量が減り、ダムの安定度が低下する。穴あけを行った場合のダムの安定性について検討した結果、上記の穴あけ内径でしかも台座コンクリート付きの仮締切りを採用すれば、いずれのダム穴あけ案もダムの安定性を確保で

きることが判明した。

発電所および放水路

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は下表のとおりである。

Table 8.1 Major Features of Powerhouse and Tailrace for Each Alternative Plan

| Alternative Plans | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|-----------------------------|-----------------------|-----|---------------------------|------|-------------|------|---------------------------|------|---------------------------|------|--------|------|
| | A-1 | A-2 | A4-1 | A4-2 | A4-3 | A4-4 | B2-1 | B2-2 | D2-1 | D2-2 | D2-3 | D2-4 |
| (MW) | 40 | 60 | 40 | 60 | 40 | 60 | 80 | 120 | 40 | 60 | 80 | 120 |
| Powerhouse: | | | | | | | | | | | | |
| - Building | Extended to the exist | | Independently constructed | | | | Independently constructed | | Independently constructed | | | |
| - Turbine inlet valve | - | | - | | | | - | | - | | 2 sets | |
| - Add. OHT crane (ton) | - | 250 | 170 | 250 | 170 | 250 | 170 | 250 | 170 | 250 | 170 | 250 |
| Tailrace: | | | | | | | | | | | | |
| - Type | Open channel | | Short tunnel | | Long tunnel | | Open channel | | Open channel | | | |
| | | | D6 | D7.4 | D6 | D7.4 | | | | | | |
| - Gate (ton) & Gantry crane | Exist. | New | New | | | | New | | New | | | |
| | | 80 | 56 | 80 | 56 | 80 | 56 | 80 | 56 | 80 | 56 | 80 |

*) OHT: Overhead Traveling

Prepared by the JICA Survey Team

また、上記比較案の内、代表的な A1 (40 MW), A2 (60 MW), A4-1 (40 MW), A4-2 (60 MW), A4-3 (40 MW), B2-1 (80 MW), D2-1 (40 MW), D2-3 (80 MW) 案について平面・縦断・断面図を作成した。

電気設備

最適拡張計画の選定にあたり、各代替案における電気設備の概略設計を実施した。検討項目は以下の通りである。

- | | |
|---------------------------------|----------------------------|
| 1) 水車有効落差 | 2) 水車出力 |
| 3) 水車形式 | 4) 水車速度 |
| 5) 入口弁 | 6) 発電機出力 |
| 7) 発電機形式 | 8) 増設号機用発電所天井クレーン |
| 9) 主要変圧器容量 | 10) 主要変圧器の形式 |
| 11) 既存 115 kV GIS の移設の必要性 | 12) 増設号機の 115 kV 送電網への接続方法 |
| 13) 既存屋外開閉所の 115 kV 母線サイズ | 14) 増設号機用の所内電源設備 |
| 15) 増設号機用の直流電源設備 | 16) 増設設備用の制御・保護リレー盤 |
| 17) 既存 Thalat 変電所の 115 kV 母線サイズ | |

機械設備

各代替案における機械設備の概略設計を実施した。検討項目は以下の通りである。

- | | |
|-------------|--------------|
| 1) 取水口スクリーン | 2) 取水口ストップログ |
| 3) 取水口ゲート | 4) 水圧鉄管路 |
| 5) 発電所内排水設備 | 6) 放水口設備 |

系統解析

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

ナムグム第一発電所拡張事業後に当たる 2016 年断面の送電線負荷容量が最も大きい雨季における設備健全時の潮流・電圧解析を実施し、ナムグム第一発電所周辺およびピエンチャン周辺の送電線と変電所主母線にあたる影響を検証した。定常運転時と単一設備事故の場合（N-1 条件）についてもそれぞれの解析を行った。送電線および変電所主母線の過負荷検討の結論について以下に纏める。

1) 送電線

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

2) 変電所母線

- a) いずれの代替案においても、ナムグム第一発電所内開閉所、およびタラット変電所の主母線は過負荷となるため、より電流容量の大きい電線に張り替える必要がある。
- b) 120 MW のナムグム第一発電所の拡張の場合、フォンスン変電所の主母線が過負荷となるため、より電流容量の大きい電線に張り替える必要がある。
- c) 60 MW 以上のナムグム第一発電所の拡張の場合、ナイスイトン変電所の主母線が過負荷となるため、より電流容量の大きい電線に張り替える必要がある。
- d) フォントン変電所の主母線については、いずれの代替案においても過負荷になること

が確認された。ただし、これらの変電所はナムグム第一発電所の拡張を行うに問わず、主母線が過負荷になる。

更に短絡故障電流解析を行い2016年におけるラオスの電力系統の最大3相短絡電流を求めた。算出された最大3相短絡電流値は、いずれもその発生箇所での許容最大事故電流値以下であり十分安全である。

系統安定度は、系統を構成する機器の最過酷単一設備事故時に、発電機回転子間の位相角の動揺が収束する傾向にある場合は安定であると判断できる。系統安定度解析の結果、ナムグム第一発電所の新規発電機の出力が大きくなるにつれ、収束しにくくなり、発散する傾向が見られた。即ち、80 MWの拡張までは振幅が大きくなり、比較的大きな発散は見られない。一方、120 MWの拡張時には振幅が大きくなり、発散するため安定しないことが確認された。また、送電負荷の大きいナムグム第一発電所～ナサイトン変電所間の115 kV送電線1回線の3相短絡事故時の方が、ナムグム第一発電所～タラット変電所間の115 kV送電線1回線の3相短絡事故時に比べ、収束しにくい傾向にあることが確認された。

代替案の技術的優位度

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。この点で他の40 MW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る。既存の天井クレーンを使う利点もない。よって、用地の確保が容易な左岸のA4-4案が優れている。80 MWおよび120 MW増設の場合、既存ダム堤体を利用して取水口を設ける左岸案(B2案)が優れている。右岸案(D2案)は独立取水塔の仮締切りを水中施工しなくてはならず、難工事となる。

ピーク発電能力増大に伴う下流河川水位の変動幅増大について検討した。増設規模が40 MW以下であれば水位変動幅の増加分が0.5 m以下となり、下流河川利用者に対し特段の影響は生じない。

経済比較

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。拡張による各比較案の便益は発電量(保証出力と発生電力量)の増加分によってもたらされる。発電量の増加分はNN1の拡張を行った場合と行わなかった場合の差で表される(いずれもNN2完成後)。発電量については過去36年間の貯水池流量資料を基に発電運用計算を実施して求めた。経済便益はディーゼル発電を最少費用代替案と考え、その費用を単位便益として計算した。財務便益は現行の国内売電料金を基に計算した。各比較案の建設費・発電量・便益・B/Cを一覧表にして次の表に示す。B/Cの値が高いほど投資効率がよいことを表す。上表で示したようにA1案(40 MW)が経済・財務両面でのB/Cが最も高く、経済的B/Cが2.06、財務的B/Cが1.65である。

Table 8.2 Summary of Economic Comparison of Alternatives

| Expansion Scale | Alternative | Project cost (M US\$) | Incremental capacity and energy (*) | | Benefit (M US\$ /year) | | Benefit-cost ratio | |
|-----------------|-------------|-----------------------|-------------------------------------|-----------------------------|------------------------|-------------------|--------------------|---------------|
| | | | Capacity increment (MW) | Energy increment (GWh/year) | Economic benefit | Financial benefit | Economic B/C | Financial B/C |
| 40 MW | A1 | 57.31 | 33.83 | 51.93 | 13.39 | 3.00 | 2.06 | 1.65 |
| | A4-1 | 66.66 | 33.61 | 50.75 | 13.22 | 2.93 | 1.75 | 1.38 |
| | A4-3 | 66.11 | 33.54 | 50.27 | 13.18 | 2.91 | 1.76 | 1.38 |
| | D2-1 | 83.82 | 33.76 | 51.56 | 13.34 | 2.98 | 1.40 | 1.12 |
| 60 MW | A2 | 80.96 | 51.02 | 54.56 | 18.32 | 3.15 | 1.99 | 1.22 |
| | A4-2 | 87.56 | 50.71 | 52.59 | 18.08 | 3.04 | 1.82 | 1.09 |
| | A4-4 | 87.12 | 50.61 | 51.95 | 18.01 | 3.00 | 1.82 | 1.08 |
| | D2-2 | 106.26 | 51.04 | 54.70 | 18.33 | 3.16 | 1.52 | 0.94 |
| 80 MW | B2-1 | 130.79 | 78.09 | 66.56 | 26.71 | 3.85 | 1.80 | 0.92 |
| | D2-3 | 133.87 | 77.16 | 62.40 | 26.14 | 3.61 | 1.72 | 0.85 |
| 120 MW | B2-2 | 171.49 | 116.53 | 71.73 | 37.71 | 4.15 | 1.94 | 0.76 |
| | D2-4 | 180.40 | 114.52 | 65.49 | 36.66 | 3.78 | 1.79 | 0.66 |

Prepared by JICA Survey Team

最適案選定

A1 案(40 MW)が 12 の比較案の中で最も投資効率がよいと判断した。A1 案は既設発電所に隣接して 40 MW 建屋を増築するもので、既設の発電所天井クレーンや放水口ゲートをそのまま利用可能であり、レイアウトが最もコンパクトで経済的となる。しかも導水路・放水路の長さが短いので水路の水頭損失が小さくなり、落差を最も有効利用できる。また、下流への水位変動による影響も少なく、補償の必要はない。技術的な面および経済・財務的な面、環境面から総合判断して、A1 案を最適拡張案として選定する。

第 9 章 最適拡張計画の基本設計

9.1 貯水池および水路系基本仕様

増設 6 号機の定格貯水池水位

既設ナムグム第 1 発電所(NN1)の上流で現在建設中のナムグム第 2 発電所(NN2)が 2011 年に完成する予定である。その 4 年後即ち 2015 年に NN1 の増設機(40 MW)の運転が開始される計画である。NN2 貯水池の有効貯水容量は平均年間流入総量の約半分を貯留できる規模であり、その貯留効果により NN1 貯水池への流入流量は大幅に平坦化される。即ち、乾季の流入量が増え雨季の流入量が減少する。

現状での NN1 貯水池水位の記録(1982-2007)を見ると、多年平均水位は EL. 206.0 m である。この水位は NN1 の 1-5 号機水車の基準落差を決める定格水位と一致している。しかし、NN2 が運転を開始すると NN1 への流入量の季節変動が小さくなるので、NN1 の貯水池水位を高め保ちながら運転することが可能になる。過去 36 年間の流量資料を基に 40 MW 拡張後の貯水池運用を計算した結果、下図に示すように拡張後の NN1 貯水池平均水位は現状より 3.6 m 高い EL. 209.6 m にな

ることが判明した。よって、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。

NN1 発電所の放水庭水位は洪水吐きからの越流が無い時、現状の運転(155 MW)では EL. 168.0 m であるが、40 MW 拡張後は EL. 168.4 m となる。

発電運転中の水路内損失水頭は増設 6 号機の場合 1.2 m である。従ってフル発電時の 6 号機の有効落差は 40.0 m (=209.6-168.4-1.2)となる。この有効落差 40.0 m を増設 6 号機の設計基準落差(定格落差)とする。

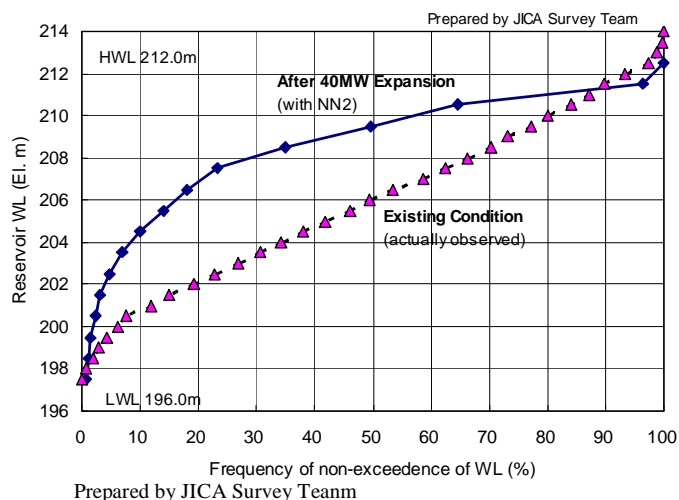


Figure 9.1 Reservoir WL Frequency

増設 6 号機のペンストックの最適管径

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

増設 6 号機取水口中心標高

既存 3-5 号機の運転可能最低貯水池水位は EL. 196.0 m である。上述したように、上流 NN2 発電所完成後の流量調節効果により、NN1 貯水池は乾季でも現状よりかなり高い水位を保って運転される見込みである。しかし、36 年間の運用計算の結果では貯水池水位が EL. 197 m 近くまで下がる年もあり、運転最低水位を 6 号機だけ高く設定することはできない。従って、増設 6 号機の運転可能最低水位は既存号機と同じく EL. 196.0 m とする。

取水口の呑み口水深は空気連行を防止するため、水面から十分な深さを持たなくてはならない。管径を 5.5m にした場合の所要呑み口水深を計算し、増設 6 号機取水口中心標高を EL. 185.52 m に決めた。

9.2 取水口およびペンストック

既設ダム堤体に穴をあけ、その中に増設 6 号機の取水口と 5.5 m 径のペンストックを設置する。ダム堤体の穴あけ掘削内径は 6.7 m とする。これは鉄管外周に 0.6 m の作業用クリアランスを加えたものである。

貯水池と接する取水口呑み口部施工時に、仮締切り囲い内の抜水を行わなくてはならない。もし

放水期間中を通じて貯水池水位制約を行うことが可能ならば、台座コンクリート式に比べ建設が比較的容易な鋼製桁方式の採用も可能となり、コスト削減となる。しかし、水位を強制的に下げると発電量が減少し発電所の売電収入が減る。工事中の1年間だけ水位制約を行った場合の経済比較を行った。

これまでの貯水池運用計算結果を見ると、貯水池水位はほぼ毎年 EL. 207 m 以下に下がるので、水位制約中の最高制限水位を暫定的に EL. 207 m とした。水位制約期間は仮締切り囲い内を放水して工事を行う乾季の 3.5 ヶ月間とした。水位制約によって減少する電力量は 36 年間の流量資料を基にした貯水池運用計算によって求め、その平均値を採用した。水位制約を設けるとその年は発生電力量が平均で 34 GWh 減少する。これは 2.1 百万 US\$ の売電収入の減少となる(売電単価 = 0.0621 US\$/kWh)。

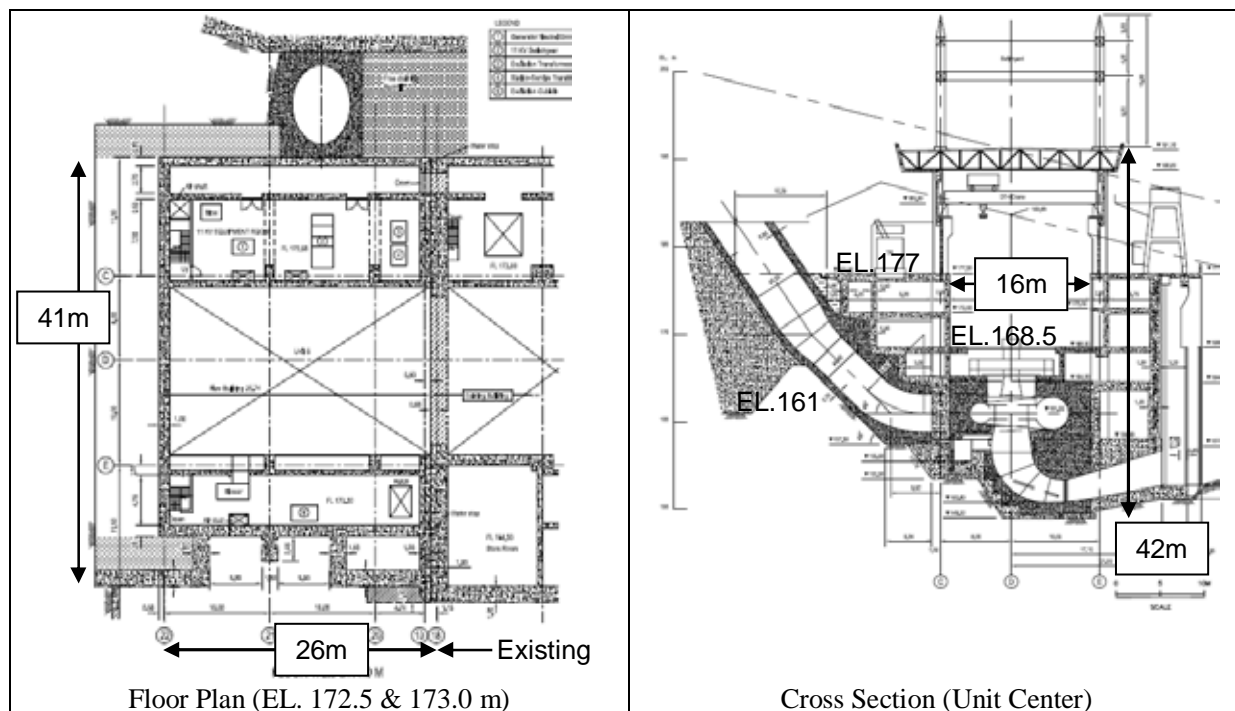
しかし、水位制限を設けることにより、仮締切のコストを大幅に抑制することができる。制限水位を EL. 207 m にした場合の仮締切コストの削減は 4.9 百万 US\$ と見積もられる。工事中の水位制約を設けることにより売電収入は減るものの、それ以上に工事費削減の額が大きい。従って、取水口工事のため 3 月から 6 月にかけて貯水池水位を EL. 207 m 以下に制限するとして、仮締切り計画を立案する。

ダム堤体に穴あけを行い取水口・ペンストックを設けた場合のダム (Bl. No. 20) の安定性について検討した。工事中の仮締切りは鋼製桁方式とし台座コンクリートは設けない。安定計算の結果、通常時・洪水時・地震時・工事中のいずれの荷重条件でもダムの安全性は確保されることが確認された。

9.3 発電所および放水路

発電所レイアウト

最適拡張計画の選定検討をベースに、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。発電所サイズは、下図に示すとおり、幅 41 m、長さ 26 m、高さ 42 m である。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 9.2 Plan and Section of Powerhouse

また、開閉器・制御装置・水車補機などの主な設備についても、発電所各フロアに配置を行った。

発電所建屋の安定

発電所建屋に対し転倒・滑動・基礎地盤応力の検討を行い、安定性に問題が無いことを確認した。

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。放水路は台形断面で、長さは52m、底幅は下流に向かって11.5mから20.5mに広がる。

9.4 電気設備

(1) 6号機の基本設計

6号機の基本設計においては、貯水池水位の詳細検討結果に基づき、特に以下の項目の見直し・確認を行った。

- 1) 水車基準有効落差 2) 水車出力 3) 水車速度
- 4) 水車中心位置 5) 発電機出力 6) 発電機定格力率
- 7) 主要変圧器形式 8) 主要変圧器容量

基本設計における見直し結果と既存5号機との比較を下表に示す。

Table 9.1 Comparison of Principal Features of Electro-Mechanical Equipment

| | Item | Unit 6 | Existing Unit 5 | Remarks |
|-----|-------------------|-----------|-----------------|---------|
| (a) | Unit Rated Output | 40,000 kW | 40,000 kW | |
| (b) | Turbine | | | |
| | 1) Rated net head | 40.0 m | 37.0 m | Note 1 |

| | | | | |
|-----|---------------------------------|-----------------|-----------------|--------|
| | 2) Type | Francis turbine | Francis turbine | |
| | 3) Rated output | 40,900 kW | 40,000 kW | Note 2 |
| | 4) Rated speed | 142.9 rpm | 136.4 rpm | Note 3 |
| | 5) Turbine centerline elevation | EL. 161.0 m | EL. 161.0 m | |
| (c) | Generator | | | |
| | 1) Construction | Umbrella type | Umbrella type | |
| | 2) Rated output | 50,000 kVA | 50,000 kVA | |
| | 3) Rated voltage | 11 kV | 11 kV | |
| | 4) Rated frequency | 50 Hz | 50 Hz | |
| | 5) Rated power factor | 0.8 | 0.8 | |
| (d) | Main Transformer | | | |
| | 1) Type | Single-phase | Single-phase | |
| | 2) Rated power | 50,000 kVA | 50,000 kVA | |
| | 3) Rated voltage ratio | 115/11 kV | 115/11 kV | |

Note 1: Due to change of reservoir rated water level

Note 2: Due to change of rated net head

Note 3: Due to change of turbine rated output and rated net head

Prepared by JICA Survey Team

(2) 6号機増設による既存設備への影響対策

6号機増設に伴って発電所設備容量が増加し、発電所屋外開閉所および Thalat 変電所の 115 kV 主母線導体の電流容量が不足する。よって、115 kV 主母線導体を下表の通り取替えることにした。

Table 9.2 Replacement of 115 kV Main Bus Conductors

| | Item | Existing Conductor | New Conductor |
|-----|------------------------------|--------------------------|--------------------------|
| (a) | Nam Ngum 1 Power Station | | |
| | 1) 115 kV main bus conductor | HDCC 325 mm ² | HDCC 725 mm ² |
| | 2) Current carrying capacity | 875 A | 1,420 A |
| (b) | Thalat Substation | | |
| | 1) 115 kV main bus conductor | ACSR 240 mm ² | ACSR 410 mm ² |
| | 2) Current carrying capacity | 590 A | 825 A |

(3) 6号機増設による発電所の運用改善

6号機増設の一環として発電所の運用改善を図るため、以下の通り既存設備の変更を行った。

- a) 所内電力供給信頼度向上対策： 現在所内電力供給システムの電源として利用している 22 kV 回路が不安定になりがちである。このため、6号機の発電機を 20 kV 回路のバックアップ電源として利用できるよう所内回路の変更を行い、所内電力供給信頼度の向上を図った。
- b) 115 kV 屋外開閉所母線運用強化対策： 3号機から 6号機までの発電機 4台と 115 kV 送電線 2回線が同じ単母線に接続されており、母線事故時にはこれらすべての設備の運用停止を余儀なくされる。そこで、この単母線を 2区間に分けて別々に運用できるよう 115 kV 区分断路器を追加した。

9.5 機械設備

各機械設備の基本設計の概要を以下に述べる。

(1) 取水口スクリーン

側部ガイドローラを片側 2 個ずつ配置した 1 径間の鉛直可動式スクリーンとする。純径間・有効高とも 7,150 mm としバーピッチは 100 mm とする。溶接用圧延鋼(SM 材)によるスクリーンパネルにスクリーンバーを取り付けた溶接構造とする。ガイドフレームがストップログと兼用になるので、スクリーンパネルの支承間隔はストップログと同じくする。

(2) 取水口ストップログ

土木構造の呑み口基本寸法から、ストップログの純径間・有効高とも 7,150 mm としスクリーンのガイドフレームに挿入する構造とする。操作は、ストップログ 1 枚あたりの重量を 6 トン以下とし、既設ガントリークレーンを共用する。ストップログは溶接用圧延鋼(SM 材)を使用した溶接構造の桁構造とし、防食は紫外線に対して耐久性のある塩化ビニル系の塗装材料を使用する。

ガイドフレームの止水部は、円形ベルマウスの外側に、額縁状の止水平面となるようステンレス鋼板を配置する。ベルマウス部の側部の支承部にあたるガイドフレームは、水圧を受けるためコンクリート埋設の重構造とする。ベルマウス上部からダムクレストまでは、ステンレス鋼製の軽構造露出ガイドフレームとし、ダム上流面にケミカルアンカーで固定する。ストップログ格納スペースは堤体上流側に設置し、休止ビーム上に載せて保管する。

(3) 取水口ガントリークレーン

走行レールと給電ケーブルを延長し、既設のガントリークレーンを拡張計画の取水口スクリーン・ストップログの操作に共用する。

(4) 取水口ゲート

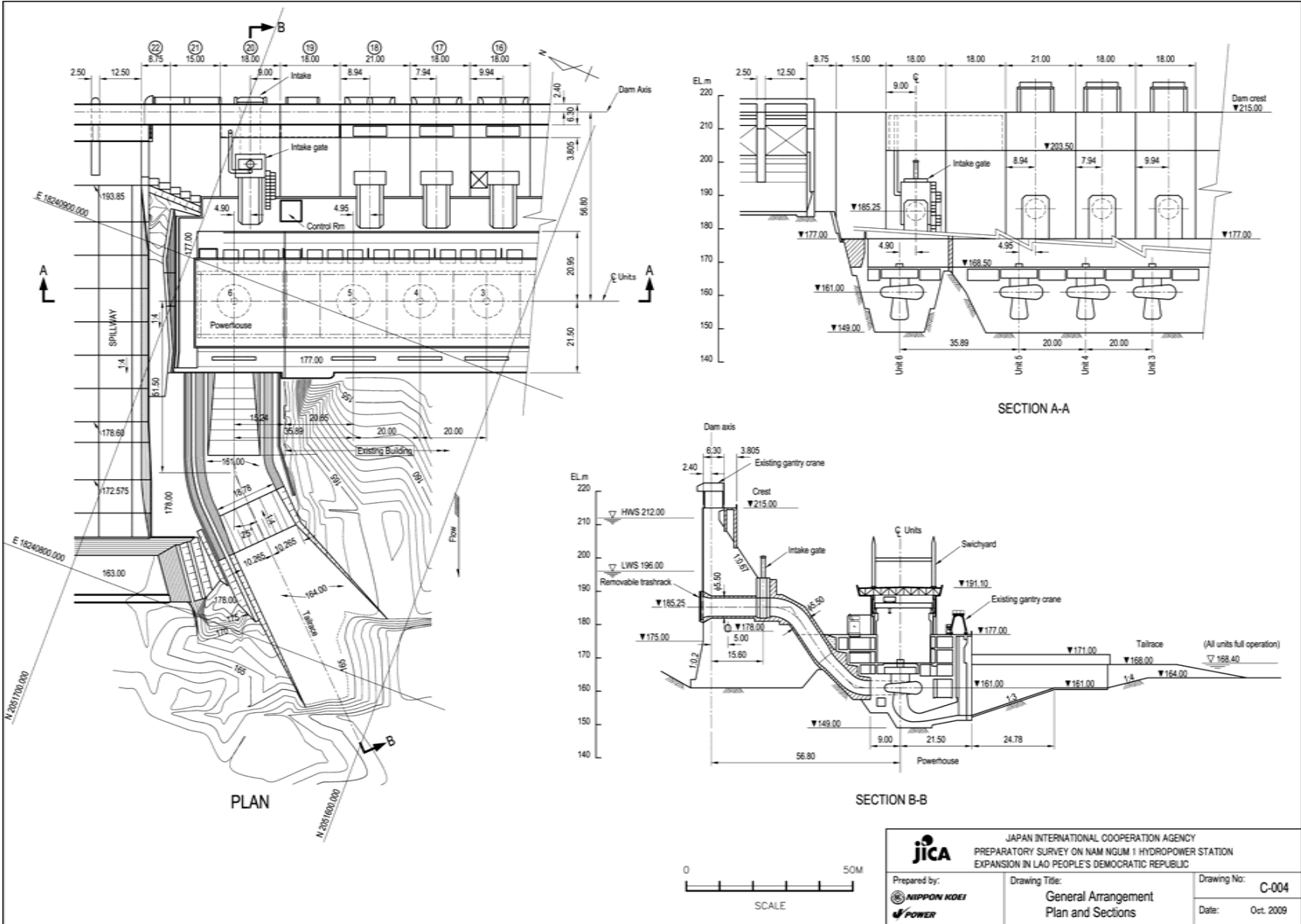
取水口ゲートはボンネット形円形スライドゲート(1 門)で、純直径は 5,500 mm とし 30 m の設計水頭を考える。止水方式は後面 4 方ゴム水密である。取水口ゲートは溶接による桁構造で、溶接用圧延鋼(SM 材)を主材料とし、支承板はアルミ青銅とする。止水ゴムの押え板および止めボルトはステンレス鋼を使用する。止水面および支圧板はステンレス鋼を使用する。常時の場合の開閉速度を 150 mm/分とし、全行程を 30 分で開閉する。緊急に流水遮断する場合は、閉鎖時間として 10 分程度が要求されるので閉鎖速度は 550 mm/分とする。

(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の計算式に従い 16 mm とする。設計内圧は静水頭と水撃水頭との和とし、設計外圧は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 とする。取水口ゲートの上流側の鉄管には、鉄管路充水時の排気のために、空気弁を取水口ゲートの直上流に設ける。

(6) 放水口ストップログおよびガントリークレーン

既設放水口ストップログと共用とし、既設ガイドフレームと同一のものを 6 号機放水口に新設する。走行レールと給電ケーブルを延長し、放水口ガントリークレーンを共用する。



Prepared by JICA Survey Team
Figure 9.3 Drawing of General Arrangement of the Optimum Expansion Plan

第 10 章 放水庭水位低下の検討

10.1 放水庭水位の現状

ナムグム 1 ダムの 500 m 程度下流域の河川河床部に露岩が河川横断方向に連なっている箇所がある。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いる。その影響が放水庭水位に影響している。

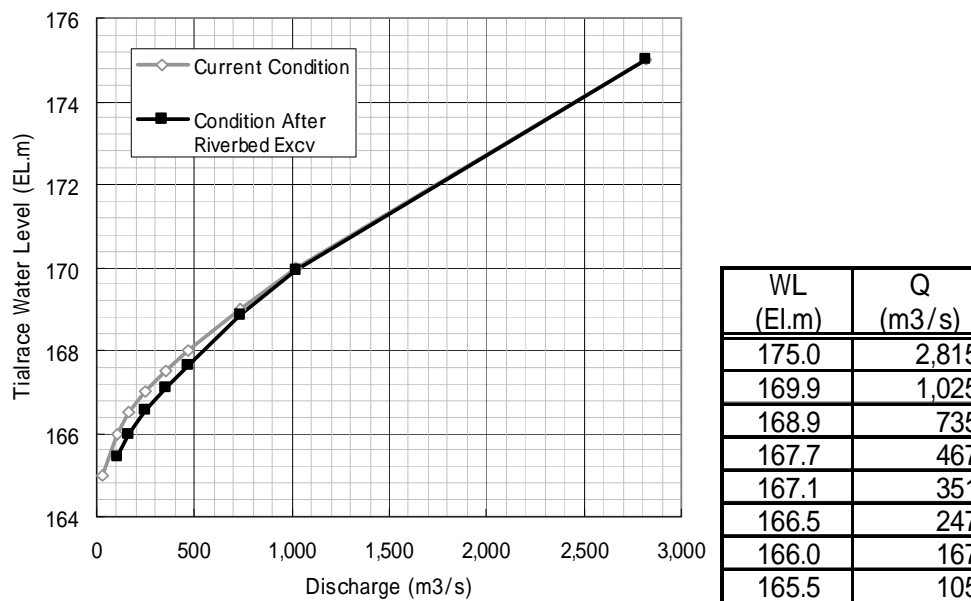
過去の放水庭水位記録によれば、各年最低水位は EL. 165.0m から 167.0m の間で変化している。この最低水位は、1 日のうち放流量が最小となった時間に於ける最低水位である。通常の年間最低水位は EL.166.0m を下回っていない。これは、年間を通して発電を完全に停止することがなかったためである。ただし、2003 年には放水庭最低水位が EL.165.0 に低下している。これは 2003 年 12 月 27 日に全号機が数時間にわたり運転を停止したためである。ただし、現況の流量-水位曲線上で最低水位が EL.164.00 m となっているにもかかわらず、放水庭水位として EL.165.0m より低い値は記録されていない。これは、発電所の直下流域の放水庭底部の等高線が 1、2 号機の直下流の標高は EL.165.00 m 程度となっており、さらにコンクリート壁で閉じられた 1、2 号機の放水庭水位は EL.165.00 m より低くはならない状況となっているためと推察される。

10.2 放水庭水位低下の可能性検討

発電所約 500 m 下流の露頭河床を掘削することにより、放水庭水位 (= 放水位) が下がる。つまり有効落差が大きくなり、発生電力量を増加させることができる。露頭河床の掘削による放水庭水位の低下量の推定するために、下記の作業を実施した。

- 河川横断測量
- 現状の流下状況の再現
- 露頭河床掘削後の流下状況の予測
- 放水庭水位低下量の推定
- 露頭河床掘削による河道の流速変化の確認

推定された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 JICA Survey Team

Figure 10.1 Tailrace Water Level Rating Curve After Riverbed Excavation

解析結果によれば、現状と露頭河床掘削後の河道の流速変化はほとんど無く、流速増加に起因する侵食の問題は発生しないと推察される。

10.3 既存水車への影響

(1) Unit 1 および Unit 2

Unit 1 および Unit 2 の実際の水車中心位置は計算値に対して全く余裕がない。したがって、河床を下げる場合には、1 台運転時の放水庭水位が EL. 164.0 m を下回ることがないように、放水庭出口付近河床面を EL. 164.0 m に上げるなどの対策が必要である。

(2) Unit 3、Unit 4、Unit 5

Unit 3、Unit 4、Unit 5 の各号機の水車中心位置は計算値に対して 1.8 m 以上の余裕がある。しかしながら、水車ランナにはキャビテーションによる壊食が多少発生している。

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

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

10.4 放水庭水位低下の便益およびコスト

露頭河床掘削後の放水庭水位・流量曲線を用いて発生電力量を計算した結果、年間発生電力量の増分は 5 GWh と算定された。また、露頭河床掘削にかかるコストは、約 7,400 万円 (78 万米 US\$) と見積もられた。

第 11 章 実施計画及び事業費積算

11.1 実施計画

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。全体工期は、入札準備を含め開始から 5 年間とし、そのうちの建設工事期間は 3 年間として計画する。既設ナムグム第一発電所は、拡張工事中にその発電を停止しないものとする。

本拡張事業の実施機関は、ラオス国鉱山エネルギー省傘下の DOE である。DOE は実施部局を設置の上で事業の管理を行うものとする。工事完成後は電力公社 (EdL) が完成施設を受け継ぎ事業主となる。本事業の入札図書作成を含む入札設計及び建設工事監理のための国際コンサルタントは、入札で選ぶものとする。拡張事業の資金源は、日本国 ODA の最貧国向け円ローンを想定する。建設工事は、下記工区割りに対して事前資格審査を伴い、JICA および DOE のガイドラインに準拠して国際競争入札により建設業者を調達して実施する。

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

11.2 施工計画

建設資源： 工事用原材料は、現地産と輸入物を考慮する。労務は現地と日本を含め広くアジア諸国で調達することとなるであろう。技能潜水士や溶接工、艦装工、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。

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。

工事期間： 土木工事(Lot 1) 及び機電工事(Lot2, 3)の工事期間は、3 年間で計画する。

仮締め切り： 仮締め切り設備は、貯水池に設ける。仮締め切りは、H 鋼やアングル鋼 (SM490 または同等品) を使用した門型鋼構造物とする。仮締め切りサイズを下記諸元で計画する。

内空: 11.5 m x 4.0 m (46.0 m²) 水深: 30 m (EL. 175.0 m – EL. 205.0 m)

取水口及び水圧管路工事： 作業構台 (EL.181.0 m) と傾斜路 (現地盤と作業構台の接続) の仮設備施工後ナムグム 1 ダム堤体穴あけ (6.7 m x 6.7 m) を行い、内径 5.5 m の水圧鉄管を据付ける。ダム堤体穴開けは、スロット穿孔 + 破碎方式を採用する。ベルマウス部 5 m 長は、仮締め切り完成、放水後に穿孔、貫通させるものとする。仮締め切り完成・放水後のドライ状態保持期間は、3.5 ヶ月で計画する。

発電所と放水路： 発電所と放水路の主要工種は、1) 基礎掘削、2) 放水路庭外の水中掘削、及び 3) コンクリート工である。発電所・放水路土木工事と電気機械据付工事は、本拡張工事のクリチカルパス作業であり、36 ヶ月の工期を見込むものとする。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. 168m より上部 39,000 m³ のオープン掘削（上流側）と EL. 168m 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。

発電所拡張部の岩掘削は、岩硬度や節理状態を調査の上で岩破碎機または発破により施工するものとする。岩破碎機または発破使用に際しては、その振動が既設の機械基礎部に影響を与えぬよう制限発破の採用など最大限の対策をとるものとする。

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カ付きバックホを載せて施工する。掘削土運搬は、小型バージを用いる。発電所と放水路用コンクリート打設数量は、約 15,000 m³ であり、時間生産量 60 m² 級のコンクリートプラントを計画する。

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 と見積もられる。水深 4m での水中掘削であり作業台船上にジャイアントブレーカ付きバックホを載せて施工する。

水力機械工事： 水力機械工事は、設計・製作・輸送・据付・試験であり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。内径 5.5m の水圧管路の据付は、2 年目と 3 年目に上部水平部、下部ベンド部、傾斜部、下部ベンド部の順に実施する。

電気機械工事： 電気機械工事は、設計・製作・輸送・据付・試験であり土木工事工程に併せて実施される。据付工事は、全体工期の 2 年目から開始される。電気機械の設計・製作・輸送期間は、ドラフトチューブライナー 16 ヶ月、その他機械は、22 ヶ月と見積もる。

11.3 事業費積算

積算基本条件は以下の通りである。

- 対 US\$ 貨幣交換率: US\$ 1.00 = JPY 95.0 , US\$ 1.00 = Kip 8,510.0
- 積算ベース年月： 2009 年 8 月
- 水力機械や電気機械の調達・据付費は、類似工事の最近の入札価格をも取り込んだコンサルタント価格データを参考に積算を行う。
- コンサルタント技術経費は、コストと報酬で見積もる。技術経費は、技術サービス範囲及び期間を DOE/EDL と協議・決定のうえで見積もる。
- 外貨分 85%(FC)、内貨分 15%(LC)と仮定した。
- ラオス国付加価値税及び関税率は、免税措置が採られることを想定してゼロ積算とする。
- 円借款条件に従い、コミットメントチャージは免除されるためゼロ積算とする。
- 価格上昇率は、外貨分年間 2.4% 、内貨分年間 7.32% とする。
- 工事費総額の 10%、コンサルタント技術経費総額の 5% を各々の物理的予備費とした。

拡張事業の財務費用の要約は以下のとおり積算された。

| 財務費用：露頭掘削無し | | 財務費用：露頭掘削有り | |
|-------------|----------------|-------------|----------------|
| 外貨分合計 | 5,546 百万円 | 外貨分合計 | 5,621 百万円 |
| 内貨分合計 | 122,224 百万 Kip | 内貨分合計 | 124,066 百万 Kip |
| 内・外貨合計 | 6,910 百万円 | 内・外貨合計 | 7,006 百万円 |

(3) 直接工事費および技術経費（コンサルタント費）は以下のとおり積算された。

| 費目 | 露頭掘削無し | 露頭掘削有り |
|-----------|---------|---------|
| 土木工事費 | 24.4 億円 | 25.2 億円 |
| 水力機械調達据付費 | 3.1 億円 | 3.1 億円 |
| 電気機械調達据付費 | 18.8 億円 | 18.8 億円 |
| 技術経費 | 7.4 億円 | 7.4 億円 |
| 合計 | 53.7 億円 | 54.5 億円 |

第 12 章 経済・財務分析

12.1 経済分析

評価方法

経済分析では、本拡張事業を実施することに伴う経済的効果を国民経済の観点から計測する。時間割引キャッシュフローを展開し、経済的内部収益率（EIRR）等を計算した。

事業の経済費用

(1) 初期投資額（経済価格）

第 11 章で積算した総事業費およびディスパーススケジュールに基づき、内貨費用を標準変換係数（0.95）で経済価格に変換し、初期投資額を算定した。税金等の移転項目および物価上昇は考慮しない。総事業費（経済価格）は 64,702 千 US\$である。

(2) 維持管理費と設備更新費

上記初期投資額に、各設備に想定される係数を乗じて、維持管理費と設備更新費を算定した。運転開始後毎年発生する維持管理費は、281 千 US\$/年とした。また、機械設備・電気設備については、運転開始 30 年後に 16,363 千 US\$の設備更新費を見込んだ。

本事業の経済便益

(1) 代替火力発電による便益推計

代替火力法による経済便益の推定では、水力発電事業の代替として建設・運転される火力発電所を想定し、その費用を水力の便益とみなす。水力の発電容量に係る便益は、年平均化した代替火力発電の建設費と固定費（kW 価値）で表され、水力の発電量は代替火力発電の燃料費などの変

動費（kWh 価値）で表される。ラオスは内陸国であり、一次エネルギーの輸入手段は限られている。本事業で開発するピーク電力の代替火力発電として、中速ディーゼル発電機を想定し、kW 価値・kWh 価値を算定した。これらと各年次における年間発電量および保証出力に基づき計算される経済便益は Table 12.1 の通りである。

Table 12.1 Annual Energy and Capacity Benefits

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

Prepared by JICA Survey Team

(2) 既設発電設備の維持管理費用の節減

本拡張事業により発電所全体の運転効率が向上することから、既設発電設備の維持管理費用が節減される効果（12.4%の節減）を想定し、145 千 US\$/年の便益を計上した。

(3) 既設発電設備の維持管理費用の節減

本拡張事業により発電所全体の運転効率が向上することから、既設発電設備の維持管理費用が節減される効果（12.4%の節減）を想定し、136 千 US\$/年の便益を計上した。

EIRR の算定

EIRR は 17.68%、割引率を 10%とした場合の NPV は 36,758 千 US\$、B/C は 1.76 となった。右 EIRR は社会的割引率である 10%を上回っており、NPV は正の値を示していることから、本事業は経済的にフィージブルであると評価できる。

感度分析

(1) 分析条件

以下のケースを想定し、前提条件が変化した場合の感度分析を行った。

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

ケース 3 本事業の建設費が 20%増加し、代替火力の燃料費が 20%低下した場合。

(2) 分析結果

感度分析の結果を下表に示す。前提条件の変化に伴い、EIRR は 14.08% ~ 167.21%の範囲にあり、いずれも割引率 10%を上回っており、もっとも厳しい前提条件であるケース 3 においても経済的フィージビリティがあることを示している。

Table 12.2 Results of Sensitivity Analysis

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

Prepared by JICA Survey Team

12.2 財務分析

評価方法

財務分析では、経済分析に準じ財務的内部収益率（FIRR）の算定を通じて本事業の財務的収益性を評価する。

事業の財務費用

(1) 初期投資額

市場価格での事業費積算から移転項目、プライスエスカレーション、建中金利を除いた初期投資額（財務価格）は 65,293 千 US\$と計算された。

(2) 維持管理費と設備更新費

経済費用での推計方法に準じて、本事業の維持管理費を 283 千 US\$/年、設備更新費（運転開始後 30 年）を 16,487 千円と計算した。

事業の財務便益

(1) 電力料金収入

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

Table 12.3 Financial Benefit (Electricity Revenue)

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

Prepared by JICA Survey Team

(2) 既設発電設備の維持管理費用の節減

経済分析と同様に、既設発電設備の維持管理費用が節減される効果を 136 千 US\$/年と推計した。

FIRR の算定

FIRR は 2.75% となった。料金水準が低く、また国内電力料金は時間帯別料金を採用していないことから、本拡張事業の財務的便益は低く評価される特徴がある。本事業の実施にあたっては、円借款をはじめとする非常に譲許性の高い資金源を活用する必要がある。

感度分析

(1) 分析条件

前提条件が変化した場合の感度分析を行う。以下のケースを想定した。

- ケース 1 建設費が(a)10%増加した場合、(b)20%増加した場合。
- ケース 2 世銀調査 (Tariff Study Update 2009) で提案されている(a) 1,274 キップ/kWh (USc14.97/kWh、 Base Investment Case)、 Low Investment Case (b) 720 キップ/kWh (USc8.79/kWh、 Low Investment Case)、 (c) 2008 年平均の 1.2 倍に相当する USc7.45/kWh。
- ケース 3 上記の Low Investment Case (USc8.79/kWh) において、建設費が(a)10%増加した場合、(b)20%増加した場合。

(2) 分析結果

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

Table 12.4 Results of Sensitivity Analysis

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

Prepared by JICA Survey Team

電気料金改定計画

前項の感度分析のケース 2 にて電気料金に関するケース検討を実施した。一方、EdL から電気料金改定計画に関する情報を収集し、現実的な電気料金改定の見通しを考慮した検討の結果を以下に述べる。

(1) 電気料金改定の手順

- EdL 内部による電気料金改定案を作成し DOE に提出の上、内容確認を依頼する。
- DOE は、電気料金改定案の内容を確認し、MEM に対し首相への提出を依頼する。
- MEM は、電気料金改定案を首相に提出し、承認依頼をする。
- 首相は、首相直属の経済調査ユニットにて検討を行う。また、ラオス政府全大臣による会議が招集され、承認もしくは修正点等が検討される。この会議に、Ministry of Planning and Investment (MPI)の大臣も参加する。
- 上記会議の結果は、MEM を通して EdL に報告される。

(2) 過去の電気料金改定内容

上記(1)に示した手順に従い、2005 年 6 月 24 日に 2005 年から 2011 年までの電気料金改定案が提案・合意され、現在はこの改定案に沿った電気料金値上げが実施されている。この改定案ではカテゴリー別の電気料金値上げ幅が設定され、平均的な電気料金として年率 1%の値上げが承認された。

(3) 現在の電気料金改定検討内容

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

現在、EdL 内部にて電力料金値上げ案のミドルケースを最終化中であり、2015 年における電気料金平均単価を 750 ~ 800 Kip/kWh に設定する見通しである。EdL は、このミドルケースの電気料金値上げ案を DOE、MEM をとおしてラオス政府に提出する予定である。この単価を採用した場合の FIRR は 5.11 ~ 5.60% である。

12.3 放水庭水位低下の効果

放水庭低下の費用と便益

放水庭水位低下のための露頭掘削工事を実施する場合、土木工事および一般管理費が増加する(経済価格で 898 千 US\$、財務価格で 906 千 US\$の増加の増加)。維持管理費もこれに伴い増加する。便益については、放水庭水位低下により年間発電量が約 5 GWh 増加するとともに、保証出力は 0.9 ~ 1.3 MW 増加する。これは、年間 633 千 US\$ ~ 764 千 US\$の経済便益の増加、年間 290 千 US\$ ~ 311 千 US\$の財務便益の増加に相当する。

EIRR、FIRR の計算結果

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

Table 12.5 Results of EIRR and FIRR Calculation

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

Prepared by JICA Survey Team

12.4 電力輸出入収支の推計

前述の代替火力法による経済分析の補足として、タイ (EGAT) との電力輸出入の収支を予測し、本事業の国民経済への効果を推計した。

C1 地域で 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、EGAT との電力輸出入料金体系では、輸出：ピーク時 4.70 セント/kWh・オフピーク時 3.52 セント/kWh、輸入：ピーク時 5.26 セント/kWh・オフピーク時 4.08 セント/kWh となっている。輸入料金は輸出料金に比して約 1 割割高に設定されている上、ピーク時・オフピーク時の価格差が少ない。また年間の電力輸出入収支で EdL が輸入超過であった場合には、その輸入超過分について別途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。

増設による輸出入収支の変化

本事業によるピーク電力の増強により、EdL の EGAT に対する収支は年間約 3~4 百万 US\$改善するとともに、輸入超過がある 2015-16 年、2025 年についてはサーチャージの支払い金額が約 1.5 百万 US\$低減する。

EIRR の試算

他の条件を経済分析で用いた前提条件と同一にした上で、上記の輸出入収支の改善を便益として EIRR の試算を行うと、EIRR は 5.09% となり、割引率 10% より低い結果となった。これは、低い水準にある現行の輸出入料金を便益単価として採用した結果であり、ラオス国が自国の電源設備を開発し運用する経済的価値の代替であるとは考えにくい。

第 13 章 運転維持管理計画

13.1 電気設備

ナムグム第一発電所の運転維持管理は、1971 年に 1 および 2 号機の運転が開始されてから現在に至るまで、発電所所員の維持管理チームにより実施されてきた。維持管理の内容は、日常点検、年に一度の定期点検、数年に一回実施されるオーバーホール、および設備異常時の臨時点検などがある。必要に応じ部品交換や修理が実施されている。特に、発電開始から長期間の運転が実施されてきた 1 および 2 号機は、2003 年と 2004 年にリハビリテーションを実施した。この際に出カアップも行われた。

ナムグム第一水力発電所の運営・維持管理は本拡張事業完了後も、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。

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

しかし、発電所員は水車・発電機の分解・組立作業の技能を十分に習得しておらず、水車・発電機の性能復旧に不可欠なオーバーホールに対応できない。したがって、保守担当者の技能の向上および熟練工によるオーバーホール・チームの結成が急務となっている。

13.2 機械設備

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

(1) 取水口スクリーン

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

(2) 取水口ストップログ

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

(3) 取水口ゲート

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

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

(4) 水圧鉄管路

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

第 14 章 結論と勧告

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

14.1 結論

(1) 拡張事業の位置づけ

ラオス国の電力需要は急激に伸びており、特に夜間ピークの電力需要の伸びが大きい。対応策として早急にピーク電力需要に対する供給源を確保するには、巨大な貯水池を有するナムグム第一発電所の設備容量を拡張し、オフピークで発電に使用していた流量をピーク発電にシフトすることで、ピーク時の電力需要に対応することが考えられる。また、2011年には、ナムグム第一発電所貯水池の直上流に、貯水池式発電設備であるナムグム第二発電所が建設され、ナムグム第一発電所貯水池に流入する河川流量が、年間を通して平滑化される。この流況の安定により年間を通して比較的高い貯水池水位にて発電を継続できる。また、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る。よって、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。

既存の5台の発電設備は、1971年から順次設置されてきている。一方、1号機および2号機が既に大規模なり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。加えて、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。

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

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

(2) 貯水池運用計画

ナムグム第一発電所の貯水池の運用計画は、水文観測資料、過去の調査報告書および発電所の保管資料より収集した基礎資料を用いて検討を行った。この内、2011 年に開始される貯水池直上流に建設中であるナムグム第二発電所の発電開始による流況の変化が、重要事項である。ナムグム第二発電所運転開始後は、ナムグム第二発電所の貯水池に雨季の河川水が貯留され、乾季に放流される傾向になる。このことから、年間のナムグム 1 貯水池への流入量は平滑化されることとなる。この流況の変化を前提とし、本ナムグム第一発電所拡張計画では、代替案の 40 MW、60 MW、80 MW と 120 MW の各拡張規模に応じて貯水池運用ルールを作成した。作成された貯水池ルールを基に発電運用シミュレーションを行い、各代替案の発生電力量や出力を計算した。発生電力量計算の結果 40 MW のケースで 56 GWh の電力量の増加が見られたが、60 MW、80 MW、120 MW 拡張では、拡張規模が大きくなっても年間発生電力量は微増するに留まる結果となった。

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

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

プロジェクト評価に用いる経済・財務評価用の貯水池運用では、ナムグム第一発電所拡張による運用の変化は C1 地域に電力を送付する他の水力発電所にも影響を与えるため、EdL が所有するナムグム水系の他の水力発電所（ナムマン第三発電所、ナムルック発電所）の貯水池運用も考慮して検討を行った。また、本検討では検討年次を、2015 年、2020 年、2025 年とし、各検討年の拡

張前後とナムグム第二発電所有無の各ケースで発生電力量計算を行った。検討結果として、現状の平均年間発生電力量 1,012 GWh は、ナムグム第二発電所が運転を開始することにより、1,071 GWh (59 GWh 増加)となり、さらに、40 MW の拡張工事により、1,127 GWh (56 GWh 増加)となる。さらに、ナムグム第一発電所拡張後は、雨季に 24 時間フル運転することはなくなり、TOU の 13 時間ピークの内ナイトピーク (18:00 ~ 22:00) をフル運転し、昼間のピーク (9:00 ~ 18:00) で出力を調整することとなる。

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

(3) 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、事業開始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、水理計算および現地でのヒアリング調査の結果、本拡張計画の増設規模である 40 MW の場合では、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。

(4) 最適拡張計画

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

次のステップとして、選ばれた 4 組の有力案についてそれぞれの拡張による増加発電量を計算す

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

(5) 基本設計

選定された最適拡張案の基本設計を実施した。基本設計においては、増設6号機の定格貯水池水位の検討、増設6号機のペンストックの最適管径の選定、増設6号機取水口中心標高の検討、取水口およびペンストックのための仮設構造物の検討およびダム安定性の検討などの拡張工事必要な土木関連事項、ゲートおよびストップログ等の比較検討および電気設備について検討した。

(6) 放水庭水位の低下

本拡張工事の一部として、発電所下流側に位置する露頭を掘削撤去することにより、放水庭水位が低下すると判断した。よって、水理計算に使用するための河川横断測量を実施した。測量結果に基づいた水理計算を実施した結果、露頭を掘削することにより放水庭水位を約40 cm程度低下させることが出来、それにより年間発生電力量が5 GWh増加することが確認された。この露頭掘削による工事費用を考慮し、発電設備40 MW1台の増設と合体した拡張計画にすることで、全体の便益が向上することを確認した。従い、本拡張計画の実施の際には、発電所基礎掘削のための掘削機器を流用することによる下流側に位置する露頭も、掘削撤去も拡張工事の一部とすることが有効である。

(7) 事業費と実施計画

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

(8) 経済・財務分析

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

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

14.2 勧告

ラオス国の電力需要は、年間10%以上のペースで増加しており、特に、日中および夜間のピーク電力需要の伸びが顕著である。これに対し、ラオス国内の電力供給計画も国内電力供給を目的としたIPPプロジェクトが計画及び建設中である。しかし、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。ラオス国最大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し、

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を有効利用することになる。従い、本ナムグム第一発電所拡張計画を早期に実施するべきと判断する。

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

- (1) 本拡張計画は、既存発電所に 40 MW の増設を行うものである。ダムおよび発電所と電力需要地を結ぶ送変設備の新規の建設を必要とせず、建設費用を最低限に抑えることが出来、経済性が高い発電計画と判断される。また、環境面においても、拡張後も既存のナムグム 1 貯水池の最高水位に変化はなく移転住民がないことなど、環境負荷の少ない増設計画となっている。従い、今後、工事実施に至るまでスムーズな手続きが期待される。よって、ナムグム 1 拡張事業をラオス国 EdL の電源開発計画に正式に追記することについて、EdL と最終確認を行い、資金手当てについての日本およびラオス間の協議準備を早期に開始する必要がある。
- (2) 詳細設計においては、後述の詳細設計における留意点に従い、必要な追加調査の結果に基づいて、また、ナムグム第一発電所所員の意見も尊重し、建設工事入札図書の作成を行う必要がある。
- (3) 本拡張工事は、既設ダム堤体に穴を開けることにより新規の取水設備を設ける計画である。一方、ナムグム第一発電所の発電を継続しながらの施工が求められており、大深度潜水作業を伴う貯水池側仮締め切り工事が重要な課題となる。本件に関しては、詳細設計時に日本の類似した事例を参考として、安全で経済的な設計および施工計画を策定する必要がある。
- (4) 本拡張工事において、新規発電所は、既存発電所に近接した場所に建設されるために、基礎掘削などの振動が既存発電設備および発電所の運転自体に影響を及ぼす可能性がある。この拡張工事中の振動問題に関しては、詳細設計時に岩盤の強度などを考慮して発破振動についての検討を行い、安全対策を構築する必要がある。
- (5) 本拡張工事の財務分析は、ラオス国内電力料金に基づいた電力料金収入を用いて検討されている。この国内電力料金の値上げなどによる電力料金収入の変化は、直接的に財務分析結果に連動しており、今後の国内電気料金の動向を見守る必要がある。
- (6) ナムグム第二発電所は、2011 年に発電を開始し年間を通してナムグム第一発電所貯水池への流入量が平滑化される。従い、発電設備稼働時間率が増加し、特に乾季に於ける発電時間が現状より長くなる。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、長期メンテナンス計画の策定が重要である。さらに、6号機が追加されたあとのメンテナンス計画についても検討し、その貢献度を確認する必要がある。
- (7) 本調査における初期環境社会調査では、ナムリック川の維持流量として湧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湧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濁水流量が確保されるよう、ナムリック 1/2 水力事業者には維持流量の放流を求めるとともに勧告する。また、ナムリック 1/2 水力発電所運開後の運用は、監督官庁である DOE の監視下のもと、放流量パターンによる下流域住民の水利利用への悪影響がないかモニターする必要がある。モニターの結果悪影響があると判断される場合には WREA と共に是正を行うよう勧告していく必要がある。

第 15 章 事業実施に向けた提言

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

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

15.1 事業実施のための確認事項

C1 地域および北部地域の電力需給計画の状況確認

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

近傍水力発電事業開始後の河川流況の確認

ナムグム第一発電所貯水池の直上流に建設中であるナムグム第二発電所の 2011 年の発電開始以降に、既存発電所貯水池への流入量が、年間を通して平滑化される。この際に、ナムグム第一発電所の年間発生電力量は 6%程度増加する。本拡張計画は、このナムグム第二発電所が運転を開始した 4 年後の 2015 年に運転開始を予定している。40 MW 発電設備の拡張により年間発生電力量はさらに 5%程度増加する。この電力量増加のシミュレーション計算は、水文データおよびラオス国の EdL および DOE の貯水池運用方針である“国内電力需要に対する電力供給量不足の最

小化”に基づいて実施したものである。2011年のナムグム第二発電所が発電事業を開始した後の年間発生電力量および年間を通じた貯水池水位変動について調査し、本準備調査で検討した年間発生電力量の増分および2011年以降の貯水池運用ルールについて再確認する必要がある。

15.2 ラオス国電気料金の推移

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

15.3 詳細設計における留意点

次の段階の工事入札用詳細設計において、以下の調査・検討を実施する必要がある。

- 地形測量： 発電所拡張予定地および下流河川の縦横断測量
- 地質調査： 発電所拡張予定地の岩盤調査および現ダムコンクリートの強度調査
- 材料調査： 骨材採取予定地の材料調査および国産セメントの品質調査
- 環境調査： 下流河川水位変動現況調査・流域河川日流量調査・河川水理解析

設計に関連する留意事項は以下の通り：

- 土木設計： 現ダム下流端基礎岩掘削がダムの安定に及ぼす影響、洪水吐き側壁基礎岩掘削の伴う掘削斜面の安定化、新放水庭仮締切り岩体の安定化、およびダム穴あけに伴うダムコンクリート内応力集中
- 電機設計： 追加水車・発電機の設計を既存号機と調和させる、追加変圧器を既存変圧器と互換性をもたせる設計にする、新6号機制御盤を既存制御盤と調和させる、計画中の中央給電指令所へ情報送信可能な通信システムを導入する、および既存屋上開閉所の115kV母線を大容量母線と交換する。
- 機械設計： 取水口スクリーンの振動予防策、取水口ゲートの扉体/止水部材料と電源/油圧装置のバックアップ対策、取水口/放水口のガントリークレーン改造案、および水圧鉄管外周排水対策

拡張計画実施が、既設構造物に少なからず影響を及ぼす。以下に挙げるような影響について詳細設計時に検討を行い、対応策を立案する必要がある。

- ダムの穴あけ工事による振動が既設ダムのコンクリートに及ぼす影響
- 追加発電所のための基礎掘削工事による発破振動が既存の発電所建屋や運転中の発電機

器に及ぼす影響

- 既設主変圧器前の通路がダム穴あけ工事のための仮設斜路で塞がる。既設変圧器の保護法および緊急修理法についての検討。
- 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。退避中はガントリークレーンでのストップログやゲートの操作ができない。非常時におけるストップログやゲートの操作法を検討する。