

第5章 水文および貯水池運用計画

5.1 水文解析

5.1.1 概要

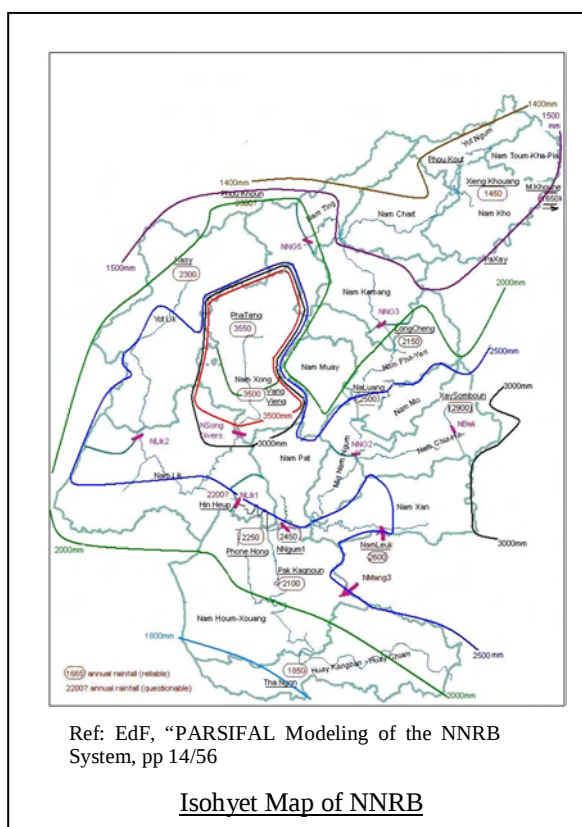
(1) 水文解析の目的

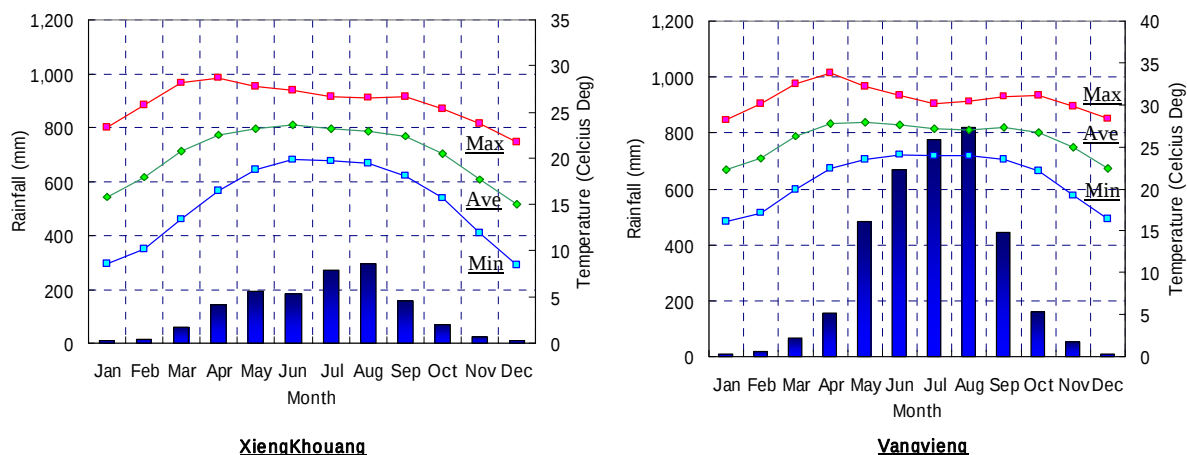
水文調査は計画の基礎となる水文資料を観測資料および過去調査報告書から収集し、資料を検証の上、水文基礎資料として用意することを目的とする。本水文調査の主な調査項目は以下の通り。

- 1) 既存開発計画、調査報告書で用いられた水文資料の収集および検証
- 2) 既設発電所の運用記録から水文資料の抽出
- 3) 本拡張計画の基礎となる水文量（降水量および流量）の整理

(2) ナムグム川流域気象概要

ナムグム川は標高約 1200 m の XiangKhouang 高原に源を発し、メコン河にそそぐ全長 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し、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 XiangKhouang 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。ナムグム川上流の XiangKhouang と Vangvieng における月間降雨量と気温を Figure 5.1.1 に示す。



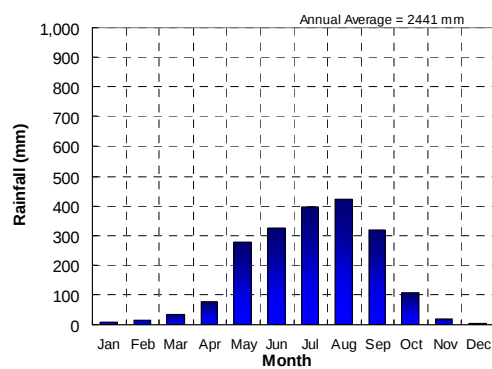


Source: DMH

Figure 5.1.1 Monthly Rainfall and Temperature at Xieng Khouang and Vanvieng

(3) 計画地点流域概要

ナムグム 1 ダムはナムグム川とメコン河の合流点から上流 140 km に位置し、ダムの持つ流域面積は 8,275 km² である¹。1972 年から 2007 年までの運用資料によると年平均降雨量は 2,441 mm となり明瞭な雨季・乾季を持つ。発電所の年間降雨量を Figure 5.1.2 に示す。



Data source: DOE

Figure 5.1.2 Monthly Rainfall Observed at NN1 Dam Site

ナムグム水系にはナムグム第一発電所を含め既設水力発電所が 3 箇所、建設中の水力発電所が 3 箇所ある。これら水力発電所ができることにより、雨季に偏っている河川流量が調整され、乾季の流量が多くなると見込まれる。

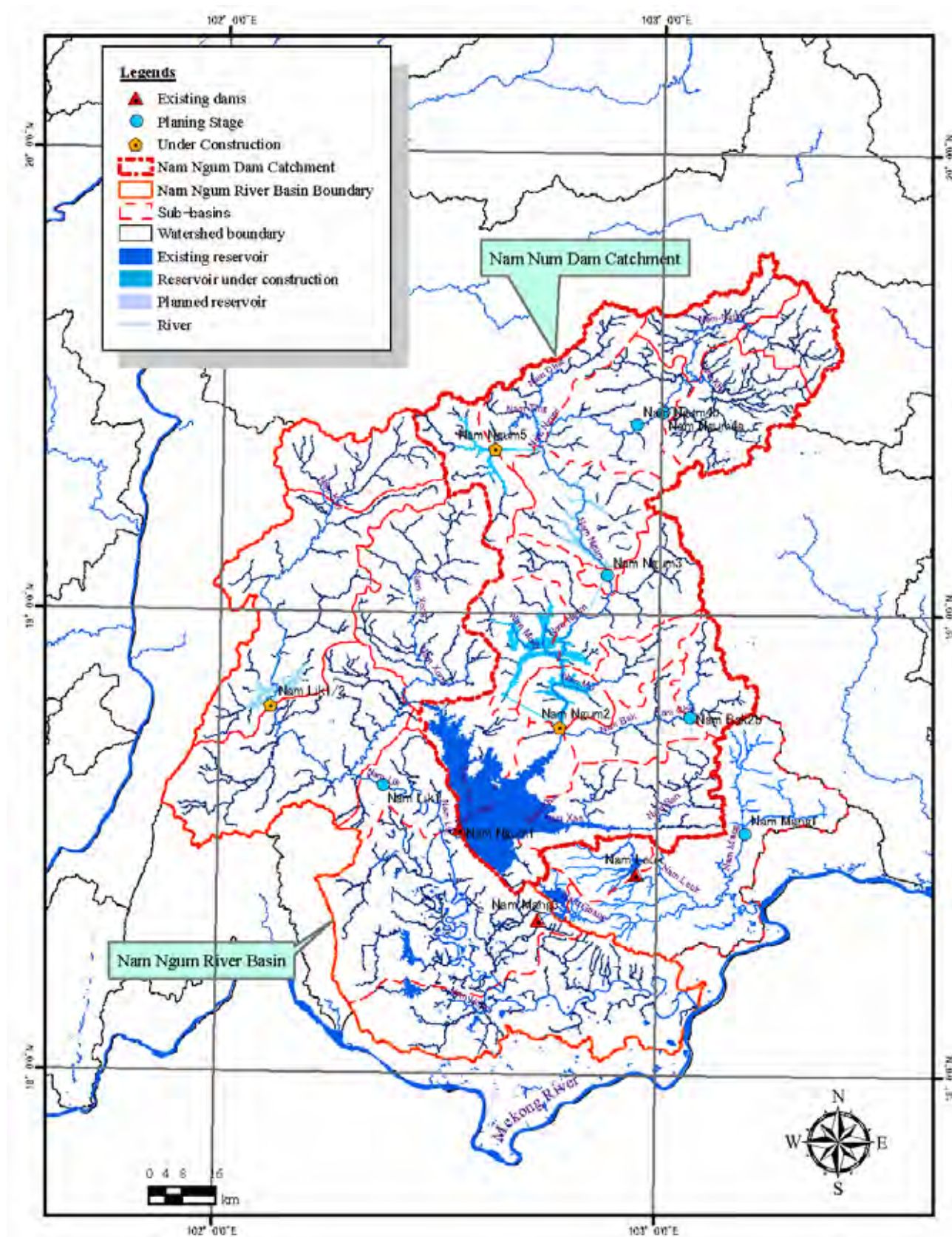
ナムグム水系水力発電所のもつ流域面積及び年平均雨量を Table 5.1.1 に示す。また、ナムグム川流域と各発電所位置図を Figure 5.1.3 に示す。

Table 5.1.1 Catchment Area and Annual Precipitation of Hydropower Schemes in NNRB

Seq. No.	NNRB Dam Site	Catchment Area (km ²)	Average Precipitation (mm)
1	Nam Ngum 5	420 ⁽¹⁾	2200
2	Nam Ngum 3	3769	1540
3	Nam Ngum 2	5688	1766
4	Nam Bak2 CA = 320.7	298	2900
5	Nam Bak 1 CA= 560	(550)	2800
6	Nam Ngum 1	8275	2022
7	Nam Song Diversion	1316	3662
8	Nam Lik 2	2048	2550
9	Nam Lik1	4921	2896
10	Nam Leuk	274+49	2700
11	Nam Mang 3	68+14	2700

Source: Output report on Activity 2.2: Basin Modeling

¹ NNBRDSP Report (2009)に依る。 NN1 Completion Report (1972)に示された面積は 8,460km²。

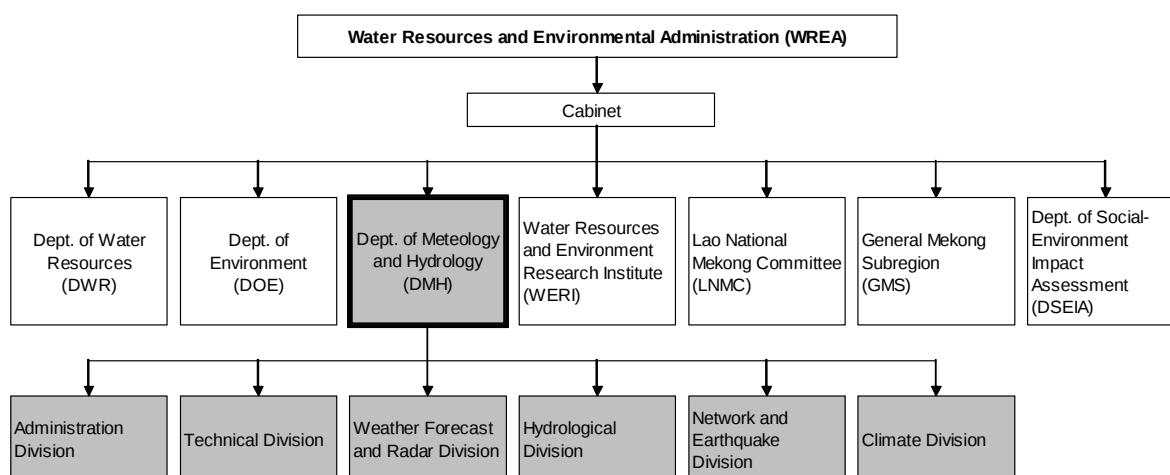


Prepared by the Survey Team using “GIS shapefiles” obtained from National Geographic Department.

Figure 5.13 River Basin Boundaries and Locations of Hydropower Scheme

5.1.2 水文資料の収集

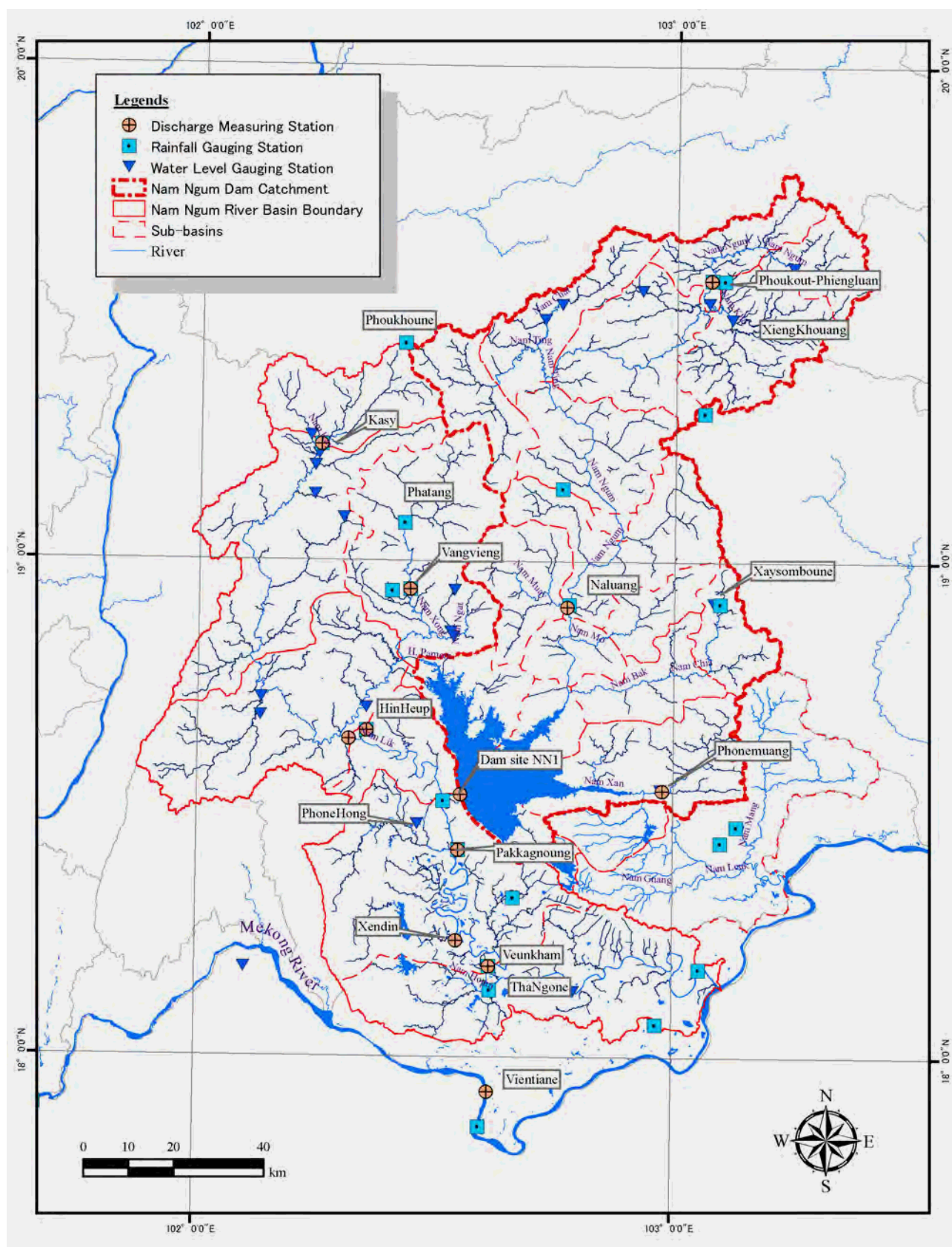
ナムグム川流域の雨量、流量、気象等の観測は水資源環境庁（Water Resources and Environmental Administration：WREA）管轄の気象水文局（Department of Meteorology and Hydrology：DMH）が実施し、観測所の運営管理およびデータの収集整理を行っている。DMH の組織図を Figure 5.1.4 に示す。2002 年から開始された ADB と ADF の援助による Nam Ngum River Basin Development Sector Project（NNRBDSP）の Component 2 では、ナムグム川流域の 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。



Source: DMH

Figure 5.1.4 Organization Chart of WREA and DMH

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。ナムグム川流域の水位、流量、雨量観測所位置を Figure 5.1.5 に示す。



Data Source: NNRBDSP Component 2

Figure 5.1.5 Meteorological Stations in the Nam Ngum River Basin

(1) 降雨資料

1) 雨量観測所

ナムグム川流域の雨量観測所のリストを Table 5.1.2 に示す。

Table 5.1.2 List of Rainfall Stations in Nam Ngum River Basin

Seq. No.	Station	River Name	Latitude	Longitude	Duration of data series	Manager
1	Dam site Nam Ngum1	Nam Ngum	18.53000	102.55333	1972 to now	EDL
2	Hai	Nam Ngum	18.41797	102.54995	65 to 68, 1970 to 77, 1990 to now	DMH
3	Hatdokkeo		17.86000	102.59806	1985 to now	MAF
4	HinHeup	Nam Lik	18.65800	102.35467	1968 to now	DMH
5	Kasy	Nam Lik	19.23389	102.25306	1969 to now	DMH
6	Khoune	Nam Kuang	18.93898	102.40526	2006 up to now	DMH
7	Naluang	Nam Ngum	18.91333	102.77833	1987 up to now	DMH
8	Napheng	Nam Ngum	18.32139	102.66694	2003 to now	DMH
9	Nasone		18.06667	102.96667	1966 to 76/79/82/91 to now	DMH
10	Pakkagnoung	Nam Ngum	18.41767	102.55000	65 to 68, 1970 to 77, 1990 to now	DMH
11	PakNgum	Nam Ngum	18.17833	103.05667		DMH
12	Phatang	Nam Ngum	19.07604	102.43024	64 to 79, 1994 to 2002, 2004	DMH
13	Phaxay	Nam Ngum	19.30000	103.06000	96 to 2000	DMH
14	PhoneHong	Nam Ngum	18.46667	103.13333	1971 to now	DMH
15	Phoukoun		19.43917	102.42667	1996 to now	DMH
16	Phoukout-Phiengluang (automatic)	Nam Ngum	19.56778	103.10000	88 to now	DMH
17	Phoukout-Phiengluang (manual)	Nam Ngum	19.56972	103.07250	88 to now	DMH
18	Sanakham	Mekong	17.90000	101.66667	2006 to now	DMH
19	Tad Leuk	Nam Leuk	18.43333	103.10000	1991 to now	EDL
20	Thalat	Nam Ngum	18.51667	102.51667	1980/82/85/87 to 89, 95 to now	DMH
21	ThaNgone	Nam Ngum	18.13466	102.61869	65 to 2004	DMH
22	Vangvieng	Nam Ngum	18.94278	102.44333	88 to 2007	DMH
23	Veunekham	Nam Ngum	18.18333	102.61667	1990 to 92, 94 to now	DMH
24	Xaysomboune	Nam Cha	18.91556	103.09583	1987 to now	DMH
25	XiengKhouang		19.14611	102.76167	1982 to now	DMH
26	Xiengneun		19.76028	102.18111	1998 to 2005	DMH
27						

Source; NNRBDSP, Output Report on Activity 2.1: Data Base and Monitoring Network

上表に示すとおり、ナムグム川流域には 25 箇所の雨量観測所があり、Hatdokkeo と TadLeuk を除く全ての観測所が DMH 所属のものである。

2) 降雨量

これら雨量観測所の観測資料は NNRBDSP の Component 2 の中で、コンサルタント (EdF) により収集されている。収集された降雨資料は検証のため現地の観測状況が確認され、ダブルマスカーブにより他観測所資料との整合性の検証が行われている。DOE を通じて調査団が入手した NNRBDSP の Component2 の報告書を見る限り、EdF による検証方法は妥当であり、同調査で検証および修正された降雨資料は本調査でも使用可能と判断する。

(2) 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が本調査で利用可能である。以下に本調査で利用可能な流量資料を述べる。

▶ NNRBDSP による検証済み資料

ナムグム川流域では主に DMH により、水位観測と流量観測が行われている。ナムグム川流域内の水位・流量観測所のリストを Table 5.1.3 に示す。

Table 5.1.3 List of Discharge and Water Level Measuring Stations

Station	River Name	Latitude	Longitude	Duration of Data Series	Manager
Discharge					
(1) Dam site Nam Ngum1	Nam Ngum	18.5300000	102.5533333	88-2004	EDL
(2) HinHeup upstream	Nam Lik	18.6408853	102.3171377	1987 up to now	DMH
(3) HinHeup	Nam Lik	18.6580000	102.3546667	1987 up to now	DMH
(4) Kasy	Nam Lik	19.2338889	102.2530556	1987 up to now	DMH
(5) Mo	Nam Mo	18.8786111	103.9202778	2006 up to now	DMH
(6) Naluang	Nam Ngum	18.9080000	102.7736667	1987 - now	DMH
(7) Pakkagnoung	Nam Ngum	18.4176667	102.5500000	65-68, 1970-77 90- now	DMH
(8) Phoonemuang	Nam Xan	18.5391667	102.9775000	2006 up to now	DMH
(9) Vangvieng	Nam Song	18.9427778	102.4433333	1988-95, 97-now	DMH
(10) Veunkham	Nam Ngum	18.1833333	102.6166667	1989 up to now	DMH
(11) Vientiane-km4	Mekong	17.9308333	102.6158333		WAD
(12) Xendin	Nam Ngum	18.2342885	102.5466035	2006 up to now	DMH
(13) Phiengluang (Ban Leum)	Nam Ngum	19.5683333	103.0713889	1986 -now	DMH
Water Level					
(1) Ban Nong	Nam Kei	19.2513889	102.2305556	2006 up to now	DMH
(2) Done	Nam Tong	18.6863889	102.1311111	2006 up to now	DMH
(3) Kasy	Nam Lik	19.2141667	102.2477778	1969-76, 88 => now	DMH
(3) Kasy-NamKay	Nam Kay	19.0861111	102.3016667	2006 up to now	DMH
(4) Kasy-NamPang	Nam Pang	19.1327778	102.2405556	2006 up to now	DMH
(4) KhangKhai	Nam Gnuane	19.4808333	103.2494444	2005 up to now	DMH
(5) Khoune	Nam Kuang	18.9407727	102.5364639	2006 up to now	DMH
(5) Khualek	Nam Meuy	29.5183333	102.7561111	2006 up to now	DMH
(6) Latbouak	Nam Ngum	19.5944444	103.2447222	2006 up to now	DMH
(6) Latgon	Nam Kho	19.4894444	103.1158333	2006 up to now	DMH
(7) Muang Fuang	Nam Lik	18.7233333	102.1321667	2006 up to now	DMH
(7) Nabong	Nam Ngum	18.1316667	102.7927778	1982-85/95 2006-now	DMH
(8) Nam Chat	Nam Chat	19.4877778	102.7208333	2006 up to now	DMH
(8) Nam Cheng	Nam Cheng	18.4694444	102.4630000	2006 up to now	DMH
(9) Nam Mone	Nam Mone	18.8563889	102.5291667	2006 up to now	DMH
(9) Nam Sana	Nam Sana	19.1905556	102.2405556	2006 up to now	DMH
(10) PakNgum	Nam Ngum	18.1788889	102.1016667	2002 up to now	DMH
(10) Pakvang	Nam Song	18.7038889	102.3538889	2006 up to now	DMH
(11) Phiengluang (Ban Leum)	Nam Ngum	19.5219444	103.0669444	96-now	DMH
(11) Phonemuang	Nam Xan	18.5391667	102.9725000	2006-now	DMH
(12) Thalut	Nam Ngum	18.5166667	102.5166667	1966-now	DMH
(12) ThaNgone	Nam Ngum	18.1346553	102.6186857	1965- now	DMH
(13) Vangheua	Nam Ngat	18.8466667	102.5358333	2006 up to now	DMH
(13) Xay	Nam Soui	19.5469444	102.9258333	2006 up to now	DMH
(14) Xaysomboune	Nam Cha	18.9155556	103.0819444	2006-now	DMH

Source: NNRBDSP, Output Report on Activity 2.1: Data Base and Monitoring Network

これらの観測資料は雨量資料と同じく、NNRBDSP でコンサルタント (EdF) によりデータの検証が行われ、調査団は DOE より検証済みデータを受領した。EdF の検証では、水位観測状況を現地で確認の上、必要に応じて Rating Curve が見直され流量資料が修正されている。本調査でもこの検証済み流量資料を使用しても問題は無いものと考えられる。

▶ 過去調査報告書の流量資料

ナムグム川流域では、NNRBDSP 以外にも過去にナムグムダムや他の水力発電事業（ナムルック水力発電等）を対象とした調査報告書が残されている。それら報告書の流量資料も検証の上、本調査でも利用する。本調査で収集した過去調査報告書は以下の通り。

Table 5.1.4 List of Available Discharge Data from the Past Studies

Data Reference	Type of Data	Duration of Available Data
Nam Ngum 1 Hydropower Extension Feasibility and Engineering Study (1995) by Lahmeyer International	Nam Ngum 1 Inflow Nam Leuk Diversion flow Nam Song Diversion flow	1949 to 1994
Nam Mang 3 Hydropower Development Feasibility Study (1994) by Lahmeyer International	Nam Mang 3 Inflow	1949 to 1993
Nam Lik Hydropower Project Feasibility Study Report (2005) by China International Water & Electric Corp.	Nam Lik 1/2 Inflow	1968 to 1974 1988 to 2003
Nam Bak 1-2 Hydro Power Project Technical Feasibility Report	Nam Bak 1-2 Inflow	1972 to 2003

また、調査団はナムグム 1 貯水池直上流で建設中のナムグム第二水力発電所の事業者（SouthEast Asia Energy Limited）からナムグム第二水力発電所放流量の推測値を受領しており、それら資料も検証の上利用する。

▶ 既設発電所運用記録

調査団は既設のナムグム第一水力発電所、ナムルック水力発電所、ナムマン第三水力発電所及びナムソン転流堰から運用記録を収集した。これら運用記録から流量資料を抽出し、流量資料として利用する。

既設水力発電所の利用可能な運用記録と期間は以下の通りとなる。

Table 5.1.5 List of the Operation Data Available for the Survey

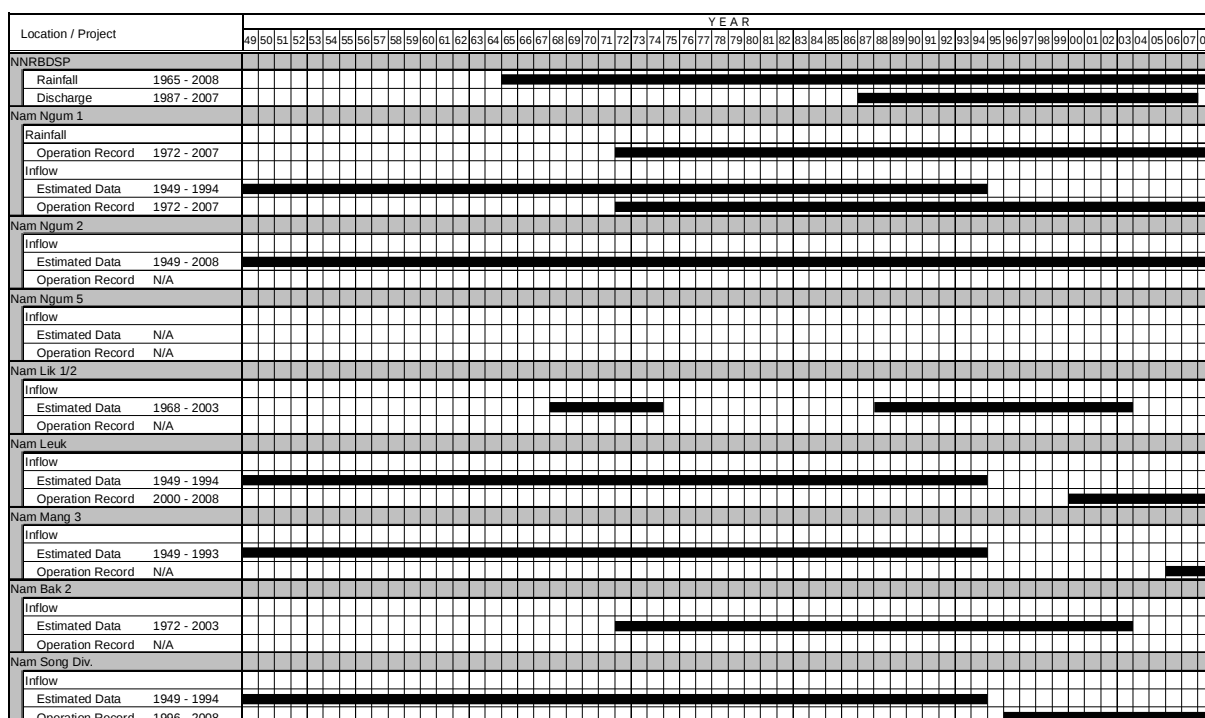
Data Reference	Duration of Available Data
(1) Operation Record of NN1 Hydropower Station	1972 to 2008
(2) Operation Record of Nam Leuk Hydropower Station	2000 to 2008
(3) Operation Record of Nam Mang 3 Hydropower Station	2006 to 2008
(4) Operation Record of Nam Song Diversion	1996 to 2008

5.1.3 水文解析

(1) 水文基礎資料としての期間

5.1.2 節の水文資料の収集では、ナムグム川流域の水文資料を NNRBDSP で収集・検証された資料、過去調査報告書および発電所運用記録から収集した。しかし、収集したデータの期間は異なり、本調査ではこれら水文資料の重なりやデータ精度、各資料の有する期間を考慮して水文基礎資料としての期間を決定する。

調査団が入手したナムグム川流域の水文資料の期間を Figure 5.1.6 に示す。



Prepared by JICA Survey team

Figure 5.1.6 Duration of Hydrological Data Available for the Survey

1995 年に実施された Lahmeyer International による F/S 報告書ではナムグム第一発電所へのナムグム川からの流入量とナムソン転流堰、ナムルック水力発電所からの転流量を 1949 年～1994 年まで推定している。また、1995 年の F/S 報告書と同時期に実施された Lahmeyer International によるナムマン第三水力発電所 F/S 報告書でも 1949 年から 1994 年までのデータが推定されている。

本調査では拡張後のナムグム水力発電所の運用をナムグム第一水力発電所のみならず、C1 地域に電力を供給するナムグム川流域および近傍の水力発電所の運用も考慮する。そのためには、ナムリック 1/2 など国内向け IPP 水力の計画地点における水文資料も必要に応じて用意しなければならない。しかし、流量資料を生成・検証するために必要な雨量データが 1965 年以降しかないため、1995 年の F/S 報告書の水文資料開始年である 1949 年を本調査の水文基礎資料開始年として採用することは難しい。

水文資料の最低限必要な期間の規定は、例えば、日本の中小水力発電計画の場合必要とされる水文資料の期間は最低 10 年である²。他では米国で水力発電事業を実施しているアメリカ工兵隊のマニュアルでは、水文資料の最低必要期間を 30 年としている³。

本ナムグム 1 拡張調査では、ナムグム第一発電所の運用記録が 30 年以上利用可能であること、雨量データが 1965 年以降しかなく、他の IPP の調査報告書の水文量の情報が限られていることを鑑み、ナムグム第一発電所の運用開始年である 1972 年を水文基礎資料の開始年とすることとした。

水文基礎資料の終了年は NNRBDSP で主な検証済みデータが 2007 年までであることから、終了年は 2007 年とする。よって、本調査では水文基礎資料の期間を 1972 年 - 2007 年の 36 年間とする。

² 「中小水力発電ガイドブック」新エネルギー財団、水力本部

³ US Army Corps of Engineers, Engineer Manual, No.1110-2-1701, Engineering and Design, Hydropower

(2) ナムグム第一発電所観測雨量

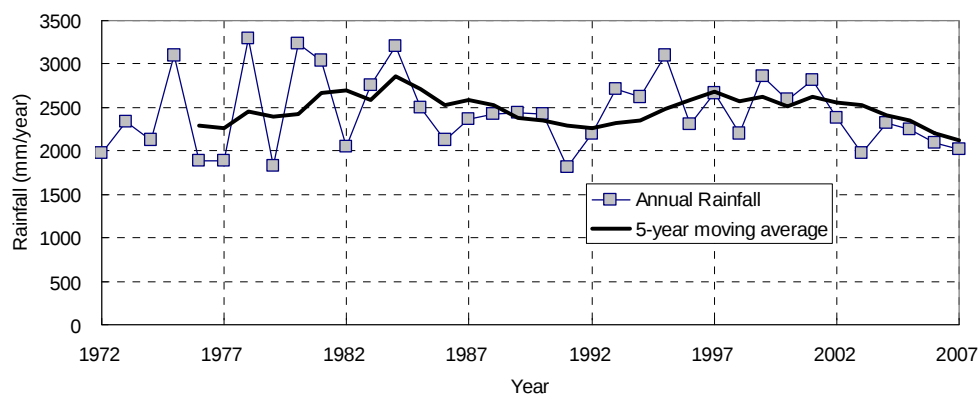
ナムグム第一発電所で観測された月平均雨量を以下に示す。

Table 5.1.6 Observed Rainfall Data at NN1 Hydropower Station

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
1972	0	0	50	138	106	384	275	510	198	300	15	0	1975
1973	0	0	109	15	349	224	582	389	650	15	4	0	2337
1974	2	1	25	145	229	264	431	423	202	332	72	1	2127
1975	56	28	26	45	495	686	559	717	213	249	19	0	3092
1976	0	4	0	112	384	320	260	546	185	71	7	0	1889
1977	57	0	32	123	233	152	284	480	461	38	27	0	1886
1978	0	19	42	226	704	638	702	491	388	78	7	0	3295
1979	0	4	0	117	370	286	260	536	245	10	0	0	1828
1980	0	53	20	17	721	602	1016	311	478	16	0	0	3233
1981	0	90	83	266	192	239	832	597	281	424	31	0	3035
1982	0	17	36	80	198	292	262	527	518	100	26	0	2056
1983	63	0	5	25	290	496	644	518	415	263	31	0	2751
1984	0	54	46	49	369	424	733	788	347	339	47	0	3196
1985	45	25	0	105	333	571	422	403	459	109	29	0	2500
1986	0	0	0	92	375	433	503	382	218	99	0	23	2125
1987	0	64	14	91	170	431	261	477	625	155	79	0	2366
1988	0	21	8	102	313	356	642	633	191	162	0	0	2428
1989	22	4	15	56	442	468	343	463	450	146	35	0	2444
1990	2	19	70	72	368	431	404	417	454	111	69	0	2416
1991	0	0	94	34	269	304	476	257	343	28	0	8	1813
1992	34	29	0	0	503	366	408	483	297	41	0	45	2205
1993	0	0	6	146	484	463	854	230	520	8	1	0	2713
1994	0	19	121	42	439	617	361	538	251	202	13	18	2620
1995	1	15	7	115	304	425	794	1050	295	85	0	0	3092
1996	0	32	44	276	174	409	331	408	356	129	145	0	2302
1997	1	4	50	122	121	264	827	594	449	227	0	0	2658
1998	0	1	23	47	271	353	384	663	355	87	16	0	2199
1999	6	0	61	130	496	453	323	656	532	178	6	14	2853
2000	0	6	9	158	430	538	245	633	538	22	4	0	2584
2001	1	0	274	9	350	303	508	718	480	167	4	0	2813
2002	3	4	15	54	377	353	398	576	359	168	32	38	2376
2003	5	5	28	51	242	367	344	442	487	11	1	0	1981
2004	3	47	57	173	358	317	439	441	468	10	0	0	2312
2005	0	31	3	47	112	589	473	468	484	11	25	0	2241
2006	0	5	65	71	338	188	598	369	306	160	0	0	2100
2007	0	26	0	44	307	255	220	416	546	204	3	0	2020
Mean													
1972 - 1980	13	12	34	104	399	395	485	489	336	123	17	0	2407
1981 - 1990	13	29	28	94	305	414	505	521	396	191	35	2	2532
1991 - 2000	4	11	42	107	349	419	500	551	393	101	18	9	2504
2001 - 2007	2	17	63	64	298	339	426	490	447	104	9	5	2263
Statistics for 1972 - 2007													
Mean	8	17	40	94	339	396	483	515	390	132	21	4	2441
Max	63	90	274	276	721	686	1016	1050	650	424	145	45	3295
Min	0	0	0	0	106	152	220	230	185	8	0	0	1813
STDV	18	22	51	67	143	133	207	156	129	108	30	11	427

Data source; Nam Ngum 1 Hydropower Station

上表より、ナムグム第一発電所における 1972 年から 2007 年までの年間平均降雨量は 2,441 mm である。10 年間ごとの推移を見ると、1972 年から 2007 年までは 2,400 mm から 2,500 mm の範囲にあるが、2001 年以降は 2,263 mm と低い値となっている。ナムグム第一発電所における年間降雨量の推移を Figure 5.1.7 にしめす。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 5.1.7 Annual Rainfall and 5-year Moving Average

上図では5年間の移動平均線も併せて図示している。10年間の平均降雨量の傾向と同じく、ナムグム第一発電所では年間降雨量が2,500 mmで推移しているが、2002年以降は年間降雨量が2,500 mmから減少傾向にあり、2,000 mmに近づきつつある。

(3) ナムグム川流域平均雨量

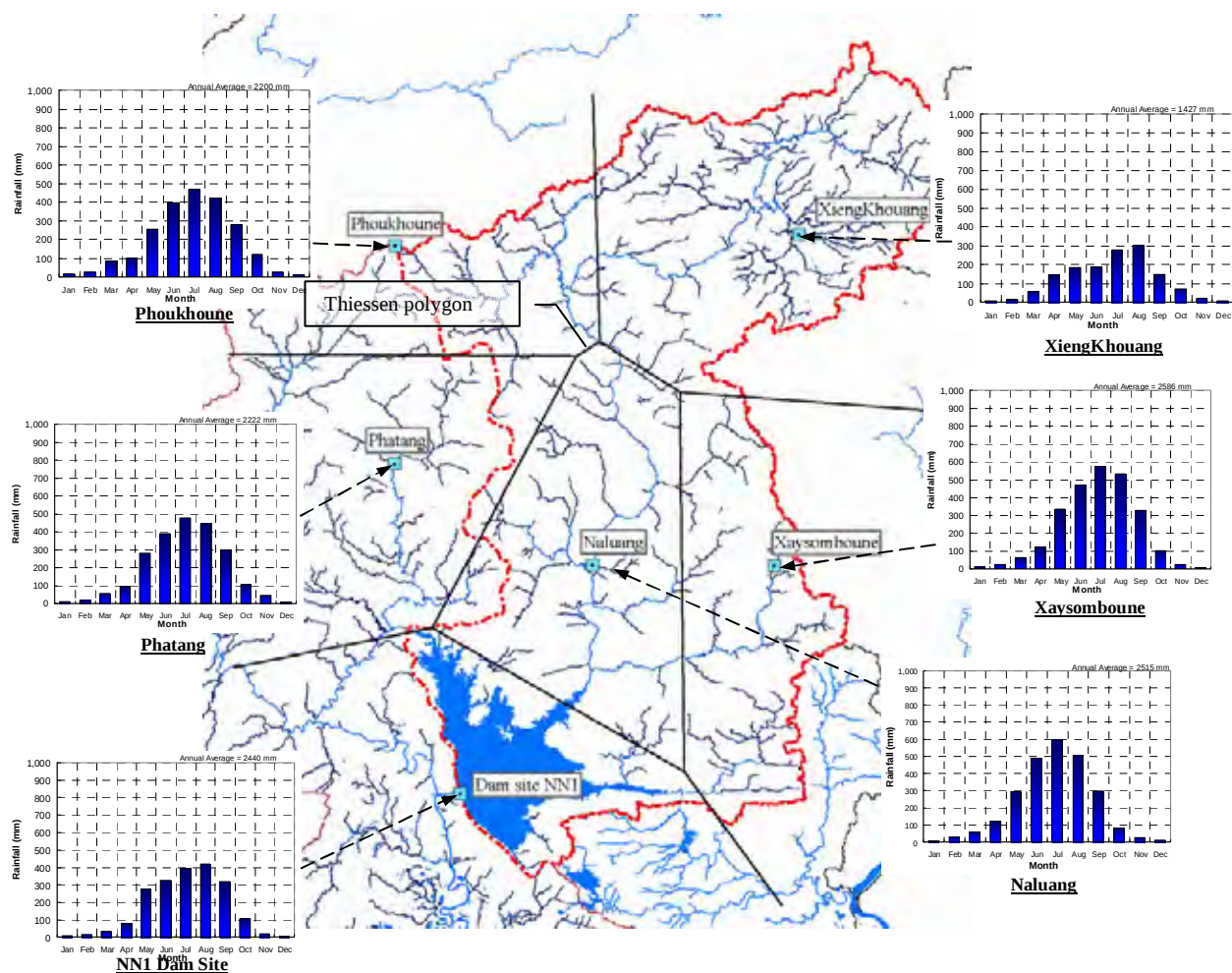
NNRBDSPで各観測所の雨量資料の精度と信頼性が検証されている。本検討では、水文基礎資料としての必要な期間および信頼性を考慮し以下に挙げる雨量観測所の雨量資料を採用した。

Table 5.1.7 List of Rainfall Station Used in the Survey

Seq. No.	Station	River Name	Latitude	Longitude	Duration of data series	Manager
1	Dam site Nam Ngum1	Nam Ngum	18.53000	102.55333	1972 to now	EDL
2	Naluang	Nam Ngum	18.91333	102.77833	1987 up to now	DMH
3	Phatang	Nam Ngum	19.07604	102.43024	64 to 79, 1994 to 2002, 2004	DMH
4	Phoukoun		19.43917	102.42667	1996 to now	DMH
5	Xaysomboune	Nam Cha	18.91556	103.09583	1987 to now	DMH
6	Xiengkhouang		19.14611	102.76167	1982 to now	DMH

Source; NNBDSP, Output Report on Activity 2.1: Data Base and Monitoring Network

これら観測所の位置と Thiessen 分割図および月平均雨量図を Figure 5.1.8 に示す。



Data Source: NNRBDSP Component 2

Figure 5.1.8 Location of the Rainfall Gauging Station, Monthly Rainfall and Thiessen Polygon

Figure 5.1.8 に示す Thiessen 分割による各雨量観測所資料の適用面積は以下の通り。

ナムグム第一発電所

Table 5.1.8 Area of Thiessen Polygon

No.	Station	River Name	Thiessen Polygon Area (km ²)
1	Dam site Nam Ngum1	Nam Ngum	1,079
2	Naluang	Nam Ngum	2,081
3	Phatang	Nam Ngum	232
4	Phoukhoune		836
5	Xaysomboune	Nam Cha	1,560
6	Xiengkhouang		2,574

Prepared by JICA Survey Team

ナムグム 1 ダムがもつ流域の平均雨量は各観測所が受け持つ面積と雨量の加重平均により次式の通り求まる。

$$R_{ave} = \frac{\sum_{i=1}^n A_i R_i}{\sum_{i=1}^n A_i}$$

ここに、

R_{ave} : 流域平均雨量 (mm)

A_i : 観測所 i が受け持つ面積 (km^2)

R_i : 観測所 i の年間平均雨量 (mm)

これより、ナムグムダム流域の年間平均雨量は、2,079 mm と求まる。

(4) 雨量資料の相関

各雨量観測所の月雨量資料の相関をとり、各雨量データの関連性を調べる。各雨量観測所データ同士の相関を Table 5.1.9 に示す。

Table 5.1.9 Correlation of Rainfall Data

	Station Name								
	XiengKhouang	Xaysomboune	Phoukoun	Naluang	Phatang	NN1	Hinhuep	N Leuk	Thangone
XiengKhouang		0.846	0.781	0.820	0.832	0.785	0.772	0.799	0.716
Xaysomboune	0.846		0.861	0.941	0.922	0.914	0.876	0.899	0.845
Phoukoun	0.781	0.861		0.834	0.866	0.809	0.814	0.800	0.747
Naluang	0.820	0.941	0.834		0.892	0.862	0.811	0.885	0.805
Phatang	0.832	0.922	0.866	0.892		0.854	0.854	0.867	0.797
NN1	0.785	0.914	0.809	0.862	0.854		0.850	0.933	0.897
Hinhuep	0.772	0.876	0.814	0.811	0.854	0.850		0.832	0.774
N Leuk	0.799	0.899	0.800	0.885	0.867	0.933	0.832		0.918
Thangone	0.716	0.845	0.747	0.805	0.797	0.897	0.774	0.918	

Prepared by JICA Survey team

上表を見る限り、各観測所雨量データ同士の相関は比較的高く、互いの観測所データの相関があると認められる。

(5) 流量資料の相関

雨量観測資料の相関チェックと同じく、流量資料についても各観測所の月平均流量資料の相関をとり、流量資料の関連性を調べる。各流量観測所資料同士の相関を Table 5.1.10 に示す。

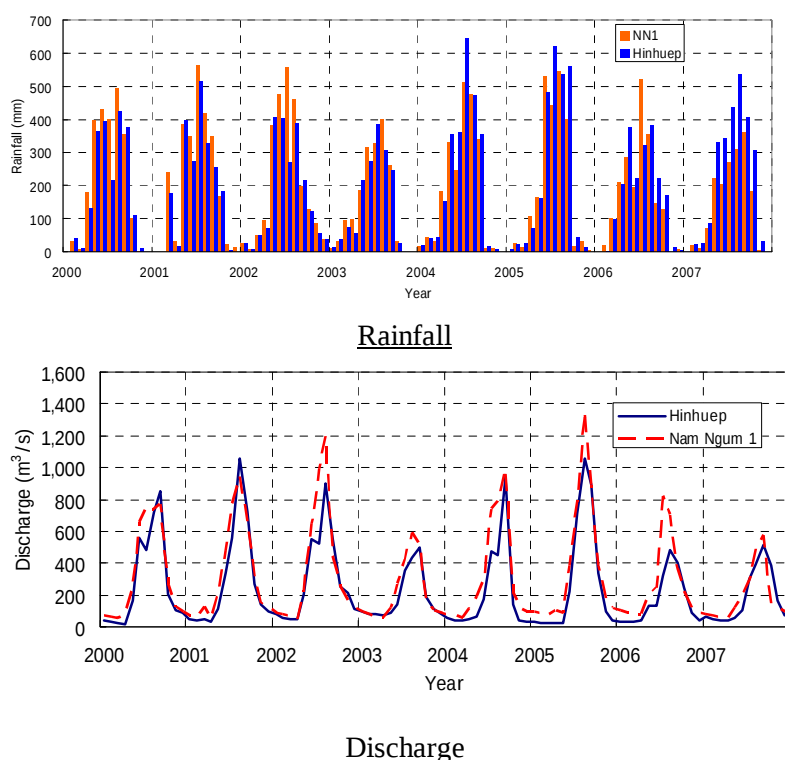
Table 5.1.10 Correlation of Discharge Data

	Station Name							
	Hinhuep	Van Vieng	Kasy	Naluang	NN1	NL	NM3	Nam Song
Hinhuep		0.899	0.909	0.927	0.939	0.869	0.849	0.917
Van Vieng	0.899		0.805	0.924	0.935	0.893	0.814	0.943
Kasy	0.909	0.805		0.889	0.858	N/A	N/A	0.848
Naluang	0.927	0.924	0.889		0.973	0.840	0.840	0.951
NN1	0.939	0.935	0.858	0.973		0.849	0.875	0.970
Nam Leuk	0.869	0.893	N/A	0.840	0.849		0.802	N/A
Nam Mang 3	0.849	0.814	N/A	0.840	0.875	0.802		N/A
Nam Song	0.917	0.943	0.848	0.951	0.970	N/A	N/A	

Prepared by JICA Survey team

Table 5.1.10 の”N/A”は期間が重なるデータがないことを示す。

表から各観測所流量データ同士の相関は比較的高く、互いの観測所データの相関があると認められる。理由としては、流域全体の雨量パターンと流出パターンがほぼ均一であることが考えられる。例としてナムグム 1 ダムとナムグム水系の Hinhuep の流域月平均降雨量と月平均流量を Figure 5.1.9 に示す。



Source: NNRBDSP, Component 2

Figure 5.1.9 Comparison of Hydrograph between Hinhuep and NN1 Hydropower Station

両者を比べると雨量パターンが似通っており、流量パターンも似通った形状になっている。高い相関係数はこのようにナムグム水系が全体的に雨量と流量のパターンが均一であることを示している。

(6) 流量観測所における平均流量および流況

観測所データを基に月平均流量を算定する。各観測所の月平均流量を Table 5.1.11 に示す。

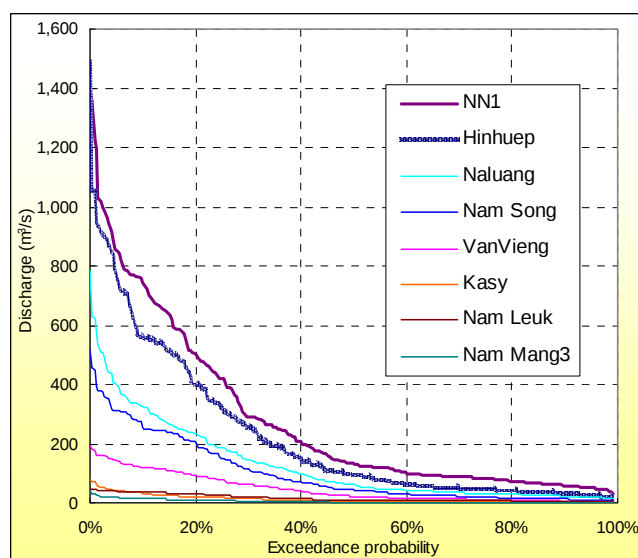
Table 5.1.11 Monthly Discharge at the Discharge Measuring Stations

	Rainfall (mm)	Catchment Area* (km ²)	Average Inflow (m ³ /s)
Hinhuep	1,941	5,115	221
Van Vieng	2,222	2,062	48
Kasy	2,177	374	13
Naluang	1,853	4,852	127
NN1 ¹⁾	2,079	8,275	280
Nam Leuk	2,566	323	17
Nam Mang 3	2,325	116	5
Nam Song	2,229	3,082	98

1) NN1flow indicates the inflow into NN1 Reservoir from the NN river, which exclude Nam Song and Nam Leuk diversion flow

* Data source; NNRBDSP, Component 2

各観測所流量の流況曲線を Figure 5.1.10 に示す。



Data source; NNRBDSP, Component 2

Figure 5.1.10 Discharge Duration Curves

ナムグム川流域は雨季乾季の明瞭な熱帯モンスーンに属するため、概ね雨季にあたる超過確率 25%以下の流量と乾季の低水量（75%流量）では、大きな差があることが流況曲線から見て取れる。

(7) 流出率の算定

前述の年間平均雨量と平均流量から流出率が求まる。平均流量は雨量と比べられるように流出高に換算する。

Table 5.1.12 Runoff Coefficient of the Nam Ngum River Basin

	Rainfall (mm)	Runoff Height (mm)	Runoff Coefficient
Hinhuep	1,941	1,360	0.70
Van Vieng	2,222	728	0.33
Kasy	2,177	1,090	0.50
Naluang	1,853	826	0.45
NN1	2,079	1,068	0.51
Nam Leuk	2,566	1,654	0.64
Nam Mang 3	2,325	1,449	0.62
Nam Song	2,229	1,008	0.45
Average		1,148	0.53

* Data source; NNRBDSP, Component 2

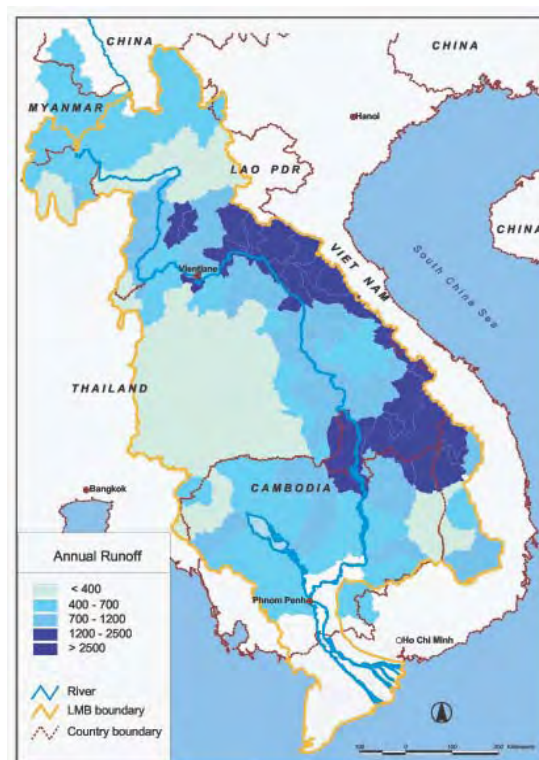
上表よりナムグム川流域の流出高の平均は1,148 mm となる。

メコン委員会発行の”Overview of the Hydrology of the Mekong River Basin (Nov, 2005)”によれば、ナムグム川流域の流出高は一部 1,200mm を超えるが、大部分が 700 mm ~ 1,200 mm の範囲にある。よって、上表の平均流出高 1,148mm は妥当な数値であるといえる。

(8) ナムグム2ダムからの放流量推定

調査団はナムグム第二水力発電所事業者の SouthEast Asia Energy Limited からナムグム第二水力発電所からの放流量の推定値を受領した。

受領した放流量を Table 5.1.13 に示す。



Ref: Mekong River Commission(2005) "Overview of the Hydrology of the Mekong Basin," November 2005, pp 28-29.

Annual Runoff of the Mekong River Basin

Table 5.1.13 Estimated Monthly Average Discharge from Nam Ngum 2 Hydropower Station

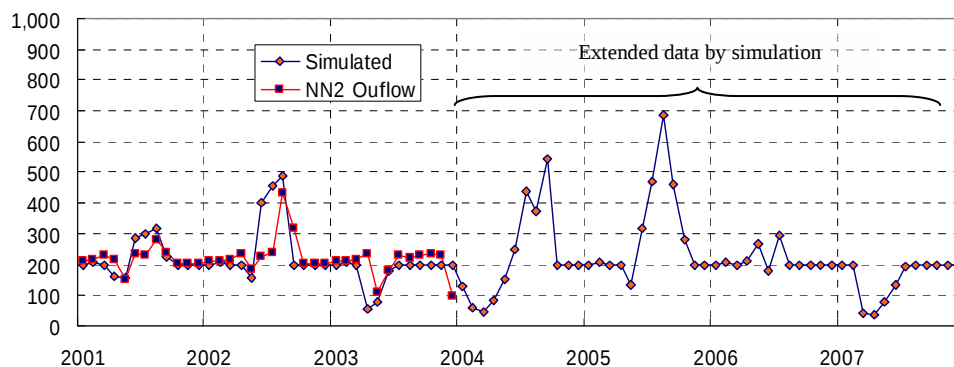
unit : m³/s

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Yearly Mean
1972	203.1	213.9	223.5	224.7	101.5	166.8	229.0	391.2	433.0	272.1	202.0	198.3	238.8
1973	207.9	209.6	218.6	218.2	215.9	182.1	229.0	277.8	433.0	282.6	202.2	199.0	239.7
1974	209.1	211.7	214.3	233.2	125.4	204.8	231.2	226.8	214.7	216.5	217.8	217.8	210.2
1975	234.0	140.9	45.0	37.3	80.0	213.8	230.8	265.8	433.3	286.6	193.9	205.9	197.5
1976	208.2	203.2	220.9	232.5	159.0	207.1	226.3	216.6	216.4	204.6	209.9	214.2	210.5
1977	210.0	223.3	235.0	233.3	73.7	81.8	216.9	226.1	222.0	214.1	228.9	237.7	200.1
1978	92.5	46.8	46.7	44.1	82.7	233.5	231.2	430.7	432.6	194.7	203.8	201.3	187.4
1979	211.5	213.4	223.1	224.2	213.3	209.7	225.5	224.6	209.5	216.1	218.9	219.3	217.5
1980	234.9	141.5	44.9	45.9	87.6	222.4	237.9	206.3	281.7	203.7	196.4	209.0	176.6
1981	211.8	214.6	216.0	233.3	140.2	233.5	239.8	433.9	432.6	394.8	194.3	206.5	262.9
1982	200.8	210.1	218.5	226.4	228.1	234.2	232.9	265.5	206.0	243.3	202.5	206.8	223.1
1983	201.0	210.0	218.4	227.4	227.8	154.6	216.9	222.6	214.1	203.9	212.4	218.6	210.8
1984	214.4	230.8	140.6	84.0	79.0	178.1	229.0	278.4	199.9	206.2	206.8	203.2	188.0
1985	212.9	214.8	216.5	233.8	128.3	223.6	227.6	227.0	207.7	213.8	216.2	215.2	211.3
1986	230.0	178.6	45.0	98.8	205.6	224.5	240.3	206.0	212.0	213.4	208.5	225.8	190.9
1987	234.2	140.8	45.0	45.9	66.0	128.1	144.7	216.2	224.8	225.8	220.9	237.4	161.0
1988	92.5	47.1	46.7	45.9	110.0	87.4	152.5	226.7	230.8	226.0	237.8	48.5	129.9
1989	46.2	46.8	46.7	41.2	87.3	233.5	222.2	226.0	220.4	211.5	222.2	223.9	152.9
1990	236.5	46.8	46.7	44.1	109.5	233.5	230.6	219.2	200.3	207.0	207.9	205.1	166.5
1991	216.5	221.6	225.7	106.6	53.1	188.7	226.4	227.0	212.7	222.1	228.5	228.9	196.4
1992	96.0	47.1	32.9	29.9	48.1	117.8	226.6	222.0	230.8	236.5	147.2	48.5	124.3
1993	46.2	46.8	34.1	0.0	108.0	225.1	238.5	270.3	209.5	203.4	213.9	222.5	152.3
1994	220.8	195.3	93.5	45.9	171.0	233.5	231.1	431.5	433.0	272.1	203.2	207.9	228.5
1995	202.3	212.5	223.1	224.4	166.4	232.4	215.9	277.6	433.5	194.7	203.7	200.8	232.0
1996	211.0	215.7	217.6	234.3	118.0	198.6	225.4	245.3	200.2	206.4	207.4	204.1	207.5
1997	215.1	219.4	224.9	157.9	96.7	169.9	237.9	238.7	281.3	202.8	196.0	208.8	204.0
1998	211.3	213.7	215.7	233.5	142.5	177.2	225.5	219.9	229.4	236.2	140.9	48.5	191.0
1999	32.0	0.0	37.3	45.9	191.5	233.5	234.8	215.0	214.6	204.9	215.0	223.3	155.0
2000	222.0	164.3	46.7	83.2	169.9	233.5	231.7	280.3	282.1	195.7	204.5	202.2	193.6
2001	213.2	217.1	228.4	217.0	153.2	233.5	230.2	278.8	241.8	203.1	203.9	201.0	218.4
2002	211.1	213.7	216.0	233.7	183.3	224.5	240.6	432.1	320.2	202.8	204.1	201.1	240.4
2003	211.1	213.7	216.0	233.7	109.8	177.8	231.3	219.5	231.0	232.9	228.3	97.0	199.9
Mean	187.5	166.4	147.6	144.4	132.3	196.8	224.7	267.1	273.3	226.6	206.2	193.4	197.5
Max	236.5	230.8	235.0	234.3	228.1	234.2	240.6	433.9	433.5	394.8	237.8	237.7	262.9
Min	32.0	0.0	32.9	0.0	48.1	81.8	144.7	206.0	199.9	194.7	140.9	48.5	124.3
STDV	60.5	72.2	86.3	89.9	52.8	43.5	21.0	72.7	90.0	39.8	19.6	52.6	32.6

Source; SouthEast Asia Energy Limited

SouthEast Asia Energy Limited のデータは 2003 年までとなっており、水文基礎資料として必要な 2007 年までの 4 年間のデータが欠如している。調査団は、SouthEast Asia Energy Limited から受領した貯水池容量曲線、貯水池運用曲線及びナムグム 2 貯水池への流入量を基にシミュレーションを行った。

結果を Figure 5.1.11 に示す。



Source: SouthEast Asia Energy Limited, JICA Survey team

Figure 5.1.11 Simulated Monthly Outflow from NN 2 Hydropower Station

これより、2003 年まではシミュレーションと放流量推定値が概ね同じであることが分かる。よって、2004 年以降は、同シミュレーションで求めた放流量を用いることとする。

(9) ナムソン転流堰からの転流量



ナムソン転流堰は、ナムグム 1 貯水池の流入量増を目的としてナムソン川の河川流量を転流する。1996 年に完成し下流への維持流量 6 m³/s を放流、残りの河川流量を最大 210 m³/s までナムグム 1 貯水池に転流する。調査団はナムソン転流堰の転流量実績をナムグム第一発電所より受領した。

水文資料として 1972 年から 1995 年までの転流量の推定値が必要となる。1995 年の転流量は最も相関の強い Hinheup の流量から流域面積比と年平均雨量比から推定し、1994 年以前の転流量は 1995 年の Lahmeyer International による F/S

報告書の推定値を利用する。同報告書では 1949 年から 1994 年の転流量が推定されており、その転流量は前述の転流ルールが順守されていることを確認し、本調査でも利用可能と判断する。

(10) ナムルック発電所からの転流量



ナムルック発電所は 2000 年に運用開始した設備容量 60MW の水力発電所である。ナムルック発電所はナムグム川とは別流域のナムマン水系ナムルック川を堰き止め、発電流量をナムグム 1 貯水池に転流する。ナムルック発電所転流量は 2000 年以降は発電所の実績値が利用可能である。1995 年から 1999 年までは最も相関の高いナムグム 1 貯水池流入量から回帰式で推定し、1994 年以前は Lahmeyer International による 1995 年 F/S 報告書の推定値を利用した。

(11) ナムグム 2 ダム～ナムグムダム間残留域からの流量

ナムグム 2 ダム計画地点の流入量はナムグム第二発電事業の事業者である SouthEast Asia Energy

Limited からデータを受領した。受領したデータはナムグム第二発電事業の F/S 報告書(Sogreah)と同一である。

ナムグム 1 ダムとナムグム 2 ダムの間の区間から流入する残留域流入量は SouthEast Asia Energy Limited から受領した放流推定値を用い、ナムグム 1 貯水池流入量との差分から求まる。

すなわち、残留域からの流入量は次式から求まる。

$$Q_{\text{intermid}}(t) = Q_{\text{NN1}}(t) - Q_{\text{NN2}}(t) + \text{Evap}(t)$$

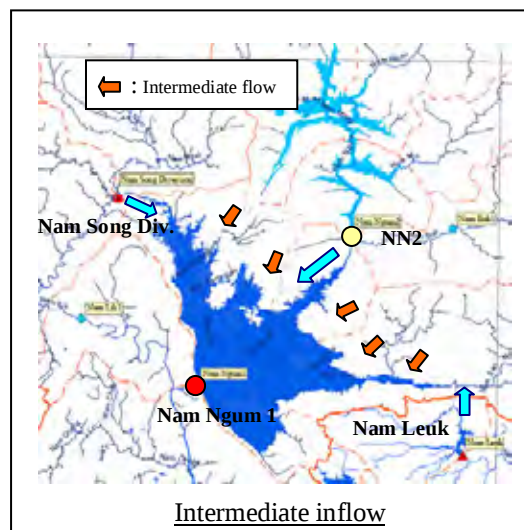
ここに、

$Q_{\text{intermid}}(t)$: 時間 t における残留域流量

$Q_{\text{NN1}}(t)$: 時間 t におけるナムグム川からのナムグム 1 貯水池流入量(ナムソン転流堰、ナムルック水力発電所からの転流量は含まず)

$Q_{\text{NN2}}(t)$: 時間 t におけるナムグム 2 ダム地点の流入量

$\text{Evap}(t)$: ナムグム 1 貯水池蒸発量



ここで蒸発量 $\text{Evapo}(t)$ は、1995 年 F/S 報告書と同じく簡便に以下の通り求める。

$$\text{Evapo} = k \text{EG}_m - (1-c)P_{n,m}$$

K : pan 係数

EG_m : 総蒸発量

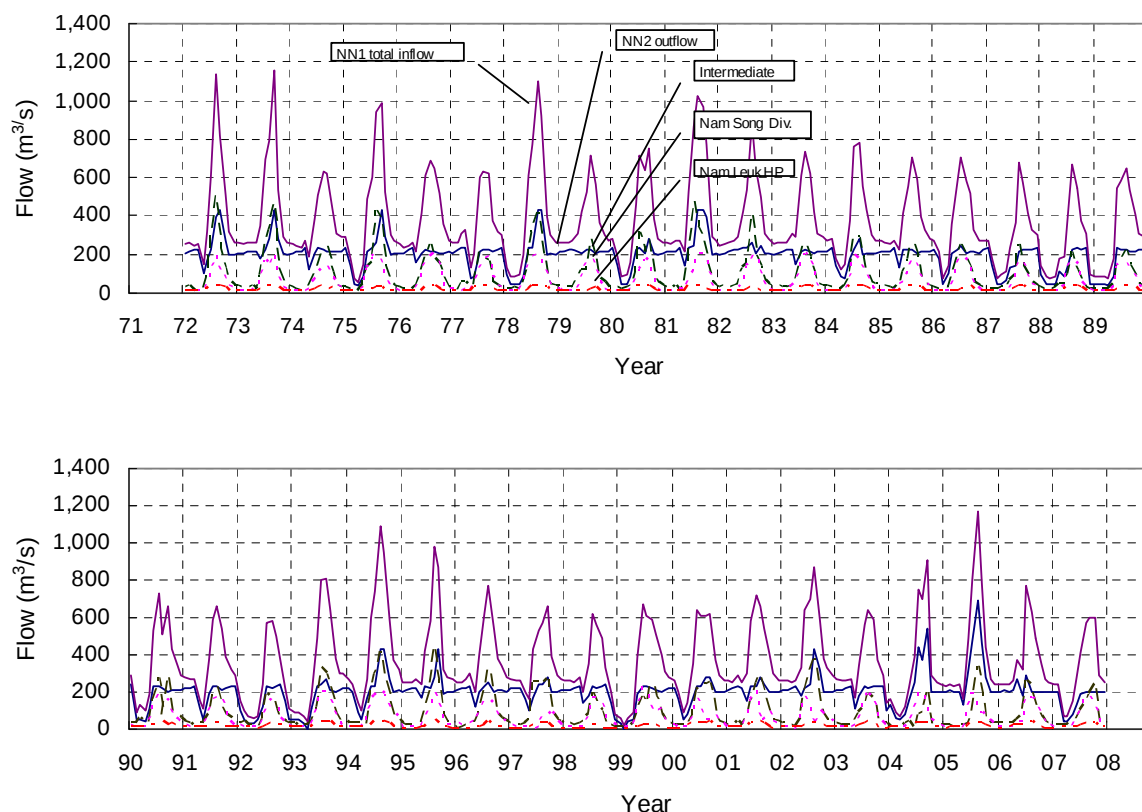
C : 流出係数

$P_{n,m}$: n 年、 m 月における雨量

Pan 係数は 0.7 を、流出係数は本調査で得られた流域平均流出係数 (0.52) を用いる。

(12) ナムグム 1 貯水池流入量

前述のナムグム第二発電所からの放流量、残留域からの流量、ナムソン転流堰やナムルック発電所からの転流量を含めたナムグム 1 貯水池への流量ハイドログラフを Figure 5.1.12 に示す。



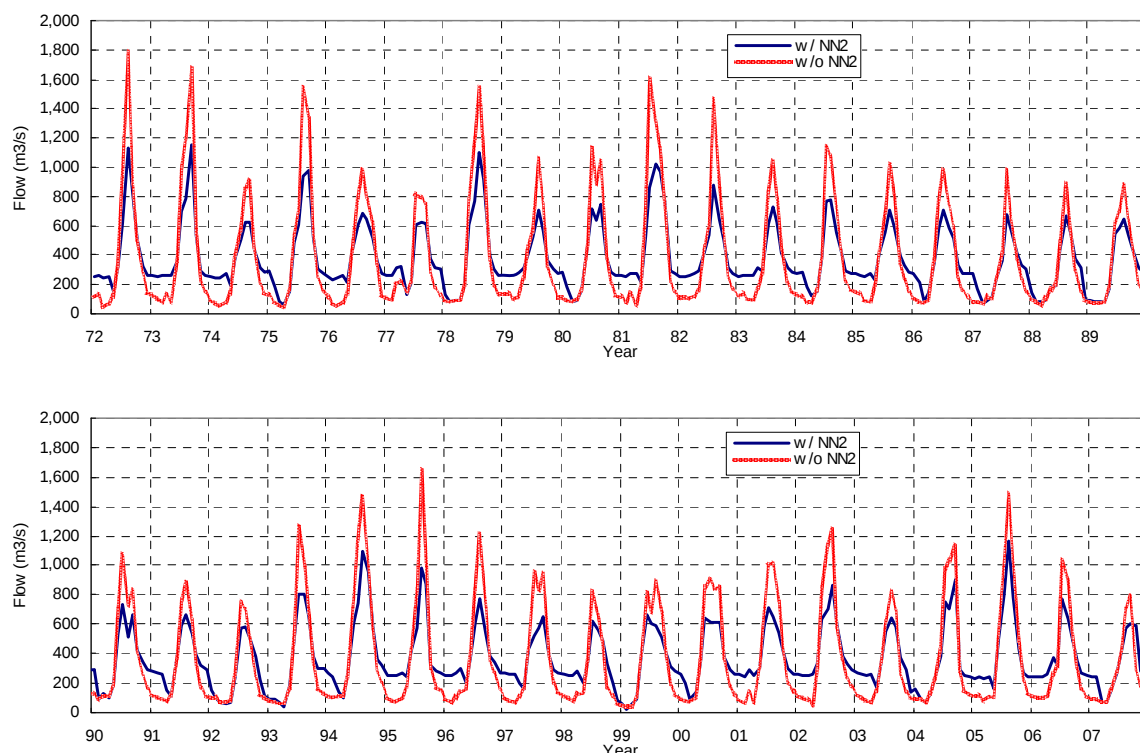
Prepared by JICA Survey team

Figure 5.1.12 Hydrograph of the Inflow into the NN1 Reservoir from year 1972 to 2007

(13) ナムグム 2 ダムによる流況の変化

ナムグムダム上流に建設中のナムグム 2 ダムは有効貯水容量 2994 MCM を有し、流入量に対する調整率は 47%になる。この大きい流量調整率によりナムグム 1 貯水池への月ごとの流入量が調節され平滑化される。

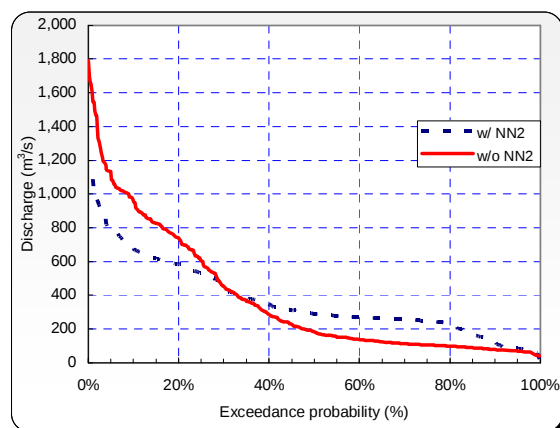
ナムグム第二発電所の運用開始前、つまり現状のナムグム 1 貯水池流入量とナムグム第二発電所運用開始後のナムグム 1 貯水池流入量のハイドログラフを Figure 5.1.13 に示す。



Source: SouthEast Asia Energy Limited, JICA Survey team

Figure 5.1.13 Comparison of Inflow into the NN1 Reservoir before and after NN2 Hydropower Completion

Figure 5.1.13 では、ナムグム第二発電所運用開始以前の雨季の流量が減少し、乾季の流量が増加しているのが分かる。ナムグム第二発電所運用開始後と運用開始前の流況図を Figure 5.1.14 に示す。



Exceedance Probability (%)	100	95	90	75	50	25	10
Without NN2							
Inflow (m³/s)	40	70	79	106	183	603	950
With NN2							
Inflow (m³/s)	21	84	123	246	291	531	676

Source: Southeast Asia Energy Limited, JICA Survey team

Figure 5.1.14 Discharge Duration Curve before and after NN 2 Hydropower Completion

Figure 5.1.14 に示されるとおり、ナムグム 2 ダムが出来ることにより雨季の豊水期（おおよそ流況曲線の 25% に相当）の流量は減少し、平水期から渇水期の流量が増加し、流入量が平滑化されることが分かる。

(14) ナムグム川流域の水利用

NNRBDSP の推定によると、ナムグム川流域の水利用は年間 900 MCM/year で、その水利用のほとんどが農業用水である。ナムグム川流域の水利用の内訳を Table 5.1.14 に示す。

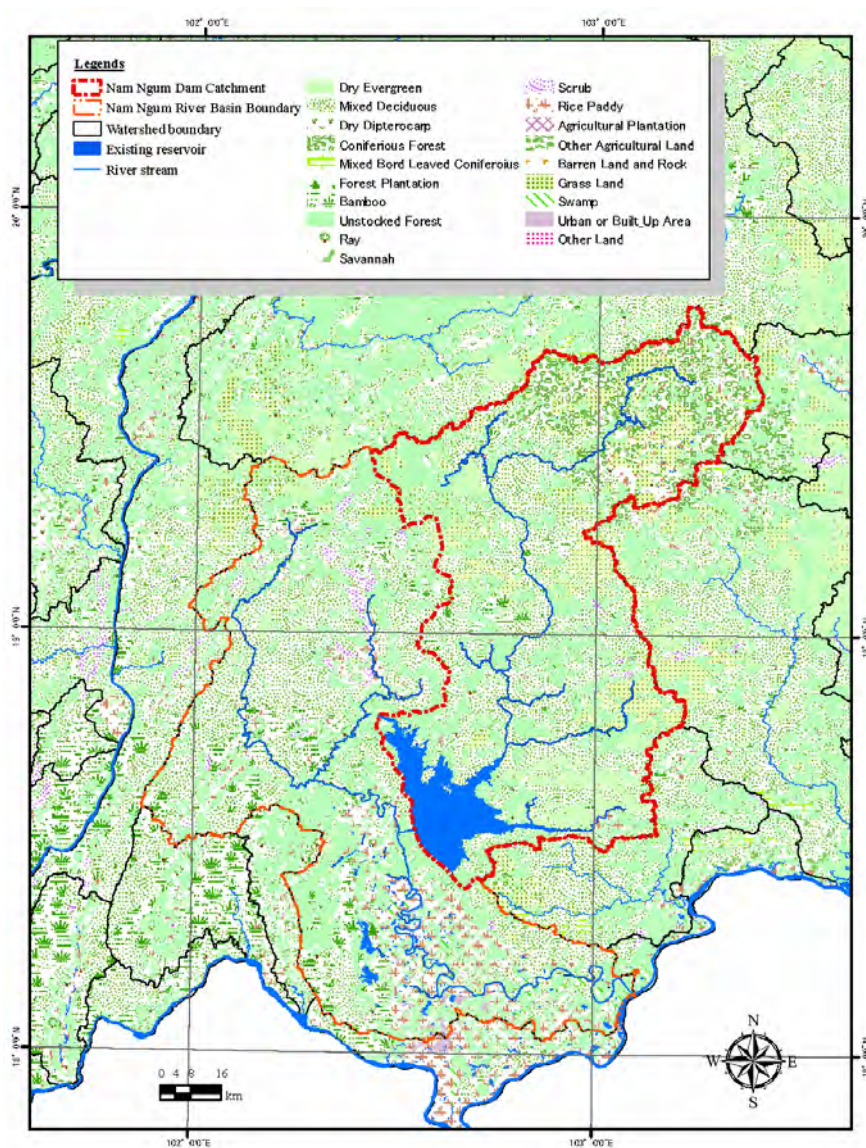
Table 5.1.14 Water Use in the NNRB

Annual Water Use Volume	900 MCM / year ($\approx 28.5 \text{ m}^3/\text{s}$)
Agriculture	99 %
Urban	0.48 %
Industrial	0.08 %

Source: NNRBDSP, Component 1, "Nam Ngum River Basin Profile"

農業用水のうち多くは水田への灌漑となり、ナムグム川流域では水田の多くがビエンチャン郊外の下流域に存在する。

ナムグム川の土地利用図を Figure 5.1.15 に示す。



Data source; NOFIP (FIPC)

Figure 5.1.15 Land Use Map in the Nam Ngum River Basin

NNRBDSP の”Nam Ngum River Profile”報告書に 2004 年における下表の灌漑面積が示されている。

Table 5.1.15 Irrigated Area in the Nam Ngum River Basin

Jurisdiction	Wet Season (ha)	Dry Season(Irrigated) (ha)		Total irrigated	
	Rice	Rice	Other Crops	(ha)	(%)
Vientiane Mun.	51,505	21,266	39,497	39,497	50.6
Vientiane Prov.	44,600	5,566	24,155	24,155	30.9
Xiang Khouang	17,060	301	14,399	14,399	18.4

Source: NNRBDSP, Component 1, “Nam Ngum River Basin Profile”

灌漑用水量は計測されていないため、灌漑量の実績は不明である。しかし、同調査では、メコン委員会で採用されているシミュレーションモデル IQQM を用いナムグム川流域の灌漑量が推定されており、同モデルの値を採用している。それによると、ナムグム川下流域の灌漑用ポンプの容量は $32.8 \text{ m}^3/\text{s}$ となる。

一方、ADB の支援により行われたナムグム第三発電事業の”Preparing the Cumulative Impact Assessment for the Nam Ngum 3 Hydropower Project”で、単位 ha あたりの灌漑需要が概算されている。それによると、灌漑需要は乾季で $15,000 \text{ m}^3/\text{ha}$ 、雨季で $5,000 \text{ m}^3/\text{ha}$ となる。この数値を用いて概略の灌漑用水量を算定すると雨季で $31 \text{ m}^3/\text{s}$ 、乾季で $26 \text{ m}^3/\text{s}$ が必要となる。

将来の灌漑計画ではNNRBDSPによれば現状のまま開発が進められた場合、2027年までに6,100 haが新たに開発される⁴。同調査ではその場合に必要となるポンプの容量を $43 \text{ m}^3/\text{s}$ としている。ナムグム1ダム下流の灌漑用水の最大需要量は、現状と将来需要予測の最大値をとり $75.8 \text{ m}^3/\text{s}$ (= $43 \text{ m}^3/\text{s} + 32.8 \text{ m}^3/\text{s}$) と推定される。

下流灌漑需要と流域の水力発電所からの責任放流については5.2章で述べる。

5.2 常時使用水量の算定

5.2.1 流量累加曲線（マスカーブ）による常時使用水量の推定

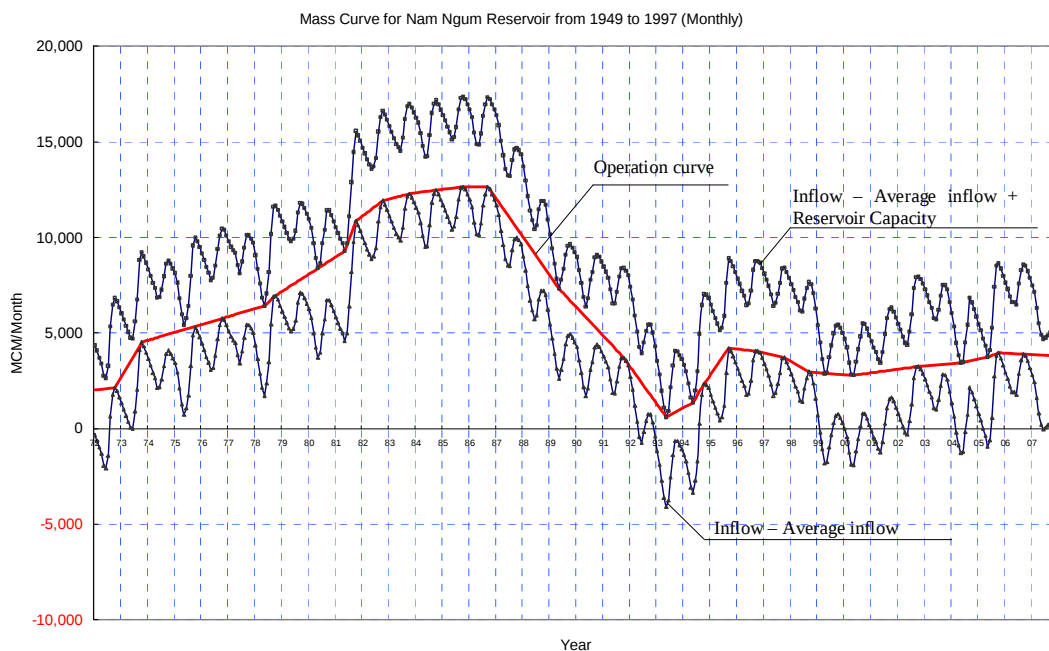
常時使用水量とは1年を通じて24時間継続して安定的に使用できる水量であり、発電規模の決定の指標となる。常時使用水量は通常、流量累加曲線（マスカーブ）により常時化させた貯水池運用により求まる。マスカーブによる検討ではナムグム第二発電所からの放流量と、前述の水文解析で用意された以下のナムグム1貯水池流入量を用いる。

- ナムソン転流堰からの転流量
- ナムルック発電所発電流量
- 残留域流量

ナムグム1貯水池の流入量に対する調整率は40%となり調整率が高い。このため貯水池の運用は単年ではなく複数年で貯水池を満水位に回復させるものとして使用水量を検討する。

⁴ Nam Ngum River Basin Development Sector Project, “Hydrological Analysis of Development Scenarios, Nam Ngum River Basin,” January 2008, Water Resources and Environment Administration, pp-22

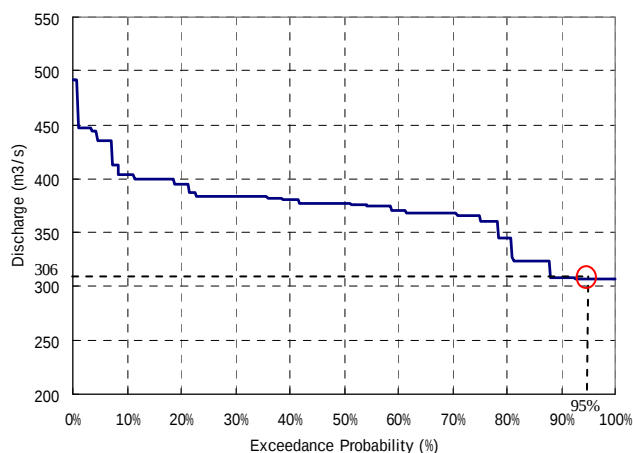
1972 年から 2007 年のナムグム 1 貯水池流入量を使用して作成したマスカーブとダムを理想的に常時化運用した場合の貯水池運用曲線を Figure 5.2.1 に示す。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 5.2.1 Mass Curve Analysis for the NN1 Reservoir

Figure 5.2.1 に示す赤線は理想的な常時化運用の貯水量の結果であり、赤線の勾配は発電使用水量を示す。この結果より 95%保証流量を算定し、常時使用水量とする。マスカーブの発電使用水量から Figure 5.2.2 に示すとおり使用水量の流況曲線になおすと常時使用水量は $306 \text{ m}^3/\text{s}$ と算定される。この時の出力は定格水位で約 102 MW となる。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 5.2.2 Power Discharge Duration Curve given by Mass Curve Analysis

常時使用水量は 24 時間継続して利用できる水量であり、ピーク対応の発電の場合はピーク継続時間から次式により最大使用水量を求める。

$$Q_p = Q_{firm} \frac{24}{T} \text{ (m}^3\text{/s)}$$

ここに、

Q_p : 最大使用水量 (m³/s)
 Q_{firm} : 常時使用水量 (m³/s)
 T : ピーク継続時間 (hour)

仮にピーク継続時間を 10 時間とすると、最大使用水量は以下のとおり 734.4 m³/s と計算される。

$$Q_p = 306 \frac{24}{10} = 734.4 \text{ (m}^3\text{/s)}$$

この最大使用水量は、拡張後の発電所の総発電使用水量である。今、既設の発電所の定格水位における最大使用水量が 465.3 m³/s (= 117.1 m³/s × 3 + 57 m³/s × 2) のため、増設用に利用できる最大使用水量は 10 時間ピーク時であれば 269.1 m³/s となる。

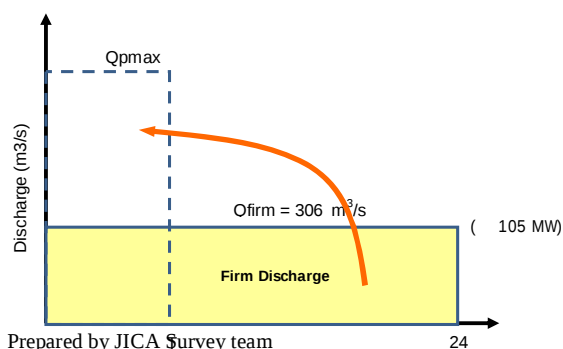


Figure 5.2.3 Firm Discharge and Maximum Peak Discharge

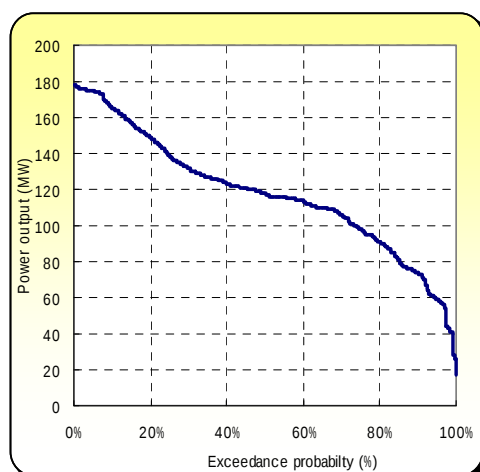
5.2.2 常時使用水量と可能拡張規模の検討

本章ではナムグム第一発電所の拡張可能規模の検討と、それに対応する発電パターンの検討を行う。ナムグム第一発電所の各水車の最大使用水量は以下の通り。

- Unit discharge of No.1&2	57	m ³ /s
- Unit discharge of No.3, 4 & 5	117.1	m ³ /s
- Total discharge	465.3	m ³ /s

発電所の運用記録によれば、ナムグム第一水力発電所は運転を止めることなく 24 時間常に発電を行っている。Figure 5.2.4 に最近 5 年間の時間毎発電出力の持続曲線を示す。Figure 5.2.4 に示すとおり過去 5 年間に発電機を全て止めたことはなく、過去 5 年間の最低出力は 17 MW である、95% の確率では出力は 59.5 MW を上回っている。発電所のスタッフによると、オフピークでも電力需要があるので発電しなければならないが、もしオフピーク時に 40 MW 以下で運転を行うと下流住民の生活に対する影響が懸念される、とのことであった。

本調査で実施された初期環境社会影響評価でも、オフピーク時に 40 MW 以下で発電すると下流域の住民生活に影響があることが確認された。よって、代替案選定および代替案選定後の貯水池運用の検討では、オフピーク時に 40 MW 以上を発電、もしくは 3,4,5 号機の何れか一台をフル運転するものと設定して検討を進める。

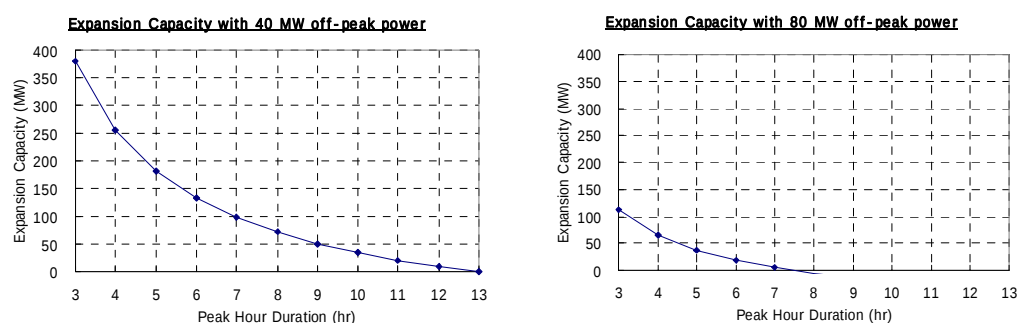


Data Source: NN-1 Hydropower Station

Figure 5.2.4 Duration Curve of NN1 HP Power Output

一方で、ピークの発電可能出力はピーク継続時間に反比例する。すなわち、常時使用水量が決まっているので、ピーク継続時間が長くなるとピーク出力が下がる。

マスカープで求まる常時使用水量を用い、ナムグム第一発電所のオフピーク出力を 40 MW とした場合と 80 MW とした場合の増設用ピーク出力とピーク継続時間の関係を Figure 5.2.5 に示す。



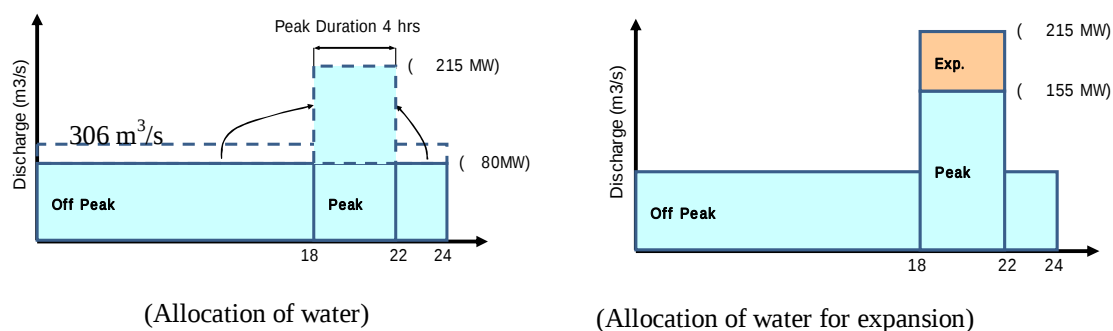
Prepared by JICA Survey team

Figure 5.2.5 Relation Between Expansion Capacity and Off-peak Power

オフピーク出力が 40 MW の場合、ピーク継続時間が 13 時間で増設用のピーク出力が”0”となる。これはピーク継続時間 13 時間以上の時は既設の発電機用に水を使い切ってしまう、増設用には水がまわせないことがわかる。つまり、40 MW のオフピークのケースでは、TOU のピーク継続時間（13 時間）を適用した場合、増設用に回せる水量が不足することになる。

オフピーク出力が 80 MW の場合はピーク継続時間が 7.5 時間以上で増設用の出力が”0”となる。

現状の C1 地域の日負荷曲線では平日 18 時から 22 時までの民生需要が大きく、拡張後のナムグム第一発電所の運用にこの夜間ピークに充てた場合、ピーク継続時間は 4 時間となる。オフピーク発電出力を 80 MW とした場合、ピーク出力は 215 MW となり増設用出力は 60 MW と算定される。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 5.2.6 Operation Pattern of NN1 after Expansion with Firm Discharge (Night Peak)

Figure 5.2.5 によれば、オフピーク時の出力を 40 MW と設定した場合、ピーク継続時間 4 時間では 250 MW まで拡張可能となる。しかし、その場合昼間のピーク時間帯はナムグム第一水力発電所における 40 MW 以上の発電が難しくなり、タイからの電力輸入に依存しなければならない。そうすると自国の電力供給でまず自国の電力需要を満たすというラオス国の電力政策に相反するため、250 MW の拡張は現実的な選択肢とはならない。

以上の運用パターンは夜間のピーク時間に NN1 を充てた場合であるが、現状と同じように昼間のピークにも相応の発電を行う場合の配分は以下の通りとなる。

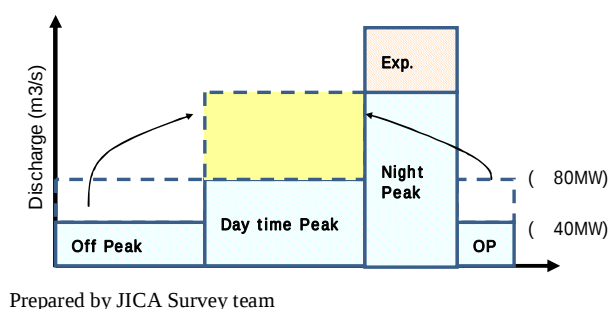
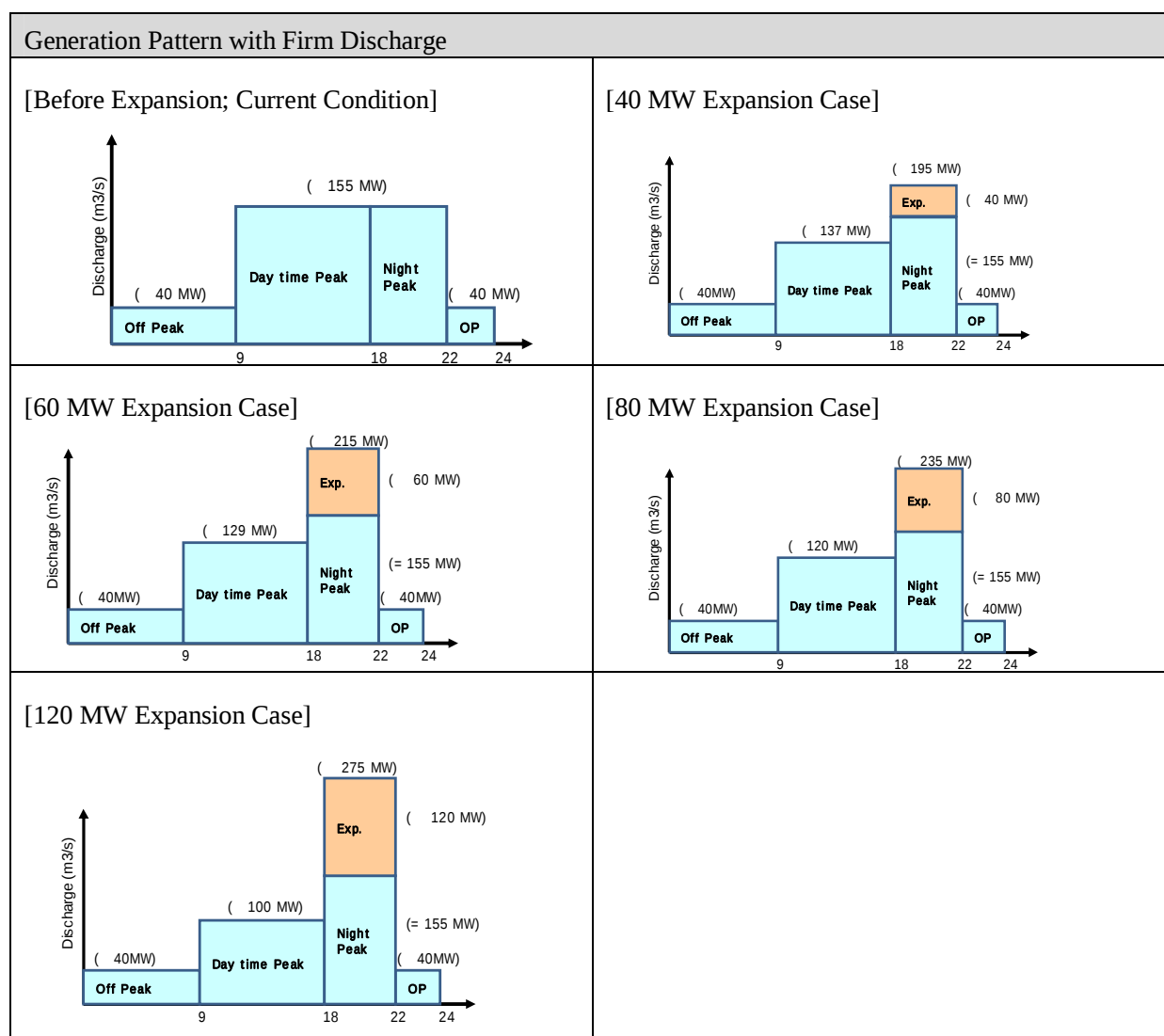


Figure 5.2.7 Typical Operation Pattern for Night and Day time

Figure 5.2.7 に示すとおりオフピーク発電の出力を 40 MW とし、夜間ピーク継続時間 4 時間として拡張規模を 40 MW、60 MW、80 MW、120 MW とした場合のそれぞれの発電パターンを Figure 5.2.8 に示す。

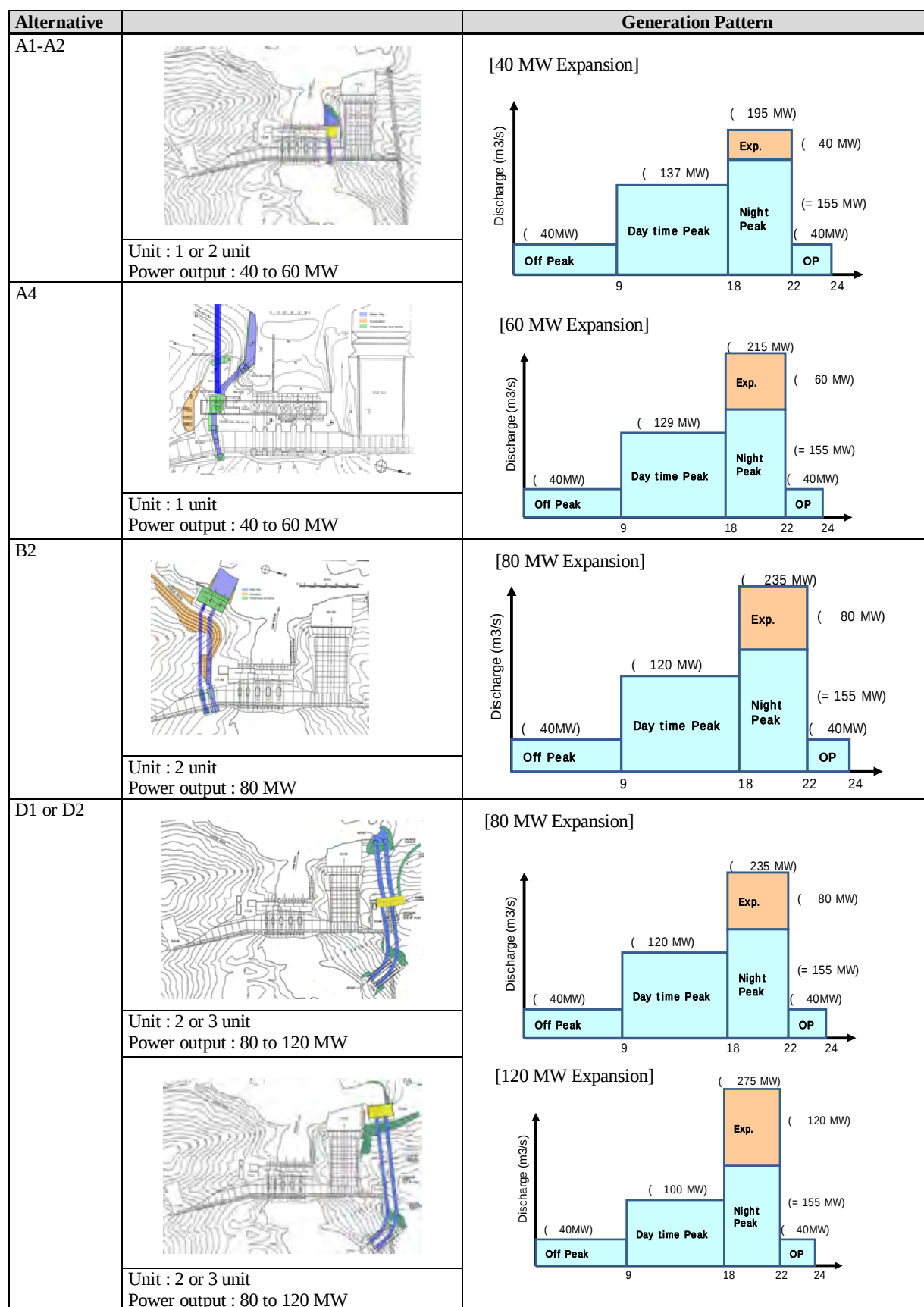


Prepared by JICA Survey team

Figure 5.2.8 Operation Pattern of NN1 after Expansion with Firm Discharge

上図に示すとおり、拡張規模が大きくなり夜間ピークの出力が増加すると、水量に限りがあるため昼間のピーク出力が下がるのが分かる。現状ではナムグム第一水力発電所は夜間のピーク時間のみならず昼間のピークとオフピークの発電も担っており、今後もこの役割は継続するものと考えられる。よって、昼間のピーク時間にも相応の発電を行う運用が現実的である。

上図の各拡張規模に応じた発電パターンを第 7 章で提案する各代替案にあてはめると以下の通りとなる。



Prepared by JICA Survey team

Figure 5.2.9 Operation Pattern of NN1 after Expansion for each Alternatives

5.2.3 雨季の発電パターン

拡張による便益は雨季にオフピークからピークに移動し、増加したピークの電力量となる。雨季の発電使用水量は、マスカープの検討で発電使用水量の25%として試算する。

前掲のナムグム2ダム完成後の流入量を使用したマスカープ解析で得られた発電使用水量の持続曲線を再掲する。

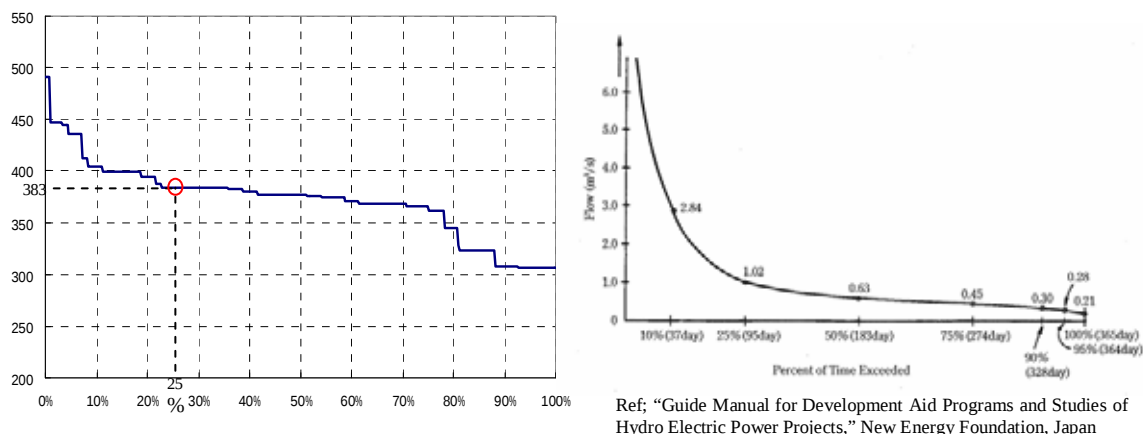
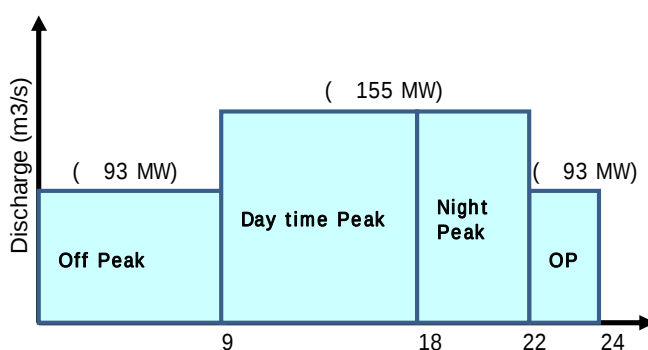


Figure 5.2.10 Expected Power Discharge in the Rainy Season

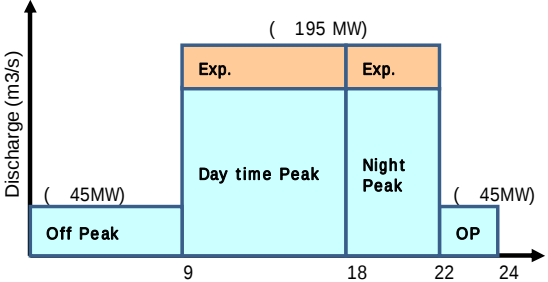
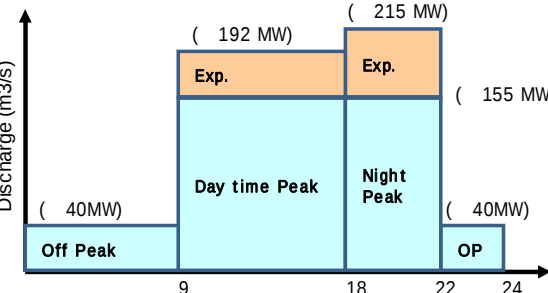
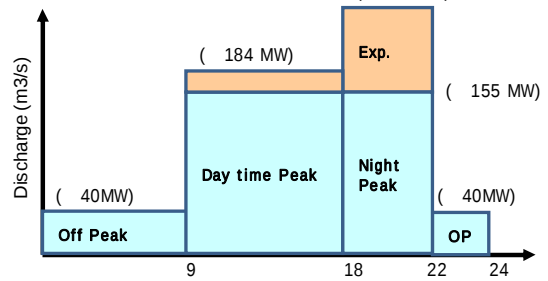
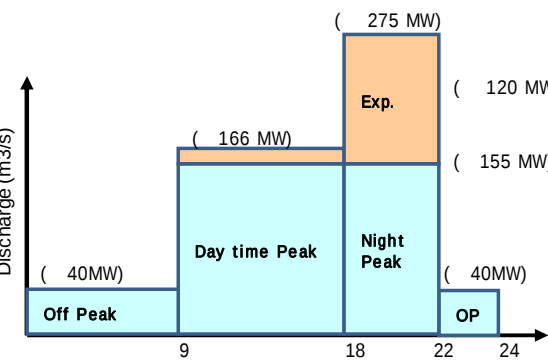
25%の豊水期にあたる流量は“383 m³/s”となる。25%流量を用いた場合の既設と拡張後発電パターンを Figure 5.2.11 に示す。



Prepared by JICA Survey team

Figure 5.2.11 Typical Operation Pattern in Rainy Season without Expansion

既設の発電所に水車・発電機を増設する場合、拡張後と拡張前の電力量は通常変わらないが、1次電力量が増えるのが通常である。各拡張規模における発電パターンと1次電力量を Figure 5.2.12 に示す。

Generation Pattern	Increment of Primary Energy by Expansion
[40 MW expansion] 	40 MW x 13 hr = <u>520 MWh/day</u>
[60 MW expansion] 	60 MW x 4 hr = 240 MWh (192-155) x 9 hr = 333 MWh Total = <u>573 MWh/day</u>
[80 MW expansion] 	80 MW x 4 hr = 320 MWh (184-155) x 9 hr = 261 MWh Total = <u>581 MWh/day</u>
[120 MW expansion] 	120 MW x 4 hr = 480 MWh (166-155) x 9 hr = 261 MWh Total = <u>579 MWh/day</u>

Prepared by JICA Survey team

Figure 5.2.12 Typical Operation Pattern in Rainy Season with Expansion

上図より、40 MW から 60 MW の拡張に 1 次電力量の増加が見られるが、60 MW 以上の拡張では、1 次電力量の顕著な増加は見られない。

5.3 現状のナムグム 1 貯水池及び水系貯水池運用

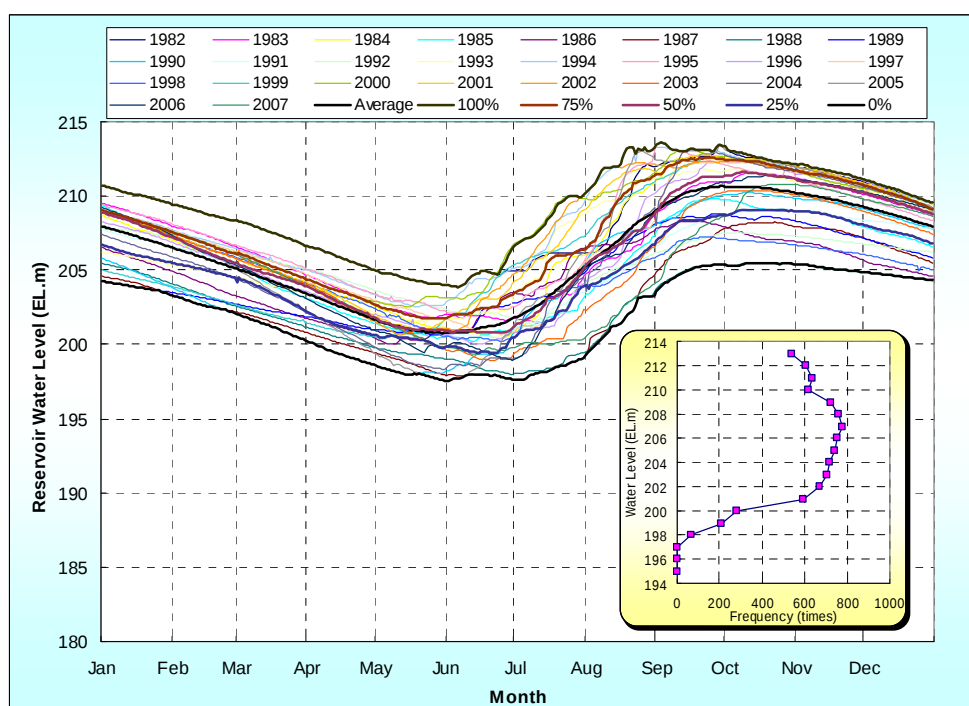
5.3.1 ナムグム 1 貯水池運用実績

ナムグム 1 貯水池の諸元を以下に示す。

Table 5.3.1 Principal Feature of NN1 Reservoir

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

ナムグム第一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 Figure 5.3.1 に示す。



Data Source: NN-1 Hydropower Station

Figure 5.3.1 Daily Water Level Record of NN1 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 206m から 207m の間が最も高く、26 年間で 777 日（全体の 8.2 %）記録している。

日平均水位からナムグム 1 貯水池は 5 月の終わりに水位 EL. 200 m になり、その後雨季のため水位があがり、10 月にはほぼ満水位となる。各月の水位の統計量を Table 5.3.2 に示す。

Table 5.3.2 Statistics of Water Level Record of the NN1 Reservoir

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
MEAN	206.3	205.0	203.6	202.1	201.4	202.6	206.0	209.4	210.3	209.8	208.9	207.7
MAX	210.8	209.4	208.3	208.1	208.5	212.2	212.7	213.4	213.4	212.2	212.1	211.9
MIN	202.8	202.1	200.2	198.6	197.6	197.7	199.2	203.5	205.3	204.6	203.6	203.2
25%	204.1	202.8	202.2	201.4	200.5	200.9	204.6	207.4	208.2	208.3	207.2	206.2
50%	207.3	205.4	203.9	201.9	201.2	202.8	206.1	209.0	211.7	211.2	210.1	208.9
75%	207.6	206.1	204.3	202.7	202.1	204.2	207.1	211.7	212.4	211.7	210.8	209.1

Data Source: NN-1 Hydropower Station

ナムグム第一発電所から受領した 1981 年から各年の貯水池最高水位および最低水位を示す。

Table 5.3.3 Record of Maximum and Minimum Water Level of the NN1 Reservoir

Year	Maximum Water Level (masl)		Minimum Water Level (masl)	
	Reservoir Water Level	Date	Reservoir Water Level	Date
1981	213.16	Sep 04	201.40	May 20
1982	213.38	Sep 30	203.80	Jun 07
1983	211.54	Oct 12	201.54	Jul 13
1984	212.58	Sep 13	200.43	Jun 26
1985	209.86	Sep 25	200.16	Jun 13
1986	208.30	Sep 20	199.98	May 09
1987	208.25	Oct 23	197.61	Jul 04
1988	205.49	Oct 10	200.63	May 27
1989	208.84	Sep 28	197.92	May 16
1990	210.25	Oct 10	198.00	May 14
1991	209.15	Oct 26	200.49	Jun 25
1992	207.57	Oct 04	201.30	Jul 08
1993	211.81	Oct 05	201.51	May 22
1994	213.31	Sep 02	202.54	May 18
1995	213.60	Sep 03	202.07	Jun 07
1996	212.32	Sep 27	200.01	Jun 12
1997	212.33	Sep 28	200.65	Jun 25
1998	207.24	Sep 24	200.16	Jun 26
1999	212.61	Sep 24	200.36	May 05
2000	213.19	Sep 15	202.56	May 14
2001	212.74	Sep 23	201.01	May 20
2002	212.43	Oct 07	200.62	May 12
2003	210.40	Oct 13	198.86	Jun 21
2004	213.12	Sep 16	198.30	May 30
2005	213.47	Sep 29	197.52	Jun 02
2006	211.35	Oct 21	198.93	Jun 30
2007	210.80	Oct 22	199.34	Jun 16
2008	212.59	Sep 24	201.24	Jun 01

Source: Nam Ngum 1 Hydropower Station

最高水位は 9 月後半から 10 月にかけて、最低水位は 5 月後半から 6 月に発生している。ナムグム 1 貯水池が経験した最も低い水位は 2005 年 6 月 2 日の EL. 197.52 m である。

5.3.2 過去貯水池最適運用調査

(1) LITHO

1990 年に実施された”Study to Improve Operation of the Nam Ngum Hydropower Station in Laos”および 1995 年に実施された”Nam Ngum 1 Hydropower Station Extension Feasibility and Engineering Study”では、コンサルタント Lahmeyer International (LI) が開発した水力—火力混合電源系統の最適運用プログラム LITHO (Lahmeyer International Thermal-Hydro Optimization) を用いて貯水池の運用が見直された。

LITHO は確率論的動的計画法 (Stochastic Dynamic Programming : 確率論的 DP) を用い、電力システムの系統コスト最小化を目的として、当時の Time of Day Tariff の基で最適貯水池運用を提案した。LITHO は流入量を確率処理し離散化させ、確率を持った離散値を用いて、系統コストの期待値を最小化させる最適化ソフトである。

LITHO では、以下に示すとおり再帰関数で現され、系統コストの式を最小化させる。

$$C_i(S_i) = C_i^T(E_i^T) + C_{i-1}^*(S_{i-1})$$

ここに、

S_i : 時間 i における貯水量

E_i^T : 時間 i における電力需要

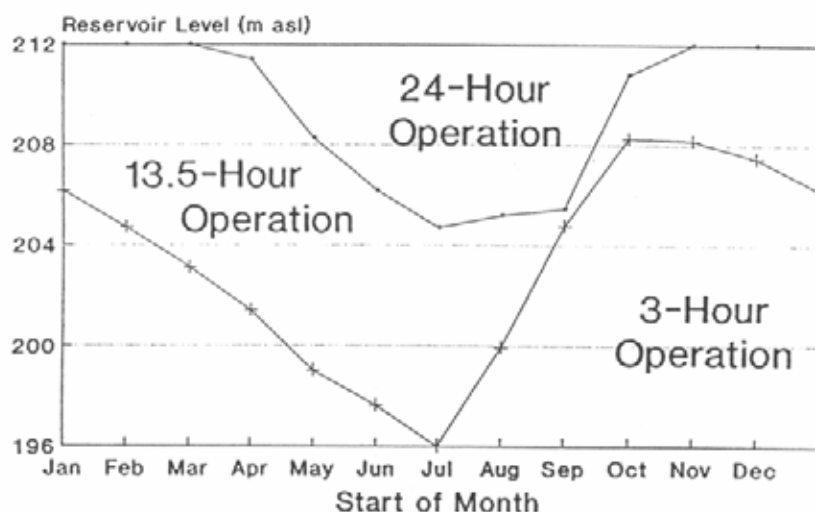
$C_i(S_i)$: 時間 i における貯水量 S_i の時の系統コスト

$C_i^T(E_i^T)$: 時間 i における火力のコスト

$C_{i-1}^*(S_{i-1})$: 時間 $i-1$ における系統の最小コスト

LITHO は火力・水力混合電源システムの最適化プログラムであるが、C1 地域に供給する電源に大規模火力はない。よって、火力のコストは隣国タイからの買電費用を仮定の火力に見立て ("Dummy thermal plant")、系統の電力需要を TOD の Peak、Partial Peak と Off peak に分けた仮定の需要 ("Artificial Load Duration Curve" : ALDC) を与えている。LITHO は "Switching Curve" と呼ばれる貯水池レベルによる運転パターンを与える。

Figure 5.3.2 に LITHO により得られるナムグム 1 貯水池の "Switching Curve" を示す。



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

Figure 5.3.2 Reservoir Switching Curve Produced by LITHO in 1995

ナムグム第一発電所では流入量を更新して LITHO プログラムを走らせ "Switching Curve" の見直しを行ってきた。しかし、近年では LITHO プログラムの仕様が昨今のコンピューターの仕様に合わなくなったため、LITHO による Switching Curve の更新が出来てない状態にある。今後は後述する NNRBDSP で作成された貯水池最適運用ソフト "PARSIFAL" を用いて、最適貯水池運用を検討することとなる。

(2) PARSIFAL

NNRBDSP の Component 2 では、流域のモデリングと貯水池運用最適化ツールの提供およびキャパシティビルディングを目的としている。同プロジェクトでは担当コンサルタントの EdF により作成された貯水池運用最適化汎用ソフト“PARSIFAL” (Prévision de l'Actif des Réservoirs par Simulation Face aux ALéas – reservoir revenue forecasting by simulation with random events)がラオス側カウンタパートの DOE と EdL に提供されている。

PARSIFAL は確率論的動的計画法と線形計画法を組み合わせたハイブリッド型の最適化汎用ソフトで、LITHO と同じく水力—火力混合電源システムの運用最適化を行う。ハイブリッド型の最適化手法であるが、大枠は確率論的動的計画法である。線形計画法はモデルの時刻 t から次の時刻 $t+1$ (または $t-1$) に移行するときに、離散化した貯水池水位の再帰コスト関数の最適値の抽出に用いられる。また、確率変数としては水文量や水文量に起因して影響を受ける変数（電力需要など）や、システムの Breakdown 等が考慮されている。

PARSIFAL は汎用ソフトであるが、NNRBDSP でナムグム川流域の運用最適化のために作成された。最適化の目的は水力—火力混合電源システムでは系統コストの最小化であり、電源が水力のみの系統では、収益の最大化が目的となる。

PARSIFAL で得られた最適解は、貯水池ガイドカーブとして活用される。PARSIFAL には最適解を求めるモードと、最適解を基にルールを決めた後発生電力量の計算を行うシミュレーションモードがあり、最適化モードの答えを受け最適発電ルールの構築を行い発電シミュレーションを行う。

Component 2 は流域のモデリングと貯水池最適運用ツールの提供及びキャパシティビルディングであるため、PARSIFAL を用いた流域水力発電運用最適検討はナムグム 2 ダム完成後のケースが報告書で検討されているのみである。しかし、前述のとおり LITHO が現在の汎用コンピューターでは作動しないため、今後は DOE もしくは EdL のスタッフにより PARSIFAL を駆使した流域の水力発電の最適運用が検討されることとなる。

PARSIFAL と LITHO の概要を Table 5.3.4 にまとめる。

Table 5.3.4 Principal Features of LITHO and PARSIFAL

Method	LITHO	PARSIFAL
Optimization Method	Stochastic Dynamic Programming	Stochastic Dynamic Programming with Linear Programming function
Objective	Minimizing the system cost	Maximizing the revenue
Hydrological data used	1949 - 1994	1987 – 2007
Tariff Structure	TOD Peak; 18:00 – 21:30 Partial Peak; 8:00 – 18:00 Off Peak; 21:30 – 8:00	TOU Peak; 9:00 – 22:00 Off Peak; 22:00 – 9:00
Maximum Number of Reservoirs to be Optimized	Not Specified	2 reservoirs in the same time
Project name	“Study to Improve Operation of the Nam Ngum Hydropower Station Laos”(1990) Nam Ngum 1 Hydropower Station Extension Feasibility and Engineering Study (1995)	Nam Ngum River Basin Development Sector Project (2009)
Development by	Lahmeyer International (Germany)	EDF (France)

Source: “Study to Improve Operation of the Nam Ngum Hydropower Station Laos, Final Report”, LI, 1990.

“PARSIFAL Methodological Guidelines”, EDF, 2000.

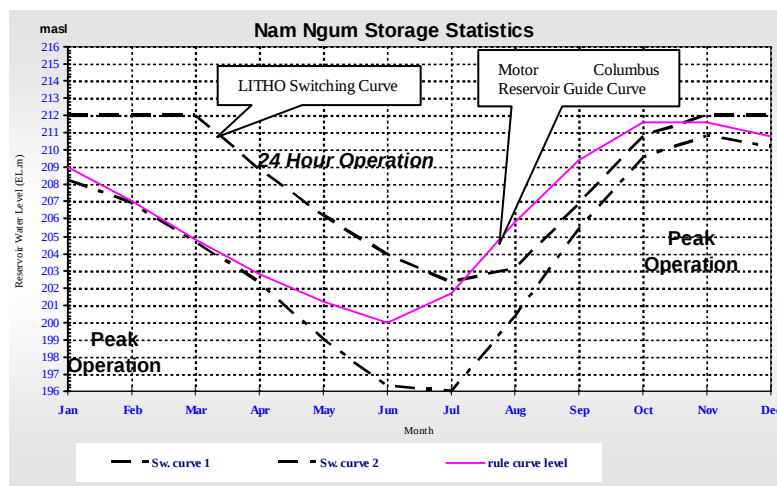
LITHO と PARSIFAL はそれぞれ、TOD と TOU に併せて最適化を行う。TOD と TOU の料金体系および EGAT との電力輸出入料金の変遷については、2.2.3 章に記述されている。

5.3.3 現在のナムグム 1 貯水池運用ルール

ナムグム第一発電所は前述の貯水池運用最適プログラム LITHO が与える”Switching Curve”を参考に一日の発電時間の目安とし、Motor Columbus が行ったナムグム 1 貯水池運用のガイドカーブを参考に目標とする貯水池水位を決め、貯水池水位履歴と電力需給バランスを勘案して 2 週間ごとの水力発電運用方針を決めている。ただし、LITHO の貯水池 Switching Curve は 1995 年当時の TOD のため、貯水池水位が TOD の Partial Peak (13.5 時間) にある時は、需給バランスと貯水池水位や流入量を見て発電運用方針を決めている。

Motor Columbus が作成したガイドカーブは、1984 年にナムグム第一水力発電所に 5 号機が拡張されたときに作成されたものである。しかし、ナムグム第一水力発電所や DOE の図書室にも Motor Columbus が作成した貯水池運用に関する報告書は保存されていなかった。

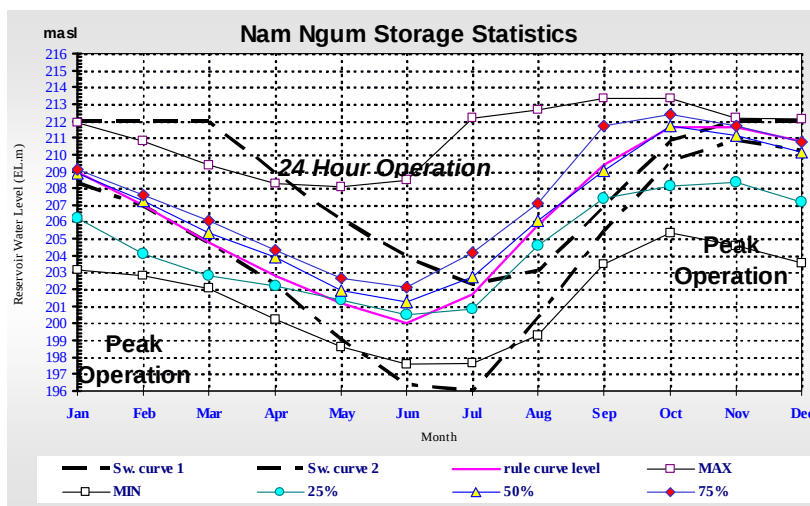
発電所で用いられている貯水池運用ルールを Figure 5.3.3 に示す。



Source: NN-1 Hydropower Station

Figure 5.3.3 Current Reservoir Operation Rule for NN1 Reservoir

Figure 5.3.3 の貯水池運用ルールに貯水池水位の実績値のデータを加えたものを Figure 5.3.4 に示す。



Data Source: NN-1 Hydropower Station

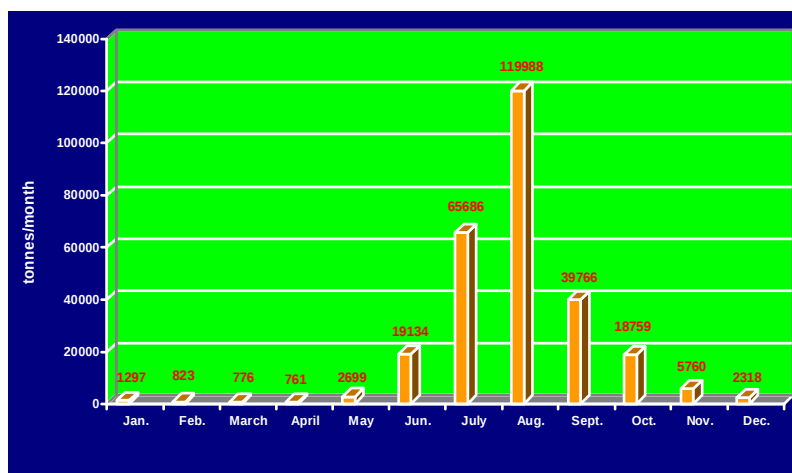
Figure 5.3.4 Current Reservoir Operation Rule and Actual Operation Statistics

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 Motor Columbus 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 PARSIFAL を用いて最適な貯水池運用を行っていくこととなる。

5.3.4 貯水池内の堆砂

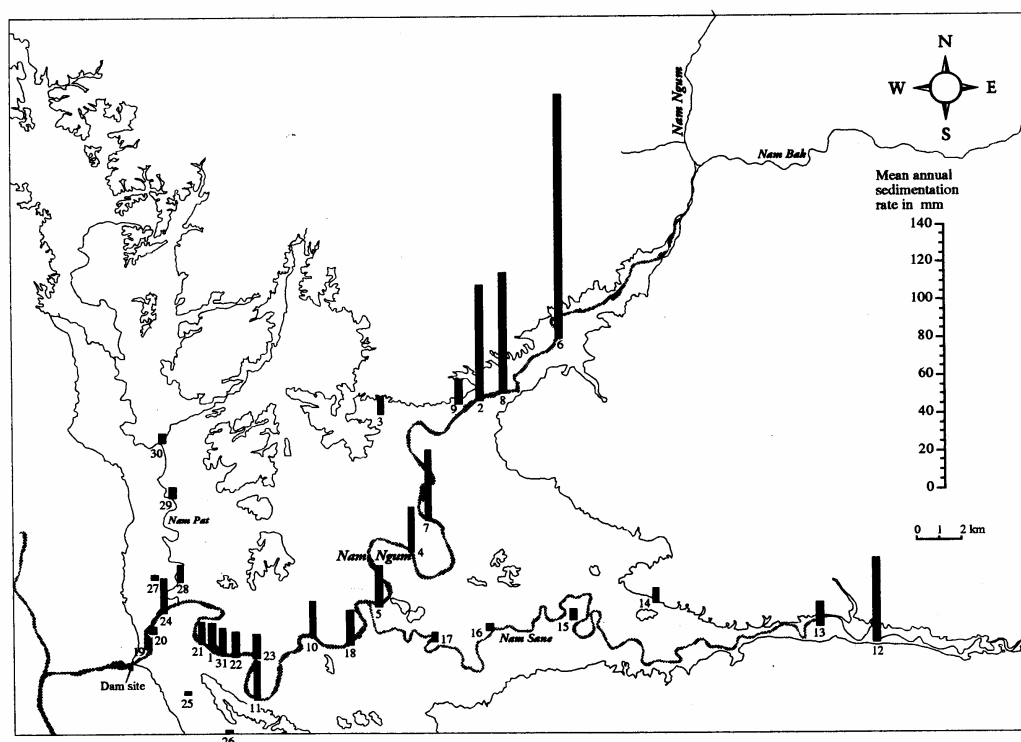
上流からの堆砂物は主に雨季に流下し、貯水池流入地点付近で沈下する。月ごと浮遊砂量を Figure 5.3.5 に示す。



Data Source: NN-1 Hydropower Station

Figure 5.3.5 Monthly Sediment Load into the NN1 Reservoir

また、ナムグム第一発電所が行った 1987 年から 1990 年の堆砂調査で判明したナムグム川沿いの堆砂状況を下図に示す。



Data Source: NN-1 Hydropower Station

Figure 5.3.6 Sediment Monitoring Result of the NN1 Reservoir

ナムグム 1 貯水池は満水位で 376 km² と広大であり、現在のところ堆砂による貯水量の減少は問題視されていない。

5.3.5 ナムグム水系既設水力発電所の貯水池運用

本調査ではナムグム水系の既設発電所のナムリック発電所とナムマン第三発電所および IPP のナムリック 1/2 の運用を検討する。各発電事業の諸元は Table 5.3.5 に示す。

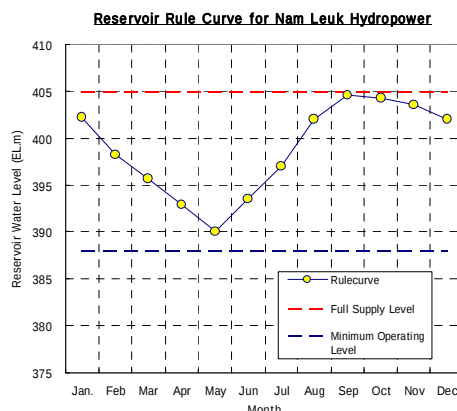
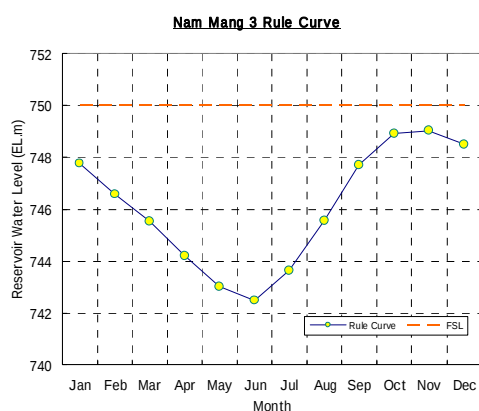
Table 5.3.5 Principal Features of the Existing/Under Construction Hydropower Station Considered in the Survey

Item/Project	Nam Leuk	Nam Mang 3	Nam Lik 1/2
Status	Existing	Existing	Under Construction
Main Developer	EdL	EdL	China International Water & Electric Corp.
Planned Commencement of Power Generation	2000	2004	2010
Principle Feature			
Catchment area (km ²)	274	65	1,993
Storage at FSL (MCM)	154	45	1,095
Average annual inflow (MCM)	438	-	2,690
Type of Dam	Rockfill	RCC	CFRD
Dam Height (m)	46.5	22	101.4
Design flood of spillway (m ³ /s)	2,100	57	2,080
Powerhouse type	Surface type	Surface type	Surface type
Rated output (MW)	60	40	100
Average annual energy	230	134	395

(1) 既設発電所の貯水池運用

ナムグム水系には既設のナムグム第一発電所があり、ナムグム水系に隣接するナムマン水系には、ナムルック水力発電所とナムマン第三水力発電所がそれぞれ 2000 年と 2006 年から運用開始している。

ナムマン第三水力とナムルック水力の貯水池運用ルールを Figure 5.3.7 に示す。



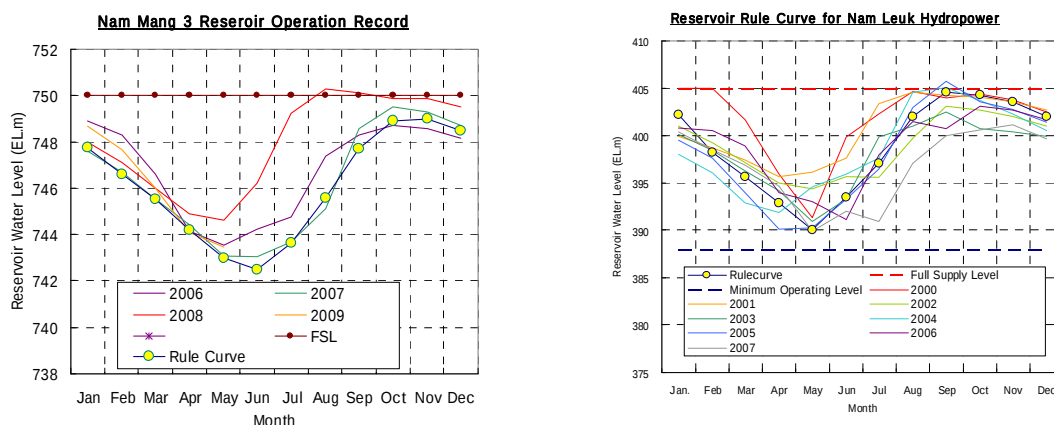
【Nam Mang3 Reservoir Operation Rule】

【Nam Leuk Reservoir Operation Rule】

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

Figure 5.3.7 Operation Rule of Nam Mang 3 and Nam Leuk Reservoir

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 Figure 5.3.8 に示す。



【Nam Mang3 Reservoir Operation Rule】

【Nam Leuk Reservoir Operation Rule】

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

Figure 5.3.8 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。

(1) ナムリック 1/2 水力発電所

ナムリック 1/2 水力発電所は国内電力供給を目的とし、IPP 事業者により 2010 年の運開を目指し建設中である。調査団が入手した F/S 報告書によれば、ナムリック 1/2 貯水池は有効貯水容量 826 MCM を有し、年平均流入量 85.2 m³/s に対して流量調整率 31%の比較的大きな貯水池である。同 F/S 報告書の中には、貯水池運用ルールや放流パターンなど運用にかかわる記述は見られないが、同報告書に記述されている年間発電時間（3954 時間）から推定すると日々の運用は原則 10 時間とし、ピーク時間に合わせて発電を行うものと考えられる。

ナムリック 1/2 は IPP のため運用面での融通性に欠けるが、国内向け IPP であるためある程度ラオス側の要望による運用面の変更は可能である。本検討ではラオス側の要望もあり、ナムリック 1/2 貯水池も変数として、水系最適運用に含めることとした。

5.4 各代替案の貯水池運用検討

5.4.1 概要

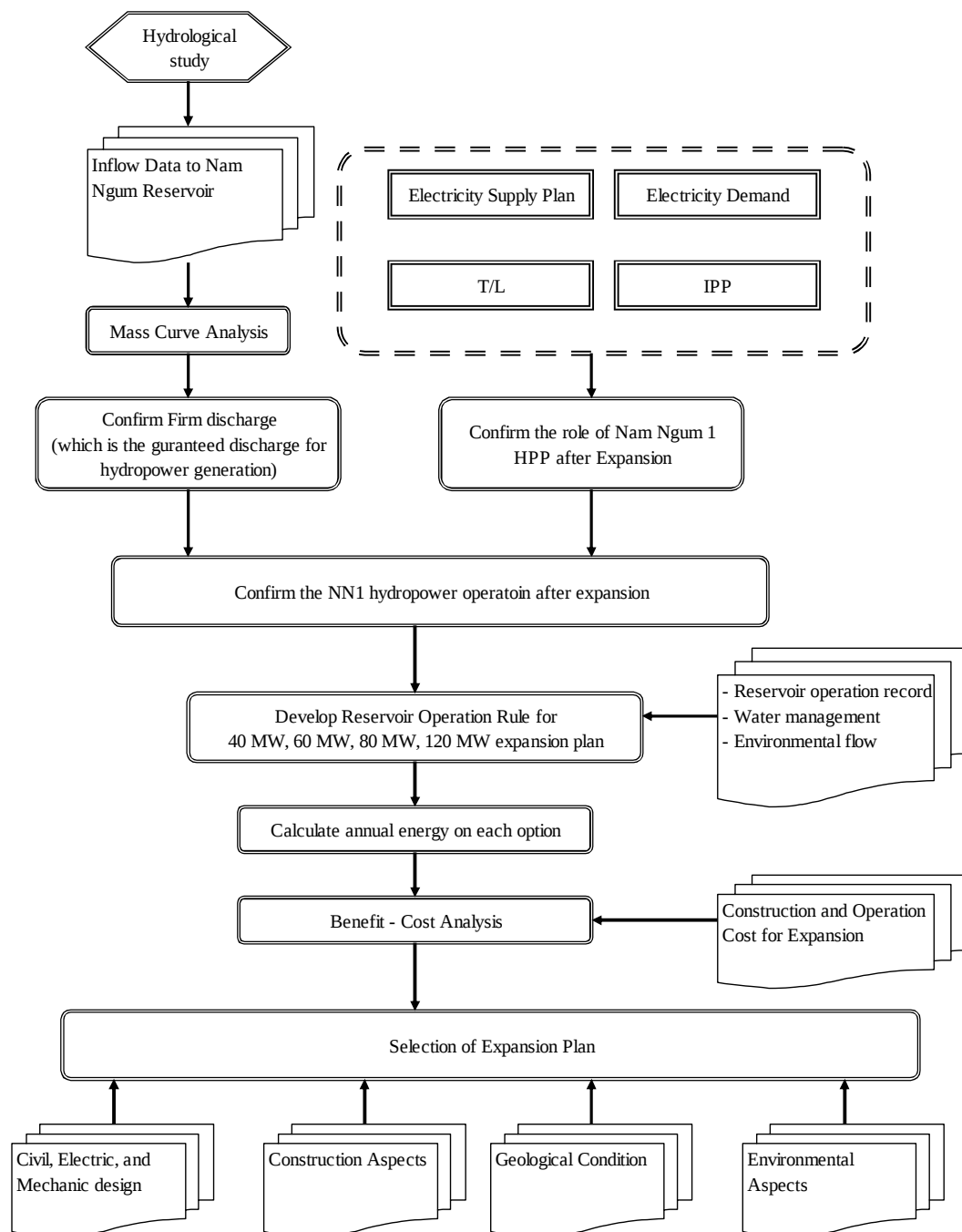
拡張後の貯水池運用検討では、拡張規模を決めるための代替案の選定に用いる最適貯水池運用を求める。最適貯水池運用は各拡張規模に応じて求めることとし、最適貯水池運用から求まる放流ルールを基に電力量計算を行う。電力量計算結果は第 8 章における詳細な代替案の比較検討の指標として用いられる。

5.4.2 代替案選定のためのナムグム 1 貯水池運用検討条件

本ナムグム 1 水力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する。ナムグム第二発電所からの放流量は、ナムグム第二発電事業者から提供された

代替案選定のための検討フローを Figure 5.4.1 に示す。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 5.4.1 Study Flow of Selection of the Best Option from the Alternatives

ナムグム第一発電所拡張後の貯水池運用最適運用検討では、最適化の目的やタイムステップ幅などの検討条件についてカウンターパートの EdL と協議を行った。EdL との協議で確認された検討条件は以下のとおり。

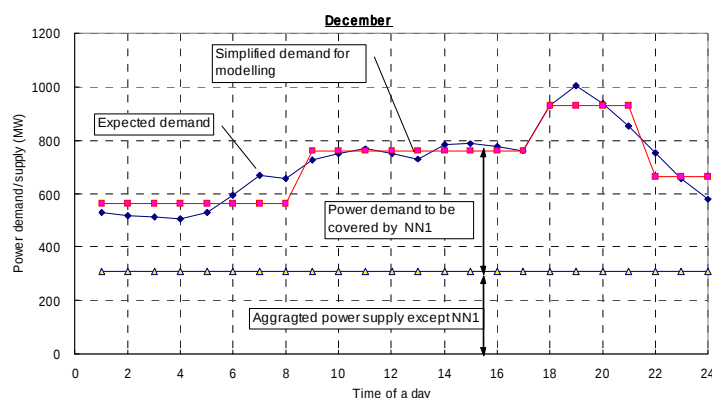
Table 5.4.1 Method and Conditions for the Reservoir Operation Optimization for the Selection of Alternatives

Item	Method
Purpose	Maximization of export and import power revenue with minimizing electricity supply shortage Max (Export Power – Import Power) and Min (Demand - Supply)
Method	Implicit Stochastic Optimization Method with Deterministic Dynamic Programming
Constraint	Reservoir capacity, discharge capacity of turbines.
Decision variables	Discharge from NN1 hydropower station
State variables	NN1 Reservoir storage
Conditions and assumptions	- Duration of inflow is 36 years from year 1972 to 2007 - Time Step is monthly - Operation of at least one unit among No.3, 4, or 5 operation during off-peak hours is mandatory required as maintenance flow - The priority of the power demand is in the order of 1) the night peak (18:00 to 22:00), 2) day time peak (9:00 to 18:00), 3) off peak (22:00 to 9:00). - TOU tariff structure is employed. - Target year is 2015 for selection of alternative. - Power demand and supply refers to the latest PDP.
Software	CSUDP ⁵ (Generalized Dynamic Programming Software)

Prepared by JICA Survey Team

DP 法による計算は米国コロラド州立大学で開発された汎用 DP 計算ソフト CSUDP を使用し、ナムグム水系の水力発電所の特性や目的関数をカスタムコードで与える。

ナムグム第一水力発電所がまかなう電力需要は、2015 年に想定される C1 地域の電力需要に他発電所の発電量を差し引いて算出した。算出された電力需要は TOU に従いオフピークとピークをそれぞれ 2 分割し、合計 4 ブロックに分割して各需要の平均値を求めた。例として 2015 年の 12 月の電力需要とブロック化した需要を Figure 5.4.2 に示す。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 5.4.2 Simplified Load Curve for Modeling of Dynamic Programming

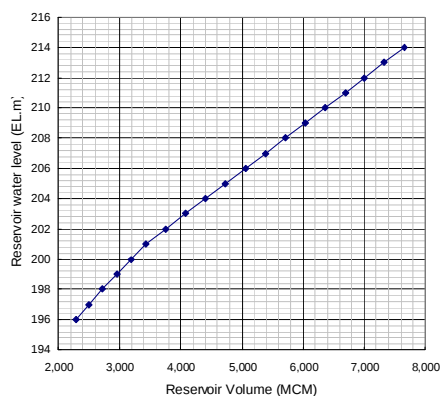
⁵ Labadie, J.W., (2003) "Generalized dynamic programming package: CSUDP." Documentation and user manual, Department of Civil Engineering, Colorado State University, Fort Collins, Colorado.

最適貯水池運用検討では、貯水池の水位容量曲線および水位貯水面積曲線などの貯水池諸元、既設水車発電機効率曲線や放水庭の水位 - 流量曲線が必要となる。代替案の選定では、40MW の拡張案では増設水車・発電機の仕様を既設の No.3, 4, 5 と同じとし、60 MW 以上の拡張規模の代替案では、標準的な水車・発電機の仕様を用いた。

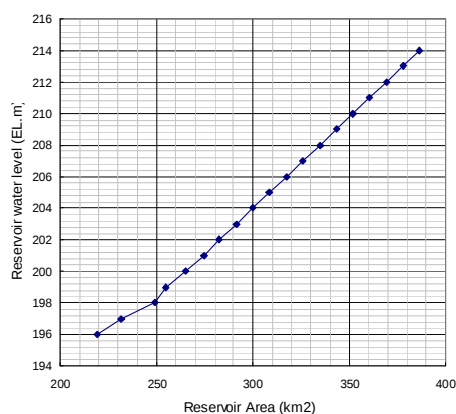
貯水池水位 - 容量曲線、貯水池水位—貯水池面積曲線を Figure 5.4.3 に示す。

Elevation (m asl)	Area (km ²)	Volume (1000m ³)	Volume (MCM)
164	0.0	0	0
196	219.0	2,296,000	2,296
197	231.5	2,501,000	2,501
198	249.0	2,724,000	2,724
199	255.0	2,967,000	2,967
200	265.0	3,193,000	3,193
201	274.5	3,428,000	3,428
202	282.5	3,754,000	3,754
203	291.5	4,079,000	4,079
204	300.0	4,405,000	4,405
205	308.5	4,730,000	4,730
206	317.5	5,057,000	5,057
207	326.0	5,382,000	5,382
208	335.0	5,708,000	5,708
209	343.5	6,033,000	6,033
210	352.0	6,359,000	6,359
211	360.5	6,685,000	6,685
212	369.5	7,010,000	7,010
213	378.0	7,336,000	7,336
214	386.5	7,661,000	7,661

Data



Reservoir Vol. - WL curve

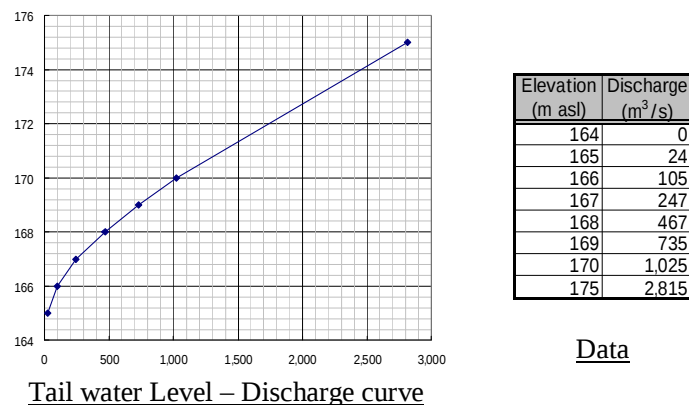


Reservoir Area - WL curve

Source; NN1 Tender Drawings, Feb 1968

Figure 5.4.3 Reservoir Area, Volume and Area Curves

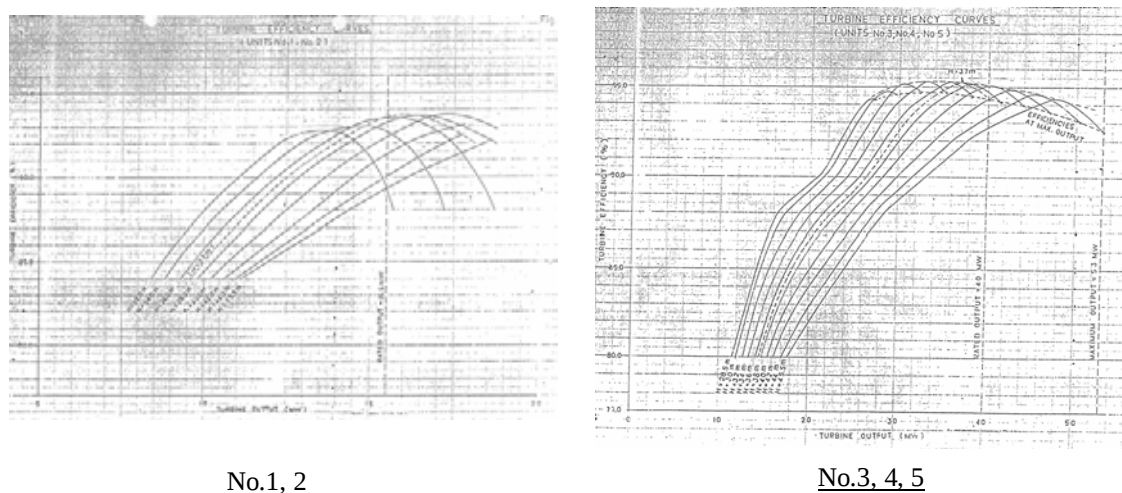
放水庭の水位 - 流量曲線を Figure 5.4.4 に示す。



Source; NN1 Tender Drawings, Feb 1968

Figure 5.4.4 Tail Water Level Curves

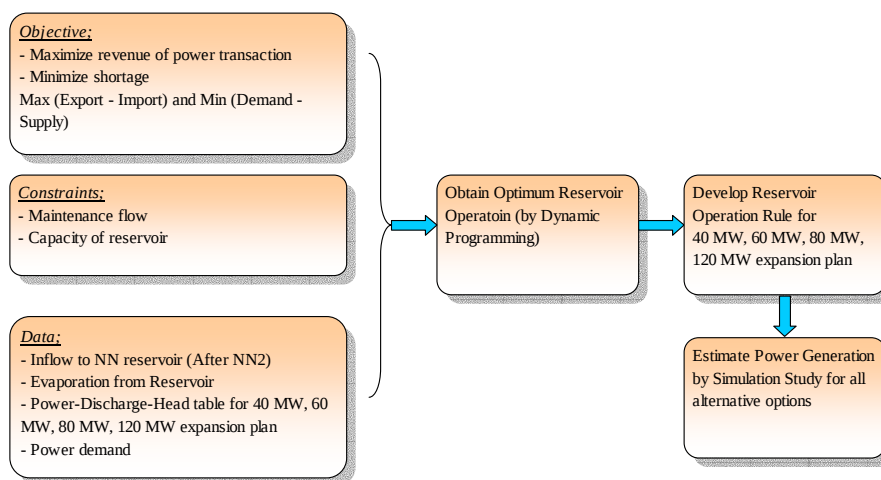
既設の No.1,2,3,4,5 水車の効率カーブを Figure 5.4.5 に示す。



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

Figure 5.4.5 Turbine Efficiency Curves

代替案選定のための貯水池運用最適化の検討フローを Figure 5.4.6 に示す。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 5.4.6 Study Flow of the Reservoir Optimization in the NN1 Expansion Survey

5.4.3 各拡張代替案の貯水池運用ルール

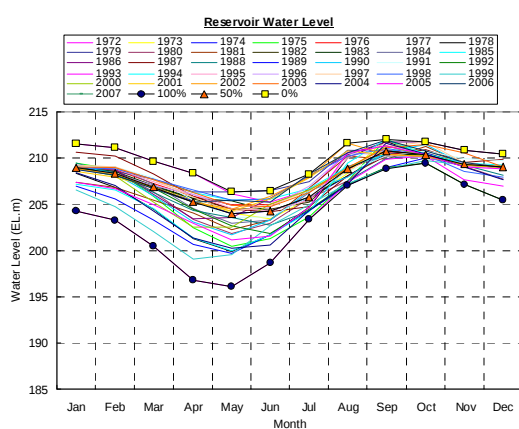
(1) 最適貯水池運用

調査団は代替案検討のために各拡張規模に応じて貯水池最適運用を検討し、拡張規模に応じた貯水池運用ルールを設定した。最適運用計算では、水車効率と最大使用水量を拡張規模に応じて変え、その他条件の目的関数や流入量などは同一とした。

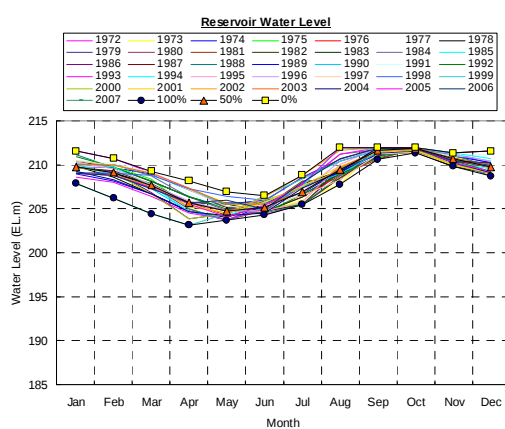
各拡張規模の最適貯水池水位結果は Figure 5.4.7 の通りとなる。

Optimum Reservoir Water Level

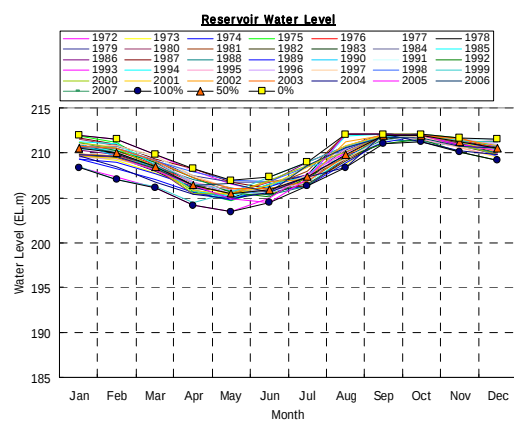
[Before Expansion, Current Condition]



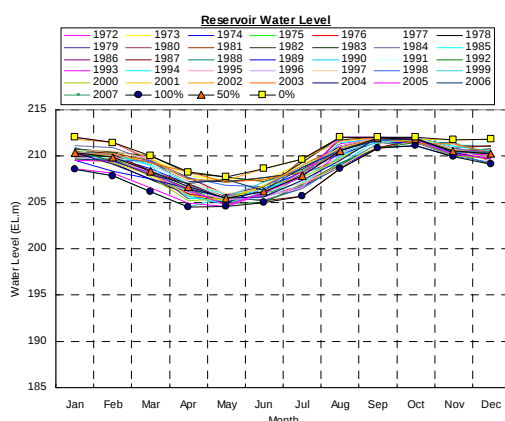
[40 MW Expansion Case]



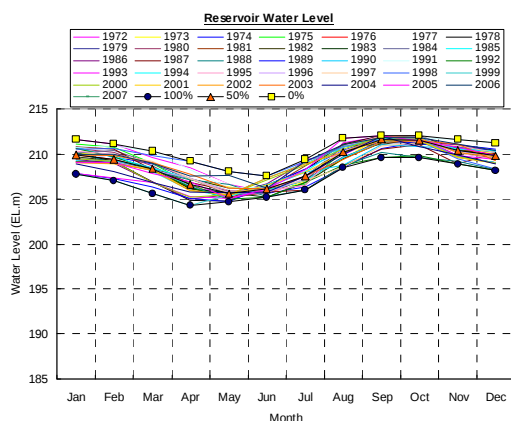
[60 MW Expansion Case]



[80 MW Expansion Case]



[120 MW Expansion Case]



Prepared by JICA Survey team

Figure 5.4.7 Optimum Reservoir Water Level for Each Expansion Scale

最適貯水位の結果では拡張規模が大きくなるに連れて、貯水池水位が上がる傾向にある。これは最大使用水量の増加により、雨季でも溢水を増やさずに比較的に高い位置に貯水池水位を保てるためである。しかし、この効果は 80 MW までで、80 MW と 120 MW の拡張ケースではほとんど変わらない結果となった。

(2) 貯水池運用ルール

本調査では陰確率論的最適化手法（Implicit Stochastic Optimization：ISO）を適用する。ISO では通常の流入量などの確率変数を離散化させてモデルに与える確率論的最適化手法と異なり、決定論的動的計画法で最適解を求めその結果を確率・統計処理する。ISO の利点は決定論的最適解を用いて解析を行うため、計算時間を短縮できることにある。

本検討では、得られた貯水池運用最適解を基に、月ごとの水位、放流パターンとの関係性を求め最も相関係数の高い回帰式を選び、それを発電ルールとする。40 MW 拡張ケースの運用ルールを以下に例示する。

Jan	Vol_t	=	0.831	$\times (Q_{in} + Vol_{t-1})$	+	490
Feb	Vol_t	=	0.799	$\times (Q_{in} + Vol_{t-1})$	+	695
Mar	Vol_t	=	0.745	$\times (Q_{in} + Vol_{t-1})$	+	706
Apr	Vol_t	=	0.703	$\times (Q_{in} + Vol_{t-1})$	+	638
May	Vol_t	=	0.713	$\times (Q_{in} + Vol_{t-1})$	+	689
Jun	Vol_t	=	0.640	$\times (Q_{in} + Vol_{t-1})$	+	1,080
Jul	Vol_t	=	0.805	$\times (Q_{in} + Vol_{t-1})$	+	159
Aug	Q_{out_t}	=	0.635	$\times (Q_{in} + Vol_{t-1})$	+	-3,539
Sep	Q_{out_t}	=	0.816	$\times (Q_{in} + Vol_{t-1})$	+	-5,413
Oct	Q_{out_t}	=	0.966	$\times (Q_{in} + Vol_{t-1})$	+	-6,713
Nov	Vol_t	=	1.021	$\times (Q_{in} + Vol_{t-1})$	+	-1,333
Dec	Vol_t	=	0.847	$\times (Q_{in} + Vol_{t-1})$	+	163

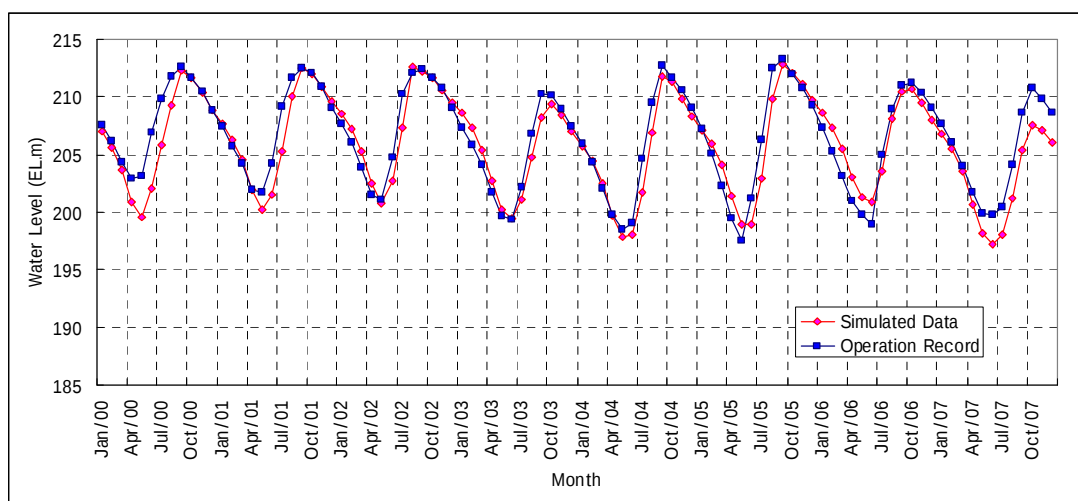
40 MW のケースでは、最適解は各月で貯水池流入量と貯水量の合計値が次の月の貯水量もしくは放流量と相関が高い。上に示す例では、1 月から 7 月および 11 月 12 月では貯水池流入量と貯水量の合計値と次の月の貯水量の回帰式となり、8 月から 10 月は水位が高くともるため貯水池水位との相関は低い。この期間は相関の高い貯水池流入量と貯水量の合計値とその月の放流量の回帰式とした。

代替案の選定では、各拡張規模に応じて上述のような最適ルールを最適解から確認し、運用ルールを作成する。

(3) 発生電力量計算

前項までで決められた発電ルールを基に、発生電力量計算を行う。発生電力量計算では、水文解析で用意された水文基礎資料を基に、貯水池の水収支の計算を行う。発電シミュレーションの水収支計算は簡便なためエクセル表計算にマクロを組み込み計算を行う。

試算として 2000 年から 2007 年までの水文資料を用いて発電シミュレーションを行った。その結果を Figure 5.4.8 に示す。



Source: Data from NN1 Hydropower Station and data prepared by JICA Survey Team

Figure 5.4.8 Comparison of Water Level between Simulation and Actual Record

上図に示すとおり、シミュレーションとナムグム1貯水池実績はほぼ一致しており、計算モデルに問題はないと考える。

各代替案の発生電力量の計算で用いる各代替案の最大使用水量、損失ロス係数を示す。

Table 5.4.2 Maximum Plant Discharge and Head Loss Coefficient

Expansion Scale	Alternative Name	Maximum Plant Discharge (MW)	Head Loss Coefficient a of $a \cdot O^2$ (GWh)
Before Expansion (w/o NN2)		117	$6.88 \cdot 10^{-5}$
Before Expansion (w/ NN2)		117	$6.88 \cdot 10^{-5}$
40 MW			
	A1	117	$6.88 \cdot 10^{-5}$
	A4-1	117	$8.95 \cdot 10^{-5}$
	A4-3	117	$9.78 \cdot 10^{-5}$
	D2-1	117	$7.52 \cdot 10^{-5}$
60 MW			
	A2	177	$3.13 \cdot 10^{-5}$
	A4-2	177	$4.35 \cdot 10^{-5}$
	A4-4	177	$4.75 \cdot 10^{-5}$
	D2-2	177	$3.04 \cdot 10^{-5}$
80 MW			
	B2-1	236	$1.79 \cdot 10^{-5}$
	D2-3	236	$2.90 \cdot 10^{-5}$
120 MW			
	B2-2	354	$0.763 \cdot 10^{-5}$
	D2-4	354	$1.27 \cdot 10^{-5}$

Prepared by JICA Survey Team

発生電力量計算により得られる各代替案の発生電力量を Table 5.4.3 に示す。

Table 5.4.3 Result of Simulation: Annual Energy, Peak Energy and Off-Peak Energy

Expansion Scale	Alternative Name	Dependable Capacity (MW)	Annual Energy (GWh)	Peak Energy (Average) (GWh)	Off Peak Energy (GWh)
Before Expansion (w/o NN2)		96	980	455	525
Before Expansion (w/ NN2)		111	1,068	473	595
40 MW					
	A1	144	1,120	573	547
	A4-1	144	1,119	572	547
	A4-3	144	1,119	572	546
	D2-1	144	1,120	573	547
60 MW					
	A2	162	1,123	616	507
	A4-2	161	1,121	615	506
	A4-4	161	1,120	615	506
	D2-2	162	1,123	616	507
80 MW					
	B2-1	189	1,135	642	493
	D2-3	188	1,131	639	491
120 MW					
	B2-2	227	1,140	718	422
	D2-4	225	1,134	713	421

Prepared by JICA Survey Team

発生電力量計算の結果 40 MW のケースで 52 GWh の電力量の増加が見られ、60 MW、80 MW、120 MW 拡張では、拡張規模が大きくなるにつれて年間発生電力量が微増する結果となった。

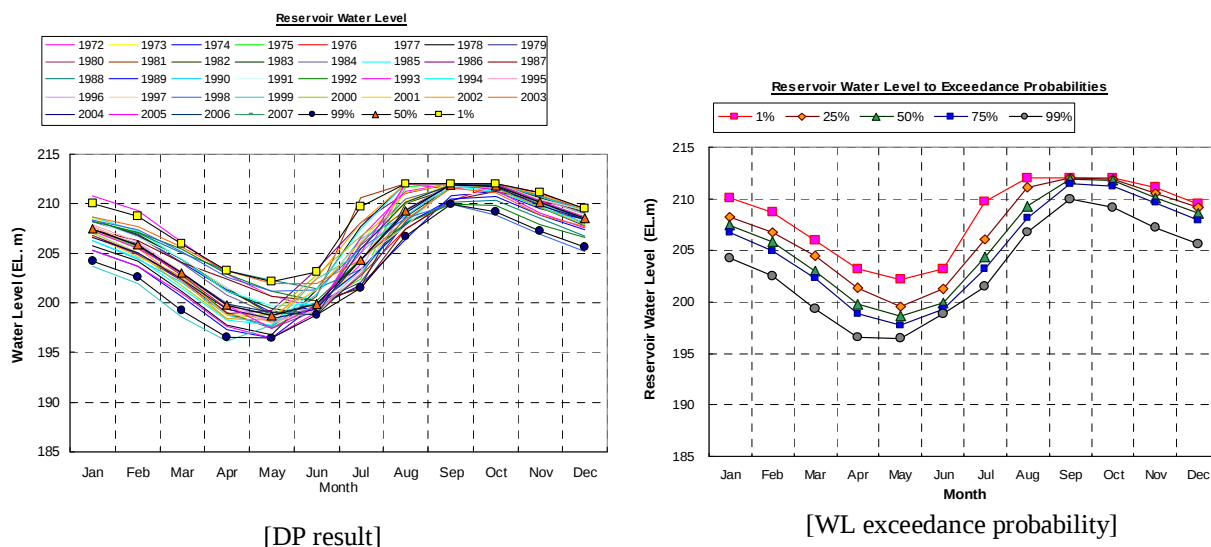
5.5 ナムグム 2 水力発電事業の影響

前述の通りナムグム第二発電所完成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。本検討ではナムグム第二発電所完成後のナムグム 1 貯水池への流入量の流況の変化が最適貯水池運用へ及ぼす影響を確認する。

まず、現状の貯水池運用を収益最大化と電力供給不足最小化を目的として、1972 年から 2007 年までの水文量を使用し、2010 年の電力需給を用いて DP 法を適用して最適貯水池水位を求める。

▶ ナムグム第二発電所完成前

ナムグム第二発電所完成前のナムグム川からの貯水池流入量を使用し、最適貯水池水位と貯水池水位の超過確率は以下の通りとなる。

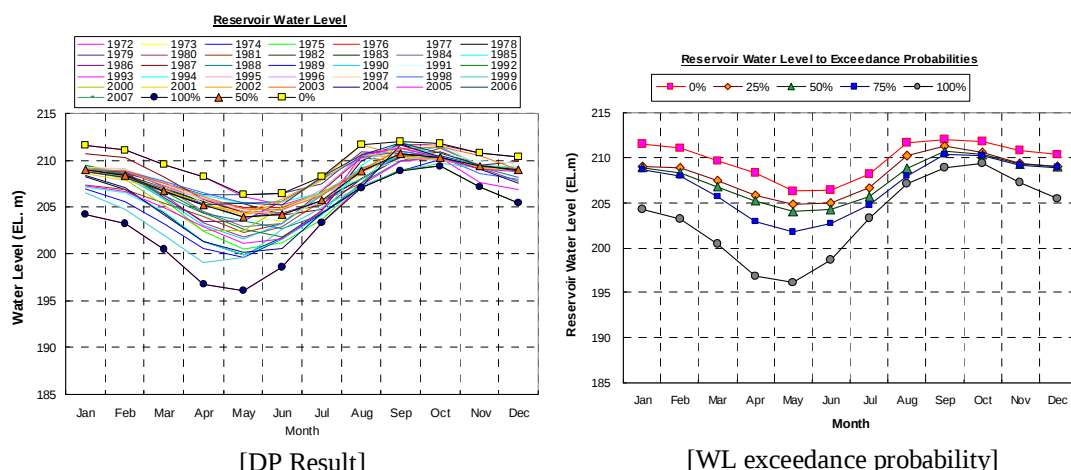


Prepared by JICA Survey team

Figure 5.5.1 Reservoir Optimum Operation Presented by Dynamic Programming for without-NN2 Case

▶ ナムグム第二発電所完成後

ナムグム第二発電所完成後の発電放水量を使用して、DP 法を用いた最適貯水池運用を計算した。結果を以下に示す。

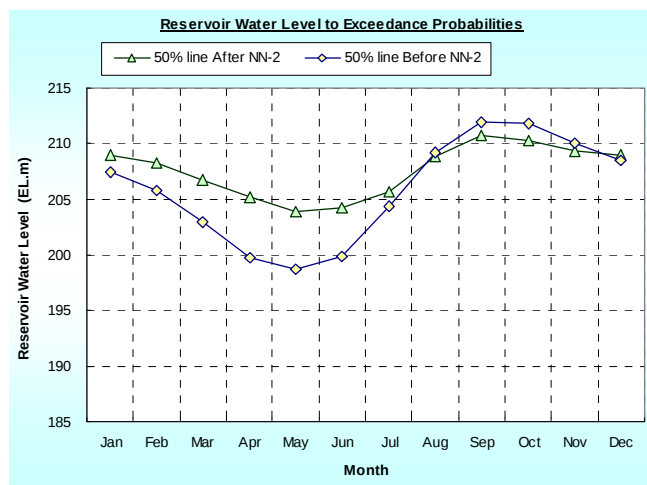


Prepared by JICA Survey team

Figure 5.5.2 Reservoir Optimum Operation Presented by Dynamic Programming for with-NN2 Case

▶ 両者の比較

ナムグム第二発電所の完成前と完成後の結果のうち、両者の中央値（超過確率 50%）をプロットする。

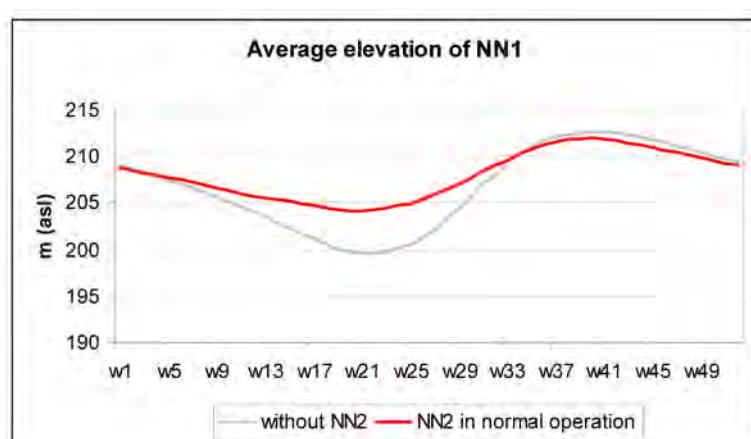


Prepared by JICA Survey team

Figure 5.5.3 Comparison of Optimum Reservoir Operation between with and without NN2

上図より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、水位が下がりそれに伴い 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。

ナムグム第二発電所の運用によるナムグム 1 貯水池運用への影響は NNRBDSP の Component 2 において PARSIFAL でも検討が行われている。PARSIFAL により与えられている、ナムグム第二発電所完成後の最適ナムグム 1 貯水池カーブを Figure 5.2.23 に示す。



Prepared by NNRBDSP, Component 2, "Output Report on Activity 2.3: Reservoir Management"

Figure 5.5.4 Optimum Reservoir Operation with and without NN2 Studied by PARSIFAL

これを見ると PARSIFAL の結果でも同様に 5 月に水位は EL. 204 m 付近まで下がることを示しており、調査団の結果とほぼ一致することを確認した。

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

5.6.1 概要

代替案の選定では第8章で記述の通り40MW拡張案が選定されるが、選ばれた40MW拡張案に対し増設水車・発電機の基本設計が第9章でなされ、貯水池運用は基本設計で定められた増設機の仕様を用いて再度ナムグム1貯水池の最適貯水池運用を検討する。

貯水池運用の検討では、先ずADBとADFの支援により導入が進められているナムグム水系統合水資源管理を考慮し、ナムグム第一発電所と他の水力発電所が受け持つ責任放流量を明確にする。各水力発電所が担う責任放流量の確定後、経済・財務評価のための電力量最大化を目指した貯水池運用と、電力販売による収益最大化を目指した貯水池運用を検討する。それぞれの検討ではナムグム1貯水池のみならず他のナムグム水系の水力発電所がもつ貯水池の運用も考慮する。

5.6.2 ナムグム水系統合水資源管理

(1) NNRB Development Sector Project による統合水資源管理の導入

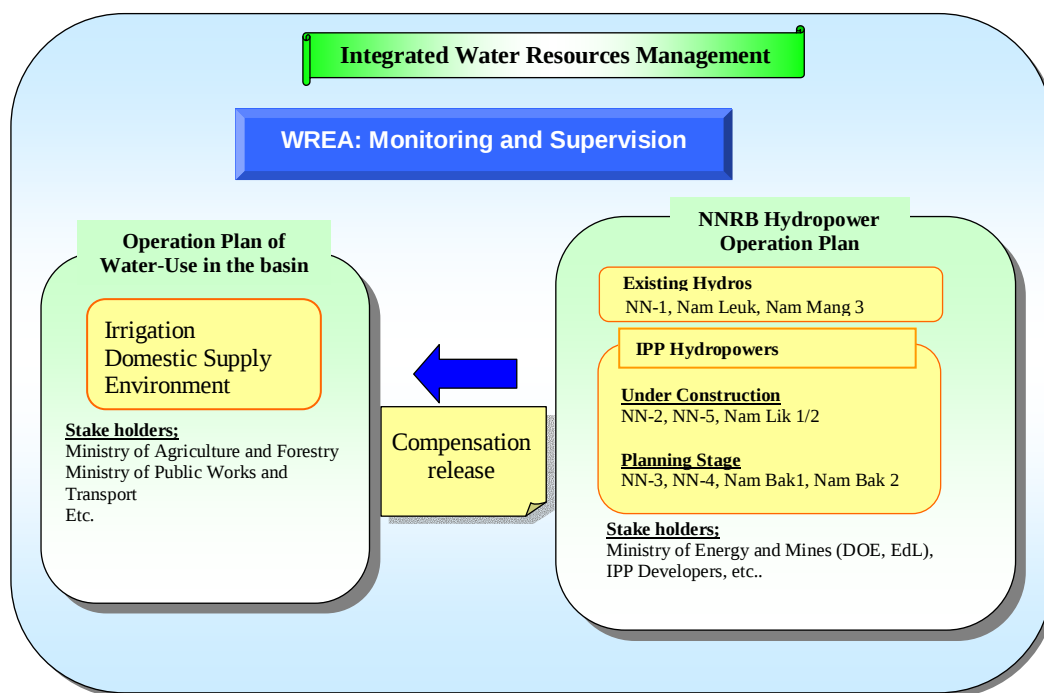
ADBとADF支援により進められているNNRB Development Sector ProjectのComponent 1では、ナムグム川流域への統合水資源管理の導入を目的としている。その中で監督機関となる水資源環境庁(WREA)が2007年に設立され、水力発電や灌漑などの水利用と環境影響について監督を行っている。WREAは設立からまだ日が浅いが今後のナムグム流域の水資源管理はWREA監督の下に効率的な水利用が促進されていくものと考えられる。

統合水資源管理における流域管理のコンセプトをFigure 5.6.1に示す。

ナムグム流域の現状の水利用の実態は、NNRBDSPのComponent 3において農業・林業省(Ministry of Agriculture and Forestry)所属の計画統合水流域管理部(Department of Planning, Integrated Watershed Management Unit)が実施主体となって流域の水利用にかかわるベースライン調査でデータを収集中である。しかし、本調査時点で具体的な水利用の数値は得られていない。

統合水資源管理が導入されたナムグム流域の水利用は、その水利用が互いの利益と競合する場合に監督責任官庁と協議の上ナムグム川流域の水利用について調整を行うこととなる。具体的には下流の灌漑用水や生活・工業用水などの水利用に必要な水量を上流の貯水池群が責任放流として供給を行うこととなる。

NNRB Development Sector ProjectではWREAの設立など、Capacity Buildingに主眼が置かれており、灌漑用水、生活・工業用水の実際の需要量の計測等は今後の課題となっている。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 5.6.1 Concept of Integrated Water Resources Management to the Nam Ngum River basin

(2) ラオス国の水利権

ラオス国の水使用の権利については、「水・水資源法」(Law on Water and Water Resources, No.02/96, 1996)に記されており、水資源は国民共同体の財産("the property of the national community")とし、小規模の水利用以外は政府の許認可が必要となる。水力発電のような大規模開発は、Feasibility Study と環境影響評価を実施し政府に提出しなければならない。ラオス国の水利権は沿岸主義に似ており、水利用の配分・利用の優先付けについて規定がなく、あくまで政府による承認・調整事項となる。

ナムグム川流域の場合では、水力発電の運用は下流の流況の変化を及ぼす。その変化の程度と下流のステークホルダーへの影響を確認の上、必要であれば各事業者間で調整を行う。

(3) 水利用と灌漑用放流

5.1 章で述べたとおり、ナムグム川流域の水利用は 99%が農業用水であり、そのほとんどが水田への灌漑が占められる。ナムグムダムより上流域の灌漑地域は Xiengkhoune 付近で、ナムグム 2 ダムやナムグム 5 ダムよりさらに上流に位置するため、水力事業者間で調整する必要はない。

ナムグムダムより下流については、5.1 章で述べたとおり現状では灌漑用のポンプ容量は 32.8 m³/s であり、将来 2027 年までに現状の開発が進み 610,00 ha が新たに灌漑される場合 43 m³/s の灌漑ポンプ容量が必要と推定されている。その場合合計値は 75.8 m³/s となり、現状のオフピークで 3,4,5 号機何れか 1 台フル運転 (117 m³/s 相当) を行った場合は、十分供給可能な数値である。

(4) ナムグム川維持流量と責任放流分担

ナムグム川はナムグム第一水力発電所下流約 5km でナムリック川と合流する。合流点より約 89 km 上流にナムリック 1/2 水力発電所が建設中である。

ナムグム第一水力発電所より下流のナムグム川の将来の流況はナムグム第一水力発電所と現在建設中のナムリック 1/2 水力発電所の放流パターンにより左右される。しかし、本調査内でナムリック 1/2 水力発電事業の環境影響評価報告書を収集し、ナムリック 1/2 水力発電所事務所に対しヒアリングを行ったが、ナムリック 1/2 ダムからの維持放流について具体的な記述もしくは、計画について具体的な放流計画を得ることができなかった。よって、本調査では維持流量の指標となる 10 年に 1 度発生する渇水流量を暫定的にナムリック川の維持流量とし、それからナムグム第一水力発電所からの必要放流量を求めることとした。ナムリック川の渇水流量は第 6 章で記述の通り、 $29.1 \text{ m}^3/\text{s}$ となる。ナムリック 1/2 水力発電事業の F/S 報告書の諸元では年間運転時間は 3,954 時間しており、これからナムリック 1/2 水力は一日 10 時間運転と推定されるが、その場合にはこの渇水流量は上回ることとなる。

本調査では、第 6 章で記述されている初期環境社会調査において、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、必要放流量が提案されている。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 ($117.1 \text{ m}^3/\text{s}$) 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、後述の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 $117.1 \text{ m}^3/\text{s}$ を放流することとする。

しかし、初期環境社会調査では前述のとおり前提条件として、ナムリック川の維持流量を渇水流量としており、もしナムリックの流量が渇水流量を下回る場合に下流域住民に影響がでることが確認されている。ついては、ナムリック 1/2 水力発電所運用後の運用は、監督官庁である DOE の監視下のもと、放流量パターンが下流域に住む住民に悪影響がないかモニターする必要がある。

5.6.3 貯水池運用検討方針

ナムグム 1 貯水池の運用検討では、経済・財務分析評価に用いる資源の有効活用を目的とした貯水池運用と、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はそれぞれ異なるため、2 つに分けて検討を行う。経済・財務分析用の貯水池運用検討では、以下の理由により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。

- プロジェクトの評価に用いる経済・財務評価は、それぞれが独立したものではなく、補完的な関係にあり、経済・財務の両方を見ながら事業の是非を評価する。しかし、ナムグム 1 拡張事業のように既存発電所の拡張事業の場合は、電力量が増えないために財務より経済的评价に主眼が置かれ、財務的评价是従属的となる。
- 通常貯水池運用は経済評価と財務評価で同じものを用いる。本事業では経済評価を重視するため資源の効率的活用から、貯水池運用は保証出力を確保した経済評価を主体とした電力量最大化で求める。財務評価は経済評価に従属するので、財務評価は経済評価で計算された電力量を用いて売電収益等の計算を行う。

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る。

以上より、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する。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が前提条件となる。よって、電力量最大化と売電収益最大化の両ケースの検討では、電力輸入量最小化を最優先とし、その上で電力量最大化と収益最大化を図るようにする。

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う。

5.6.4 ナムグム水系水力発電運用検討方針

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。前述のとおりここで行う貯水池運用検討はプロジェクト評価につながる経済・財務分析用の貯水池運用（電力量最大化）と異なり、国内販売と電力輸出入の収益による収益の最大化を目指し、電力輸入量の変動による収益の変化や貯水池運用の変化を示す。

対象とする水力発電所は 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、カウンターパートの要望により IPP で進められているナムリック 1/2 水力発電事業も別途含めて発電運用の検討を行う。

検討では以下 3 つのケースを考慮する。

- 1) ナムグム 1 貯水池のみ変数とする。
- 2) ナムグム 1 貯水池、ナムルック貯水池、ナムマン 3 貯水池を変数とする。
- 3) ナムグム 1 貯水池、ナムルック貯水池、ナムマン 3 貯水池、ナムリック 1/2 貯水池を変数とする。

以上の 3 ケースについて、それぞれ 2015 年、2020 年、2025 年の電力需給バランスをあてはめて、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う。

ナムグム第五水力発電所については同発電所が IPP であり融通性が低いこと、また貯水池容量が小さいためほぼ流れ込み式発電所と同じ発電形式となるため、最適運用検討から除外した。ただし、調査団は DOE からナムグム第五発電所の月ごとの計画発電量を受領しており、本調査におけるナムグム第五発電所の発電量として供給量に含めた。

5.6.5 検討に用いる電力需要

ナムグム 1 貯水池運用の検討では 2015 年、2020 年、2025 年の想定電力需要と最新の PDP から得られる電力供給計画を基に、ナムグム第一発電所を拡張した場合と拡張しない場合のケースにつ

いて貯水池運用を検討する。C1 エリアの電力需要は平日と休日でパターンが異なるため、2015 年、2020 年、2025 年の各年各月の平日と休日の電力需要を考慮する。最新の PDP から想定される各年の平日と休日の電力需給バランスの詳細は第4章に記述されている。

貯水池運用最適計算では、Figure 5.4.2 に示すとおり 1 日の時間を 0:00～9:00、9:00～18:00、18:00～22:00、22:00～0:00 の四ブロックに分割し、各ブロックの需要と供給の平均値を取り代表させる。

各年の電力需給の概要を以下に述べる。

1) 2015 年

2015 年は電力需要の伸びに電力供給が追いつかず C1 地域の電力供給は多くを輸入に頼らなければ、需要を満足させることができないと想定される。

2) 2020 年

現在の最新 PDP によると、2020 年のケースでは乾季の平日のピーク時間で電力供給が需要を満たせないものの、雨季には国内電源のみで国内需要を満たせると想定される。

3) 2025 年

2025 年になると再び電力需要の伸びに電力供給が追いつかない状態となり、2015 年のケースと同じような需給バランスとなるが、時間帯によっては供給力が需要を上回る。

5.6.6 経済・財務評価のための貯水池運用計画（案）

(1) 概要

経済・財務評価のための貯水池運用検討では、前述のとおり保証出力を確保した電力量最大化を目的関数とする。C1 地域に電力を送るナムグム水系水力発電所はナムグム第一発電所、ナムマン第三発電所、ナムルック発電所の 3 発電所となるが、これら 3 つの発電所は互いに協議・連携しながら発電運用を決めているため、ナムグム第一発電所の拡張による運用の変化は他の発電所の運用にも影響を与えるものと考えられる。よって、最適貯水池運用の検討においてこれら 3 つの発電所を含めることとする。流域内の IPP 水力発電所は融通性に欠け、連携した運用は難しいことから経済・財務のための貯水池運用の検討対象には含まない。

(2) 検討条件

経済・財務分析用の貯水池運用検討条件を以下に示す。

Table 5.6.1 Method and Conditions for the Reservoir Operation Optimization for the Economic Evaluation

Item	Method
Purpose	Maximization of annual energy production with securing firm power output and minimizing energy import from EGAT (Objective function forms as multi-objective function) Objective function; $Maximize \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N Ene(n,t) - \sum_{t=1}^T (Demand - Supply)$ Where, $Ene(n, t)$: Energy output of the n^{th} hydropower station (MWh) at the time “t”. $(Demand - Supply)$: Power demand shortage. It is only functioned when demand exceeds supply (Demand > Supply). Power demand shortage is covered by the energy imported from EGAT. Therefore, it is equivalent to the imported energy. T : Number of time step. (T = 432) N : Number of hydropower station. (N = 3, i.e. NN1, Nam Mang 3 , and Nam Leuk) Energy is calculated by the following equation. $Energy = g \times Q_{power} \times He \times \varepsilon \times t$ Where, g : gravity acceleration (m/s^2) Q_{power} : power discharge (m^3/s) He : effective head (m) ε : combined efficiency t : generation hour (hr)
Examined Year	2015, 2020, 2025
Case	(1) After Expansion, (2) Before Expansion w/ NN2, (3) Before Expansion w/o NN2
Method	Implicit Stochastic Optimization Method with Deterministic Dynamic Programming
Constraints	Reservoir capacity, discharge capacity of turbines.
Decision variables	Discharge from NN1 hydropower station, Nam Leuk hydropower station, and Nam Mang 3 hydropower station
State variables	Reservoir storage of NN1, Nam Leuk and Nam Mang 3
Conditions and assumptions	- Duration of inflow is 36 years from year 1972 to 2007 - Time Step is monthly - Irrigation demand of Nam Mang 3 should be fulfilled. - At least one unit among No.3, 4, or 5 operation during off-peak hours is mandatory required as maintenance flow - The priority of the power demand is in order of 1) the night peak (18:00 to 22:00), 2) day time peak (9:00 to 18:00), 3) off peak (22:00 to 9:00). - TOU tariff structure is employed. - Target year is 2015 for selection of alternative. - Power demand and supply refers to the latest PDP. - Power demand is divided to four blocks as exemplified in Figure 5.4.2. - Currently power interchange capacity is 100 MW between EGAT and Laos North Central. However, interchange over 100 MW is allowed in the model for both import and export.
Software	CSUDP (Generalized Dynamic Programming Software)

Prepared by JICA Survey Team

ナムグム第一発電所の既設水車の効率カーブは代替案選定に用いたものと同じものを用い、増設水車については第 9 章の基本設計で決められた増設水車の効率カーブを用いる。

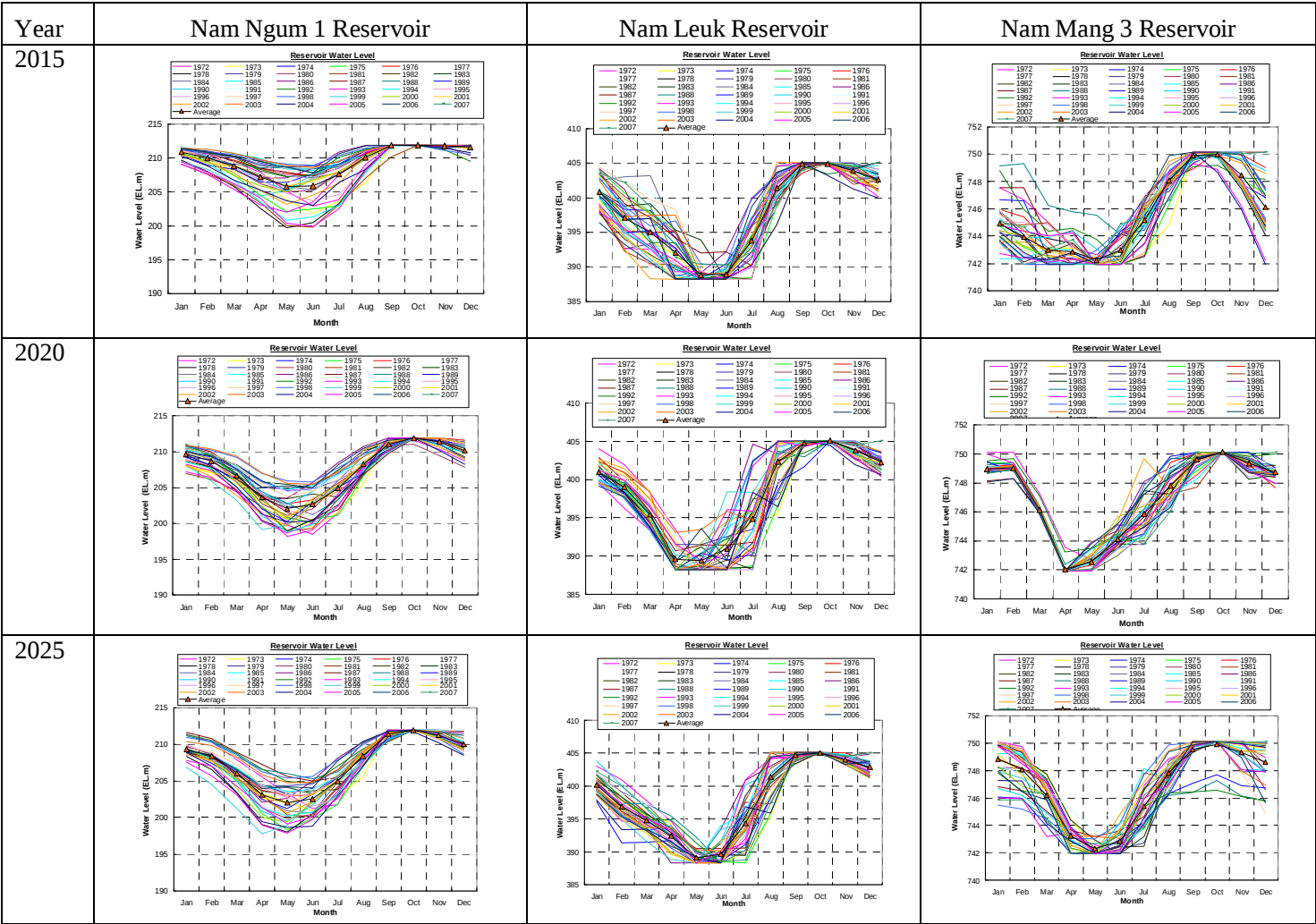
DP 法による計算は米国コロラド州立大学で開発された汎用 DP 計算ソフト CSUDP を使用し、ナムグム水系の水力発電所の特性や目的関数をカスタムコードで与える。

(4) 最適貯水池運用結果

2015 年、2020 年、2025 年の電力需給バランスに 1972 年から 2007 年の水文資料を用いて最適化した結果を以下の通り示す。

- 貯水池水位曲線 : Figure 5.6.2 ~ Figure 5.6.4
- 電力輸入量と収益収支サマリー表 : Table 5.6.2

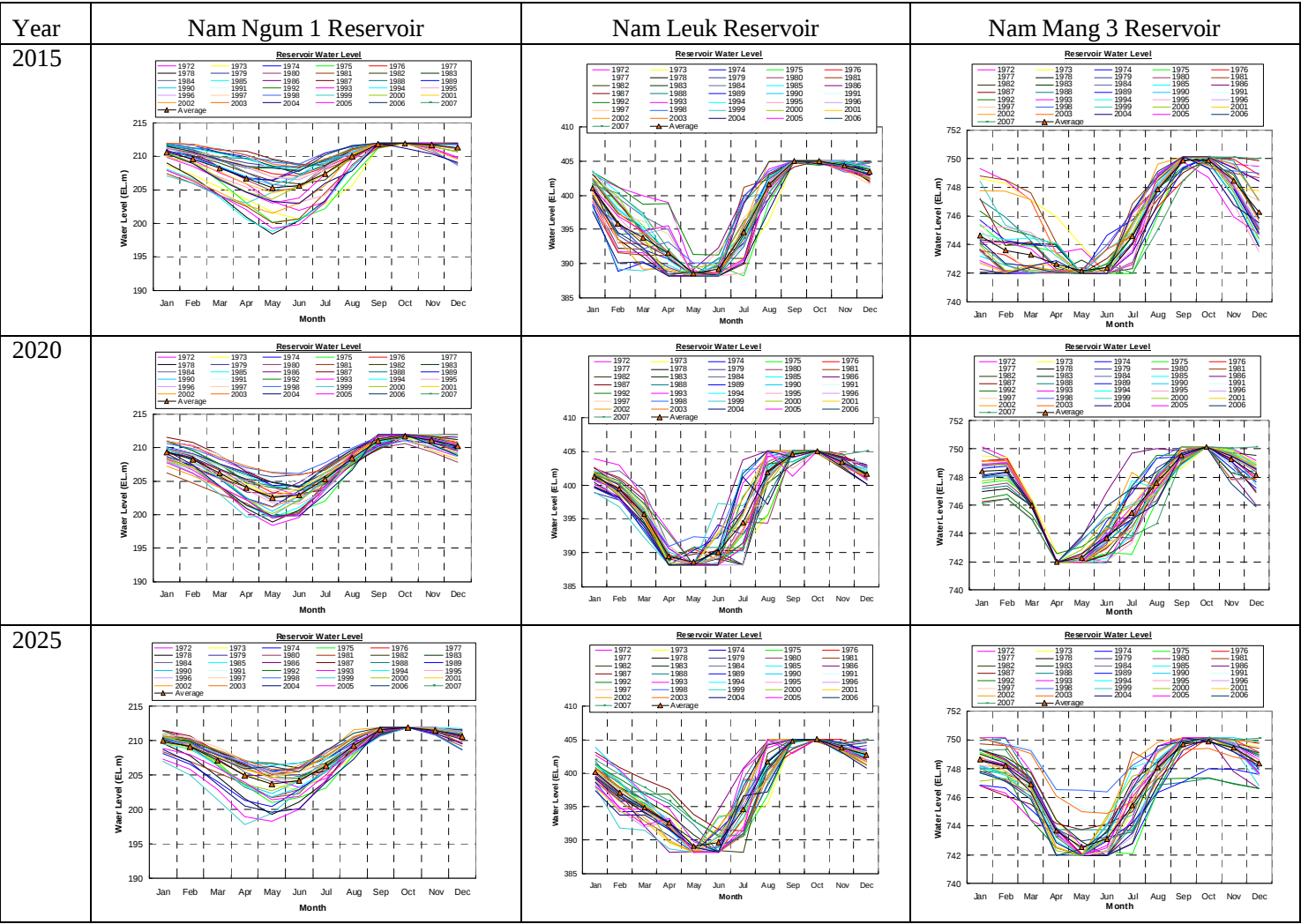
【拡張後(After Exp.)】



Prepared by JICA Survey Team

Figure 5.6.2 Optimized Reservoir Operation Curve for After Expansion Case

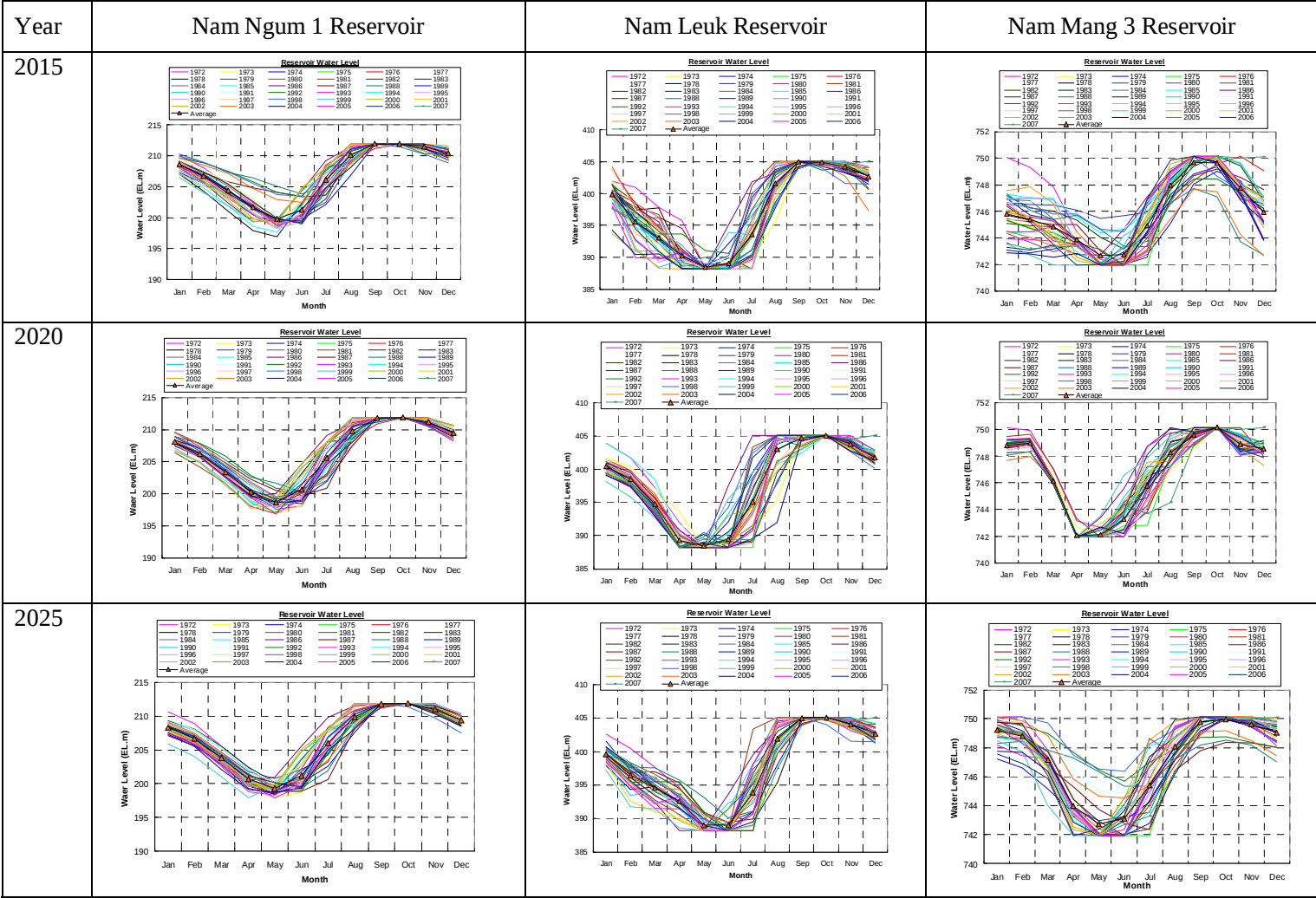
【拡張前 NN2 考慮 (Before Exp. w/ NN2)】



Prepared by JICA Survey Team

Figure 5.6.3 Optimized Reservoir Operation Curve for Before Expansion with NN2 Case

【拡張前 NN2 なし (Before Exp. w/o NN2)】



Prepared by JICA Survey Team

Figure 5.6.4 Optimized Reservoir Operation Curve for Before Expansion without NN2 Case

Table 5.6.2 Result of Optimization for Each Case in Each Year

	(Unit)	2015			2020			2025		
		with 40 MW expansion	Before Expansion (w/ NN2)	Before Expansion (w/o NN2)	with 40 MW expansion	Before Expansion (w/ NN2)	Before Expansion (w/o NN2)	with 40 MW expansion	Before Expansion (w/ NN2)	Before Expansion (w/o NN2)
(1) Nam Ngum 1, Nam Mang 3 and Nam Leuk										
Average hydropower energy	(GWh/year)	1,561	1,558	1,562	1,487	1,481	1,531	1,491	1,509	1,533
Revenue for domestic sale	(1000 USD/year)	96,699	96,575	96,586	45,660	42,944	42,315	78,576	74,392	72,507
(2) Import from EGAT										
Average import energy	(GWh/year)	1,840	1,842	1,842	78	122	132	624	692	722
Average import power	(MW)	327	367	368	57	78	81	242	272	278
Maximum import energy	(GWh/month)	279	286	265	36	50	53	189	190	181
Maximum import power	(MW)	500	569	518	224	233	249	499	518	532
Average import expense	(1000 USD/year)	85,316	86,908	87,014	3,984	6,236	6,735	30,911	34,724	36,267
Revenue selling import energy to domestic	(1000 USD/year)	114,276	114,400	114,389	4,845	7,561	8,190	38,777	42,961	44,846
(3) Export to EGAT										
Average export energy	(GWh/year)	3	3	7	1,320	1,357	1,417	446	532	586
Average export power	(MW)	2	1	3	249	255	268	131	140	152
Maximum export energy	(GWh/month)	23	19	23	292	292	292	177	184	179
Maximum export power	(MW)	92	100	103	565	580	580	430	464	469
Average export revenue	(1000 USD/year)	118	109	237	49,924	50,475	52,557	15,998	18,919	20,821
(4) Excess charge										
Average excess charge	(1000 USD/year)	56,198	54,327	54,828	0	0	0	6,586	5,320	4,255
Maximum excess charge	(1000 USD/year)	74,037	69,693	63,702	0	0	0	15,958	15,636	14,867
(5) Total annual revenue	(1000 USD/year)	211,093	211,084	211,212	100,429	100,980	103,062	133,351	136,272	138,174
(6) Total annual expense	(1000 USD/year)	141,514	141,236	141,841	3,984	6,236	6,735	37,497	40,044	40,522
(7) Annual balance	(1000 USD/year)	69,579	69,848	69,371	96,445	94,744	96,327	95,854	96,228	97,652

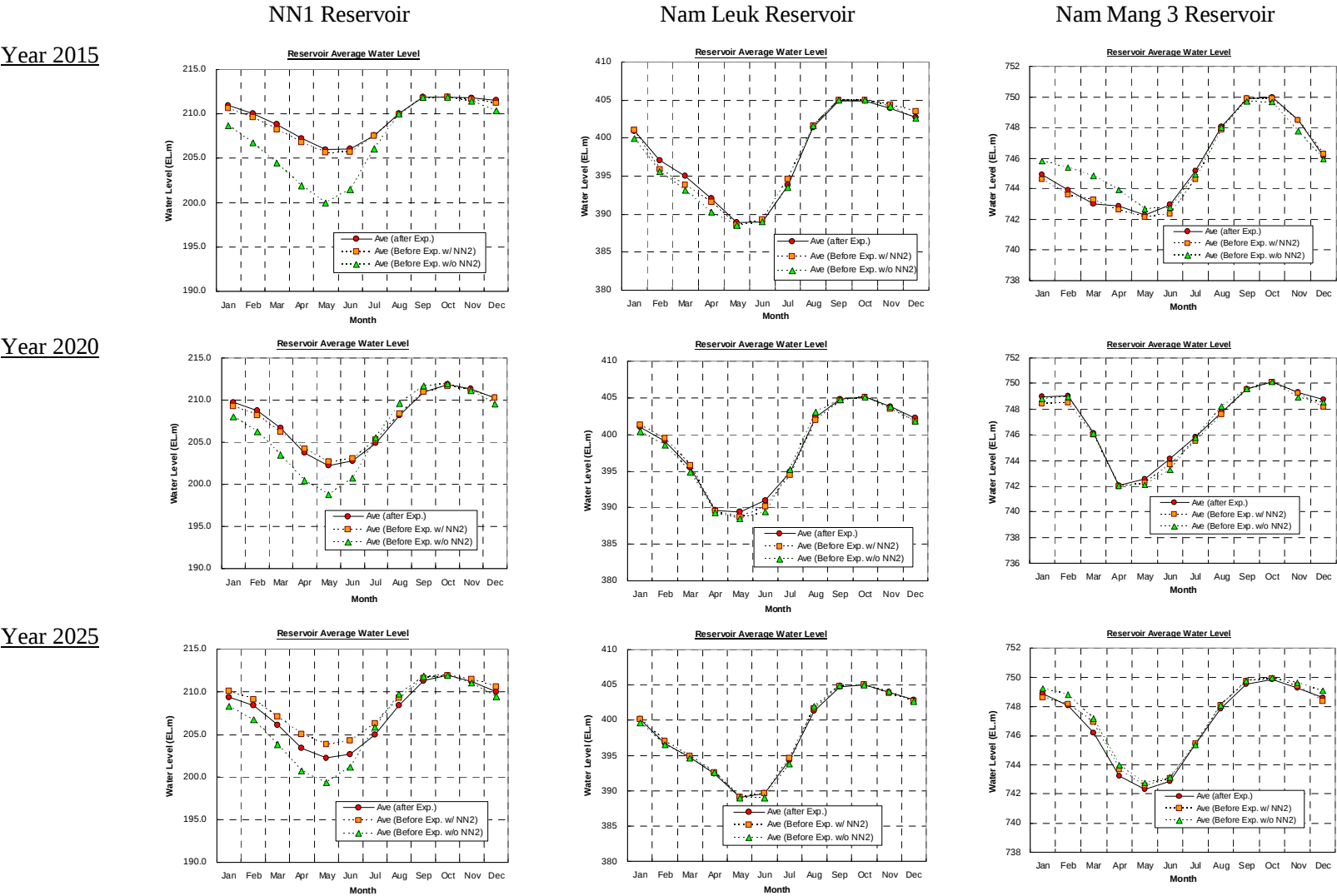
Prepared by JICA Survey Team

以上の結果最適計算の結果は以下のように解釈される。

- 2020 年は国内用の販売が少ないが、その分タイ国への電力輸出に回されている。
- 2015 年、2020 年と 2025 年では拡張後でも最大 500MW、224MW、499MW の電力輸入が発生し、現在の容量（100MW）では足りないこととなるが、将来の電力融通の容量（600MW）以内には収まる。しかし、2015 年には 500MW の電力輸入が必要となるため、早急な増強が必要となる。
- 2020 年のように電力輸出が多い年は最大 565MW の電力輸出が見込まれる。
- 現行の PDP による電源開発用の投資が着実に行われた場合 2020 年にはエクセスが発生しない。
- 2015 年は Total Revenue が大きいですが、半分ほどは輸入電力を国内に販売した収益である。（輸入電力単価は国内販売単価に比べて安いいため、電力を輸入し国内で販売すると収益が上がる。）

(4) 拡張前と拡張後の比較

ナムグム 1 貯水池、ナムマン 3 貯水池、ナムルック貯水池の 2015 年、2020 年、2025 年のそれぞれの断面において、ナムグム拡張後（After Exp.）、ナムグム拡張前で NN2 有り（Before Expansion w/ NN2）、ナムグム拡張前で NN2 無し（Before Expansion w/o NN2）のそれぞれのケースの貯水池水位の平均曲線を Figure 5.6.5 に示す。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 5.6.5 Result of Optimization for Each Case in Each Year

各貯水池の平均水位を Table 5.6.3 に示す。

Table 5.6.3 Monthly Average Water Level for Each Case

[NN1 Reservoir]

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
2015												
Before Exp. w/o NN2	208.7	206.8	204.5	201.9	200.0	201.5	206.1	210.0	211.9	211.9	211.5	210.4
Before Exp. w/ NN2	210.6	209.6	208.2	206.8	205.6	205.7	207.4	209.9	211.8	211.9	211.7	211.2
After Expansion	210.9	210.0	208.8	207.2	206.0	206.0	207.6	210.1	211.8	211.9	211.8	211.6
2020												
Before Exp. w/o NN2	208.1	206.3	203.5	200.4	198.7	200.7	205.5	209.7	211.7	211.9	211.2	209.6
Before Exp. w/ NN2	209.3	208.2	206.3	204.2	202.7	203.0	205.3	208.4	211.0	211.7	211.1	210.2
After Expansion	209.7	208.7	206.7	203.7	202.2	202.7	204.9	208.2	211.0	211.9	211.4	210.2
2025												
Before Exp. w/o NN2	208.3	206.7	203.8	200.7	199.3	201.2	205.9	209.7	211.8	211.9	211.1	209.5
Before Exp. w/ NN2	210.0	209.1	207.1	205.0	203.9	204.3	206.3	209.2	211.6	211.9	211.5	210.6
After Expansion	209.4	208.4	206.1	203.3	202.3	202.7	205.0	208.4	211.3	211.9	211.2	210.0

[Nam Leuk Reservoir]

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
2015												
Before Exp. w/o NN2	399.9	395.6	393.1	390.3	388.5	389.0	393.6	401.6	405.0	404.9	404.1	402.6
Before Exp. w/ NN2	401.0	395.9	393.8	391.5	388.6	389.2	394.6	401.6	405.0	405.0	404.3	403.5
After Expansion	400.9	397.1	395.0	392.1	388.9	388.9	393.8	401.4	404.9	404.9	403.9	402.7
2020												
Before Exp. w/o NN2	400.4	398.6	394.8	389.3	388.5	389.5	395.1	403.0	404.7	405.1	403.8	401.8
Before Exp. w/ NN2	401.3	399.5	395.8	389.5	388.7	390.1	394.5	401.9	404.6	405.1	403.5	401.7
After Expansion	401.0	399.0	395.4	389.6	389.5	391.0	394.8	402.3	404.8	405.0	403.8	402.2
2025												
Before Exp. w/o NN2	399.6	396.5	394.6	392.6	389.1	389.0	393.8	402.0	404.9	405.0	404.0	402.7
Before Exp. w/ NN2	400.1	397.1	394.9	392.6	389.2	389.7	394.6	401.7	404.8	405.1	403.8	402.7
After Expansion	400.2	396.8	394.7	392.4	389.1	389.6	394.3	401.3	404.7	405.0	404.0	402.9

[Nam Mang 3 Reservoir]

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
2015												
Before Exp. w/o NN2	745.8	745.4	744.8	743.9	742.7	742.8	744.9	748.0	749.7	749.7	747.8	745.9
Before Exp. w/ NN2	744.6	743.6	743.3	742.7	742.1	742.4	744.6	747.9	749.9	749.9	748.5	746.3
After Expansion	743.3	742.2	741.9	741.9	741.6	742.0	743.8	747.2	749.6	749.6	747.3	744.1
2020												
Before Exp. w/o NN2	748.8	749.0	746.1	742.1	742.1	743.3	745.8	748.2	749.6	750.1	748.9	748.5
Before Exp. w/ NN2	748.4	748.5	746.0	742.0	742.3	743.7	745.5	747.6	749.5	750.1	749.3	748.2
After Expansion	749.0	749.0	746.1	742.0	742.5	744.1	745.8	747.8	749.6	750.1	749.3	748.7
2025												
Before Exp. w/o NN2	749.2	748.8	747.2	744.0	742.7	743.1	745.4	748.1	749.8	750.0	749.6	749.1
Before Exp. w/ NN2	748.6	748.2	746.9	743.7	742.6	743.1	745.5	748.1	749.7	749.9	749.4	748.4
After Expansion	748.9	748.1	746.2	743.2	742.3	742.9	745.4	747.8	749.5	749.9	749.3	748.6

Prepared by JICA Survey Team

比較の結果を次に示す。

- 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。
- 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概ね 1m であり、ほぼ変わりはない。
- 年間発生電力量はナムマン第三発電所とナムルック発電所は共にナムグム第一発電所の拡張後の変化量は 1%未満であり、ほとんど変化がない。

(8) 拡張後の発電所出力パターン

2015 年、2020 年、2025 年のそれぞれナムグム拡張後 (After Exp.)、ナムグム拡張前で NN2 有り (Before Expansion w/ NN2)、ナムグム拡張前で NN2 無し (Before Expansion w/o NN2) におけるナムグム第一発電所の月ごとの出力を Figure 5.6.6 に示し、ナムグム第一発電所、ナムマン第三発

電所とナムルック発電所の合計出力を乾季の 1 月と雨季の 9 月にそれぞれ代表させて Figure 5.6.7 から Figure 5.6.9 に示す。

Figure 5.6.6 に示すとおり、拡張前は雨季に 24 時間フル運転が可能である。しかし、拡張後はピーク時間により多くの水が使われるため、雨季の 24 時間フル運転は困難となる。

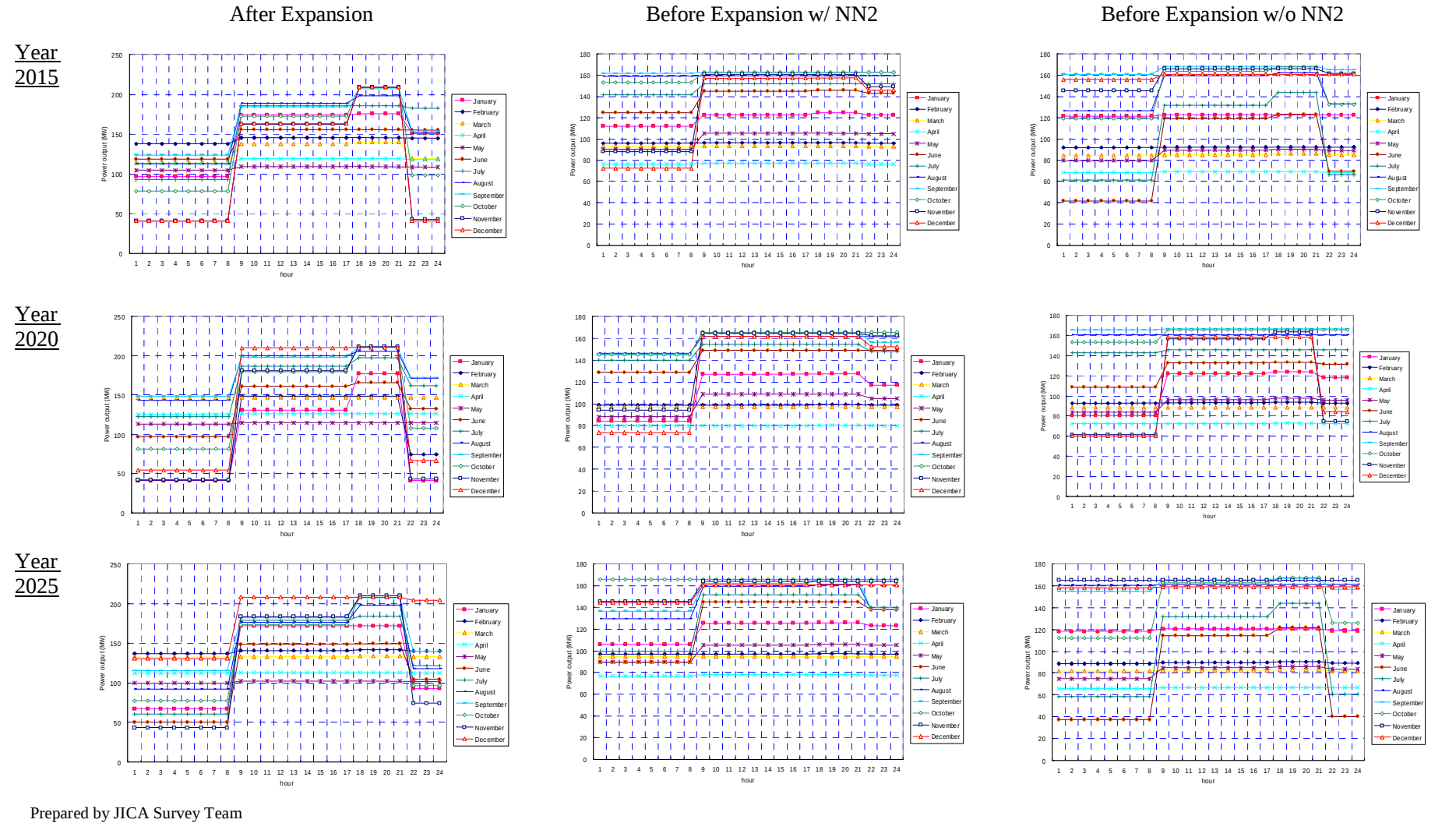
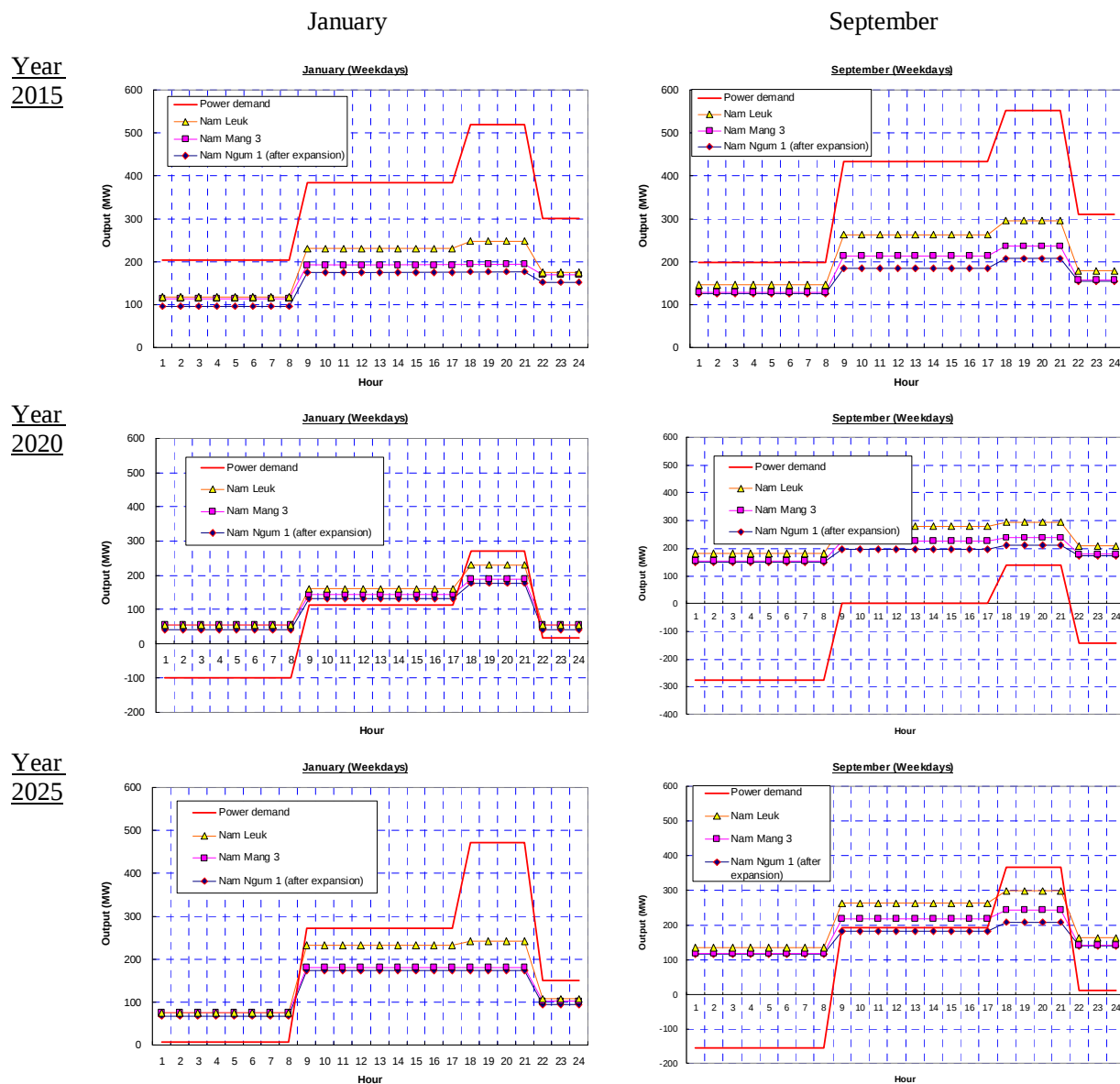


Figure 5.6.6 Monthly Average Power Output of the NN1 Hydropower Station

【拡張後 (After Expansion)】

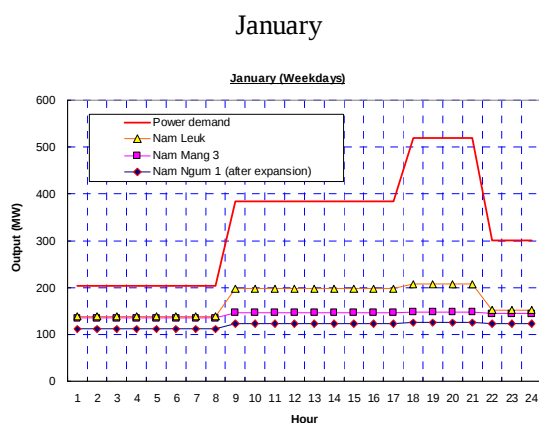


Prepared by JICA Survey Team

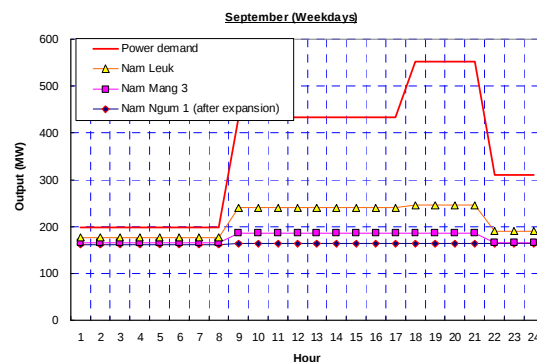
Figure 5.6.7 Combined Power Output of the NN1, Nam Mang 3 and Nam Leuk Hydropower Station for After Expansion Case

【拡張前 NN2 考慮 (Before Exp. w/ NN2)】

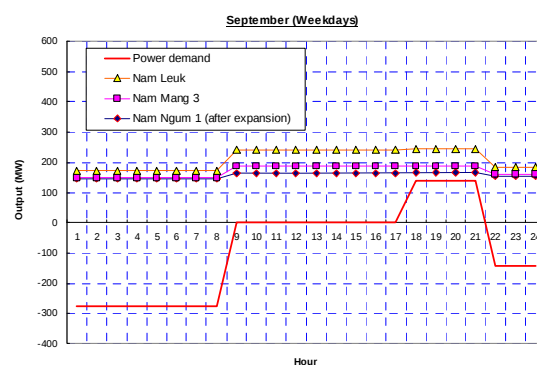
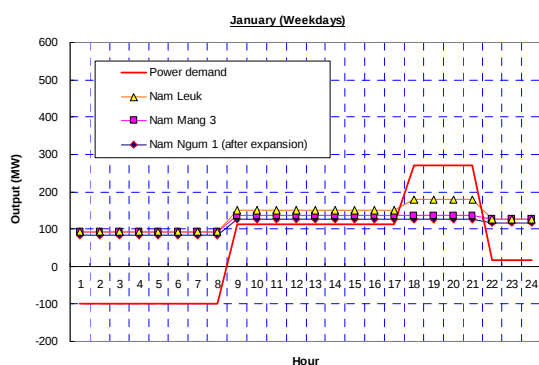
Year
2015



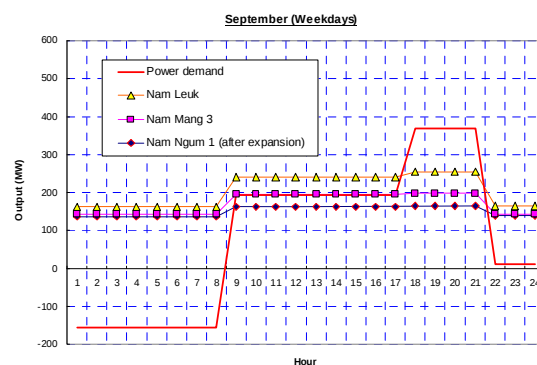
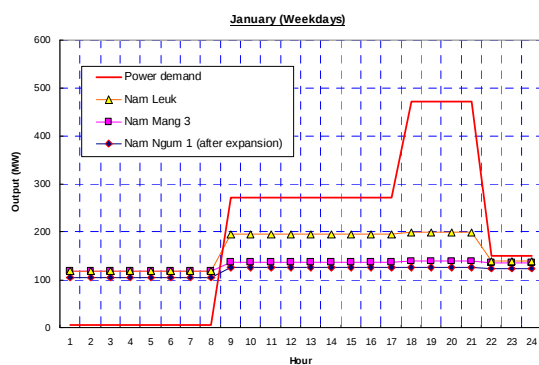
September



Year
2020



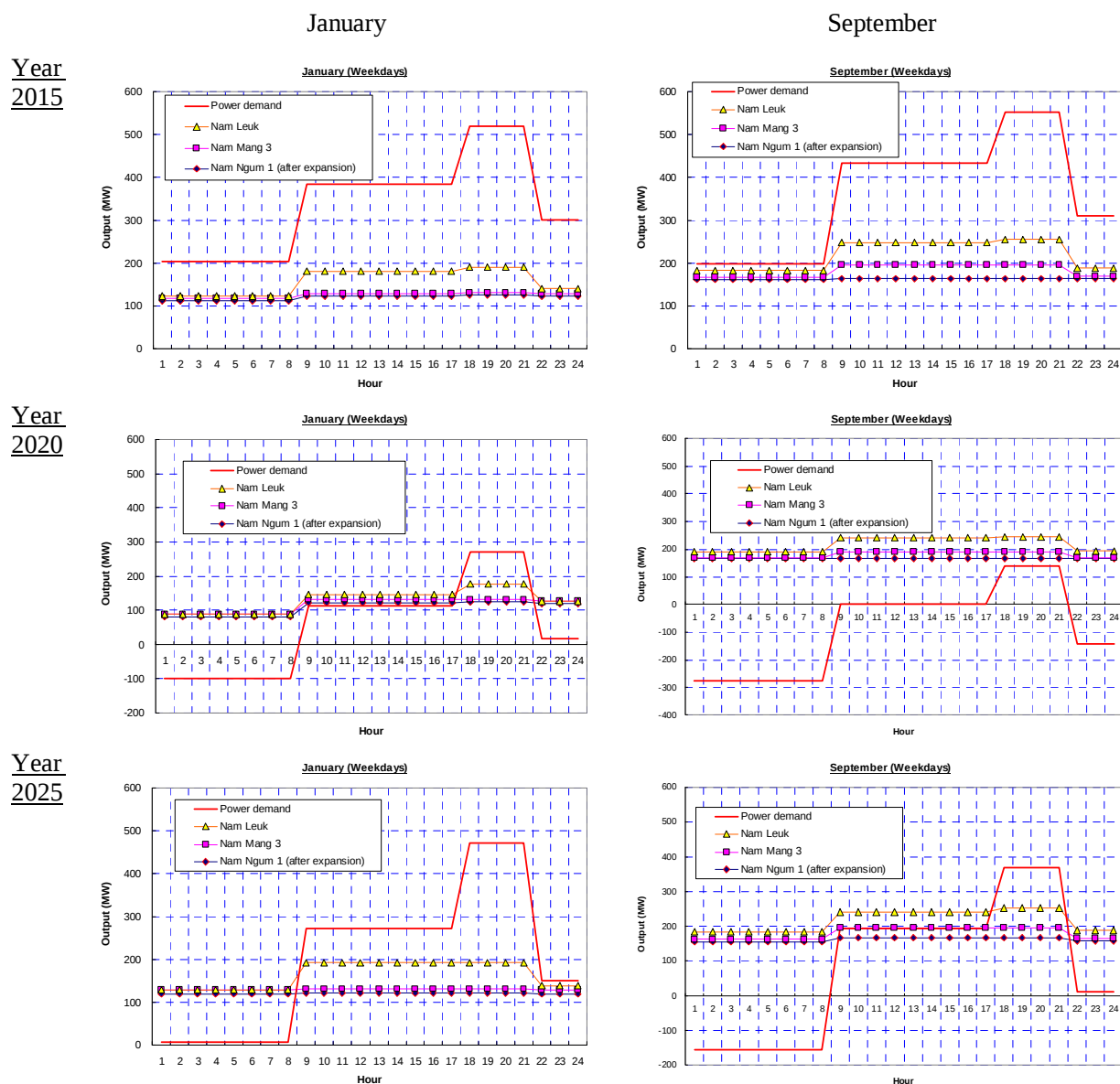
Year
2025



Prepared by JICA Survey Team

Figure 5.6.8 Combined Power Output of the NN1, Nam Mang 3 and Nam Leuk Hydropower Station for Before Expansion with NN2 Case

【拡張前 NN2 なし (Before Exp. w/o NN2)】



Prepared by JICA Survey Team

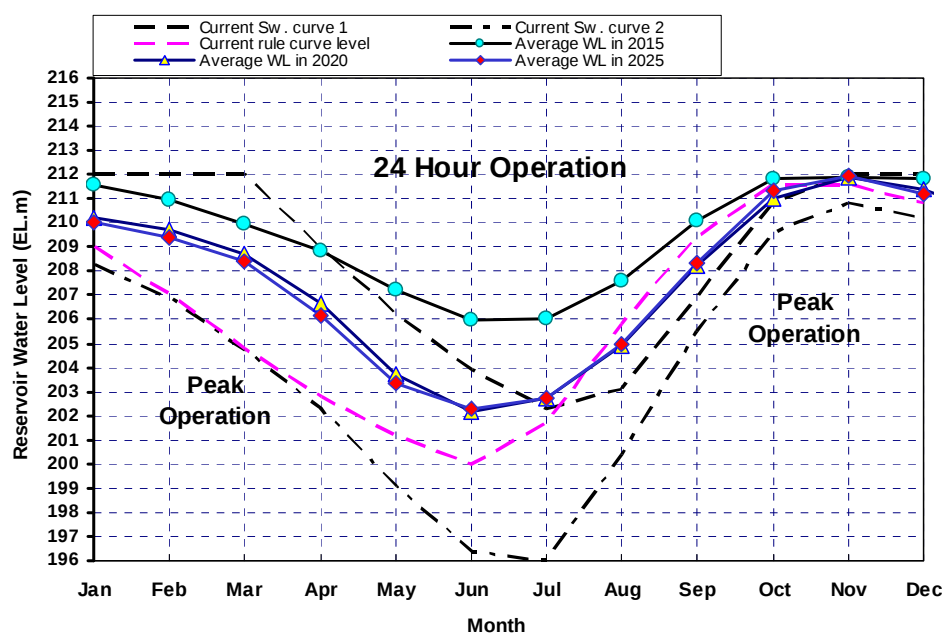
Figure 5.6.9 Combined Power Output of the Nam Ngum 1, Nam Mang 3 and Nam Leuk Hydropower Station for Before Expansion without NN2 Case

(5) 既存貯水池運用ルールとの比較

ここでは、得られた最適貯水池運用の曲線と既存のルールカーブの比較を行う。

1) ナムグム 1 貯水池

ナムグム 1 貯水池運用で現在用いられているルールカーブと本検討で得られた最適貯水池運用曲線を、検討ケースである 2015 年、2020 年、2025 年の拡張後のケースを用いて比較を行う。



Source: NN1 Hydropower Station, and prepared by the JICA Survey Team

Figure 5.6.10 Comparison of Current Rule and Switch Curve to Average of Optimum Reservoir Water Level

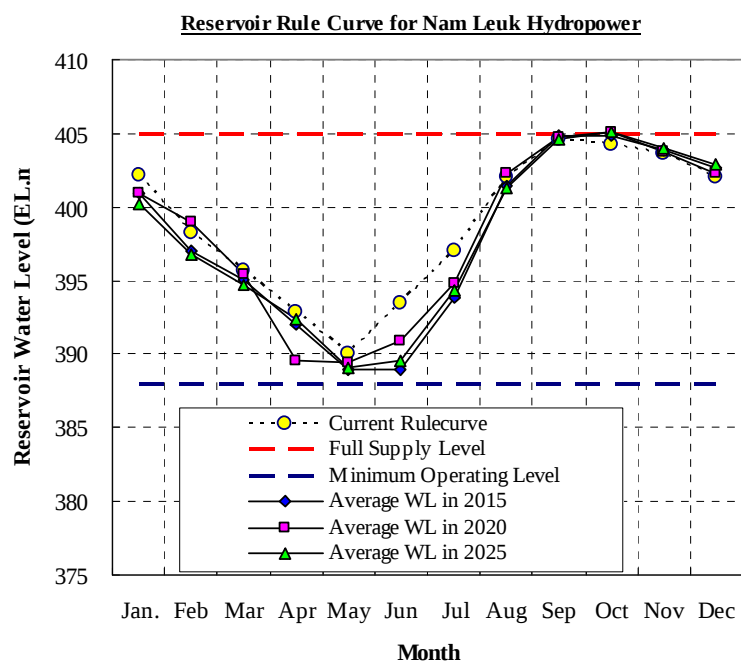
これより 2015 年のケースでは平均水位は EL 206 m まで下がり、一方で 2020 年と 2025 年のケースでは EL 202 m まで下がるが、ほとんど平均水位は同じ結果となる。2015 年の貯水位が高い位置にあるのは以下の理由と考えられる。

- 2015 年は恒常的に電力が不足し、乾季に水位を下げて発電を行っても電力量不足は改善されない。
- 一方で、高水位で運転した場合水位差が大きい分だけ同じ水量でも電力量が多く発生できる。
- よって、年間の電力量不足を少しでも解消するため 2015 年のケースでは平均水位が高い結果となる。

また、概して全てのケースで乾季の水位は既存のルールカーブより高くなる結果となった。

2) ナムルック貯水池

ナムルック貯水池の既存の運用曲線と本検討で得られた各検討年の平均水位を示す。



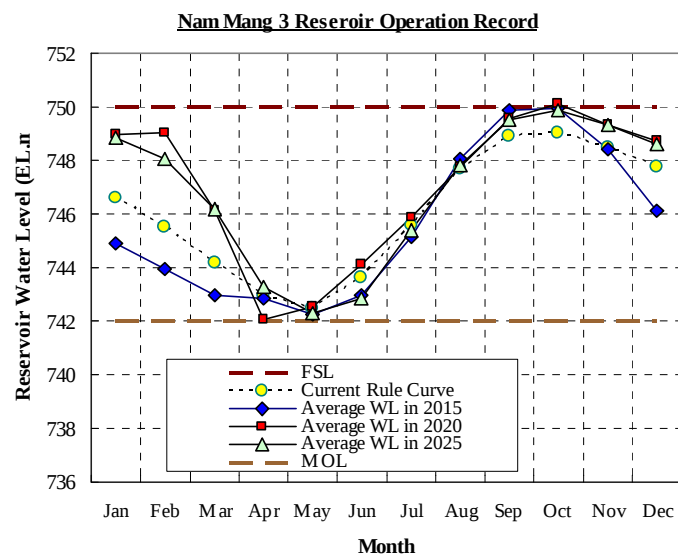
Source: Nam Leuk Hydropower Station, and prepared by the JICA Survey Team

Figure 5.6.11 Comparison of Current Rule Curve to Average of Optimum Reservoir Water Level of Nam Leuk Reservoir

Figure 5.6.11 より、乾季の水位降下は既存のルールカーブとほぼ同じであるが、5 月以降の水位上昇期における平均水位はやや下がる結果となった。

3) ナムマン 3 貯水池

ナムマン 3 貯水池は乾季で既存のルールカーブと異なるが、5 月以降の雨季ではほぼ既存のルールカーブと似たような結果となった。ナムマン 3 貯水池は水力発電だけでなく、灌漑用水にも供給しなければならないため、乾季の水位の降下が大きくなる結果となった。



Source: Nam Mang 3 Hydropower Station, and prepared by the JICA Survey Team

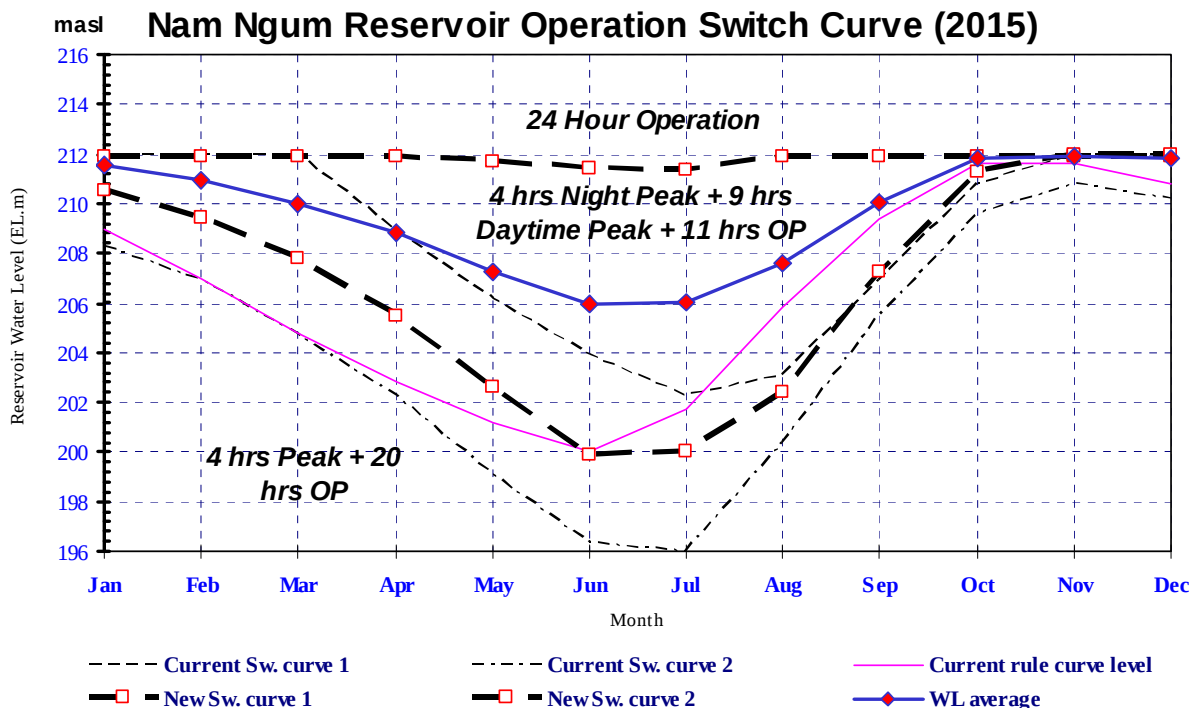
Figure 5.6.12 Comparison of Current Rule Curve to Average of Optimum Reservoir Water Level of Nam Mang 3 Reservoir

(6) Switch Curve

Figure 5.6.6 に示すとおり、拡張後のナムグム第一発電所の運用は主に TOU のピーク時間に集中した発電パターンとなる。その場合ナイトピーク 4 時間にフル運転を行い、昼間のピークは後述する貯水池運用ルールから放流量を求め、昼間のピークの出力を決定することとなる。

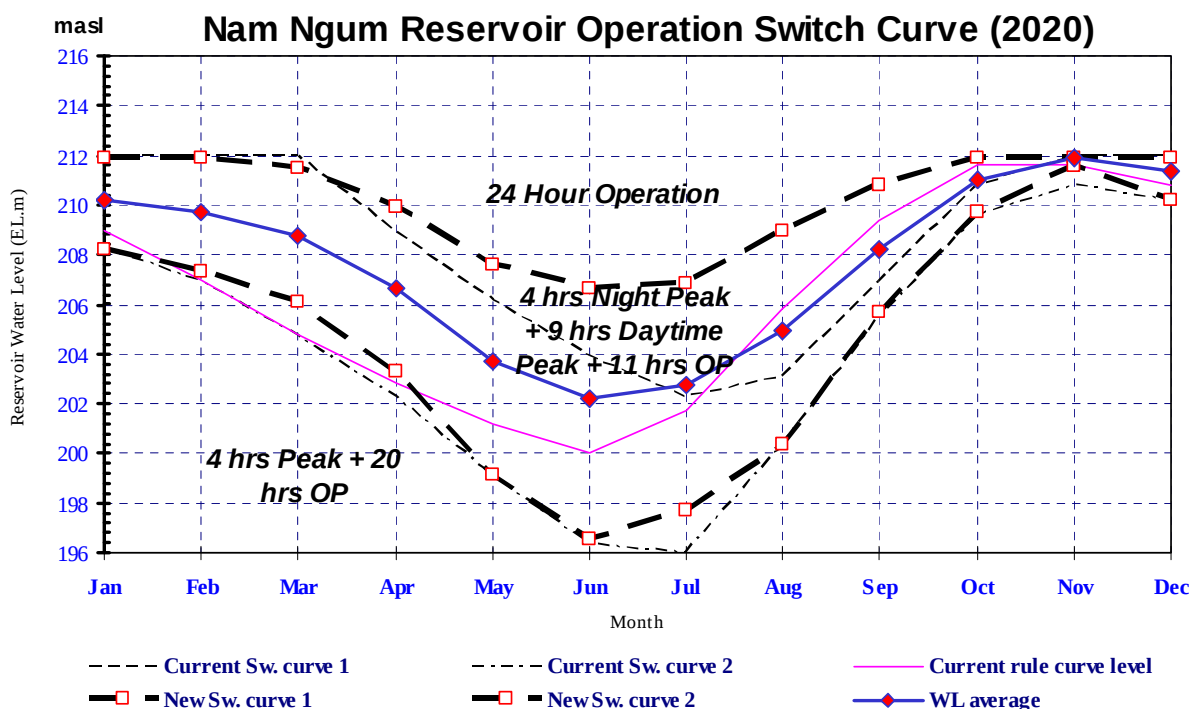
現在のナムグム 1 貯水池の運用は LI が作成した Switch Curve を参考に、貯水池水位により発電出力を決定している。拡張後は基本的にピーク 13 時間で、昼間のピークを調整しながら運用することとなるが、参考のために最適計算で得られた貯水池運用の範囲を示し、その線を Switching Curve とする。

各検討年の拡張後の Switching Curve を Figure 5.6.13 に示す。



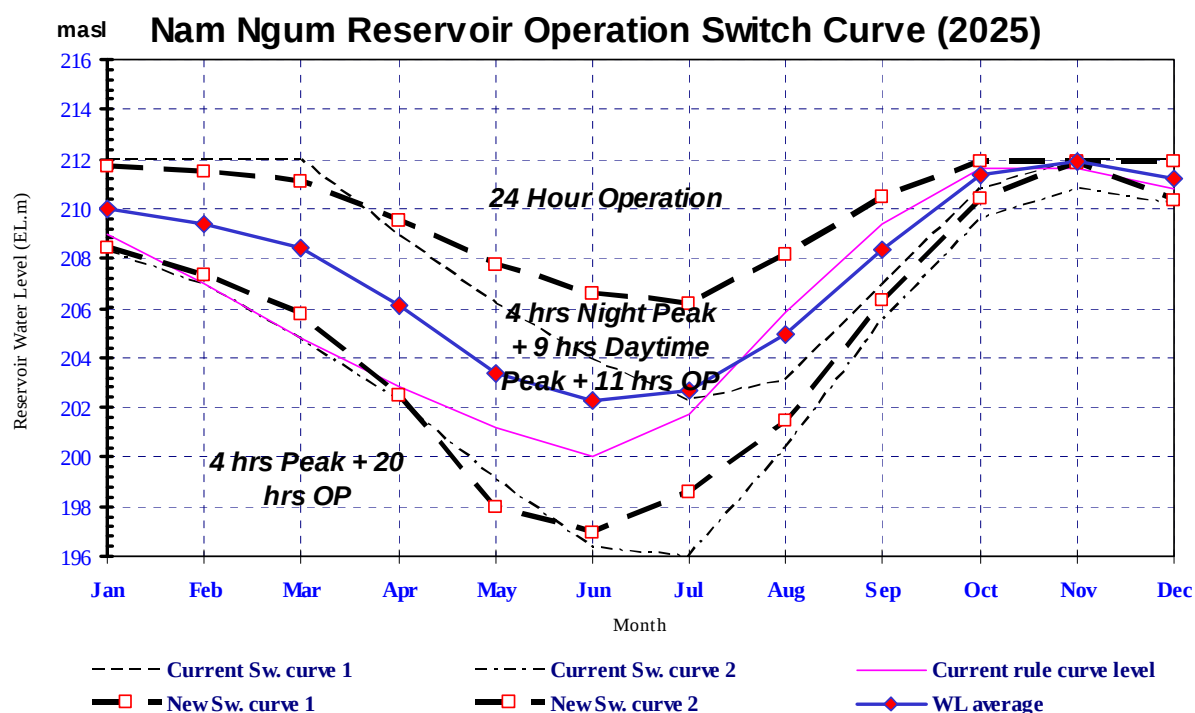
Prepared by JICA Survey Team

Figure 5.6.13 Current and Revised Switch Curve and Water Level for the year 2015



Prepared by JICA Survey Team

Figure 5.6.14 Current and Revised Switch Curve and Water Level for the year 2020



Prepared by JICA Survey Team

Figure 5.6.15 Current and Revised Switch Curve and Water Level for the year 2025

Figure 5.6.13 に示すとおり、2015 年は全体的に貯水池水位が高い位置にあるが、2020 年と 2025 年は下限の水位線は LI 作成の Switching Curve とほぼ似たような結果となる。しかし、上限の水位線がナムグム第二発電所の影響により高い位置にあたる。

(7) 発生電力量計算

前述までの発生電力計算は DP 法による最適貯水池運用の結果であるため、あらかじめ将来の流入量がわかって可能な運用であり、流入量が未知な実際の貯水池運用とは異なる。

しかし、ある時期の最適水位は前期の貯水池水位と期待される流入量で説明されることが多い。よって本検討では、DP 法による貯水池運用の結果を統計的に処理を行い、分散分析により貯水池運用ルールを作成し、重相関もしくは単相関から得られた回帰式を貯水池運用ルールとする。

分散分析により得られた貯水池運用ルールは Appendix B に示す。

ここでは、各ケースで得られた貯水池運用ルールを基に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。尚、本検討の発生電力量計算では、メンテナンスによる機器の停止も考慮して算定した。

各ケースの発生電力量を Table 5.6.4 に示す。

Table 5.6.4 Calculated Annual Energy and Dependable Power

Before Expansion without NN2

Year	Annual Energy (GWh)	Average Energy		Dependable Energy Weekday		Dependable Capacity (MW) (95%)							
		in Peak hours (GWh)	in Off-Peak hours (GWh)	Night Peak (GWh)	Daytime Peak (GWh)	Weekday				Holiday			
						18:00-22:00	9:00-18:00	22:00-0:00	0:00-9:00	18:00-22:00	9:00-18:00	22:00-0:00	0:00-9:00
2015	1,009	435	574	70	70	67	67	33	31	67	34	30	30
2020	1,021	442	579	64	60	61	58	41	29	59	41	28	28
2025	1,006	428	578	66	66	63	63	30	30	63	32	29	29

Before Expansion with NN2

Year	Annual Energy (GWh)	Average Energy		Dependable Energy Weekday		Dependable Capacity (MW) (95%)							
		in Peak hours (GWh)	in Off-Peak hours (GWh)	Night Peak (GWh)	Daytime Peak (GWh)	Weekday				Holiday			
						18:00-22:00	9:00-18:00	22:00-0:00	0:00-9:00	18:00-22:00	9:00-18:00	22:00-0:00	0:00-9:00
2015	1,068	452	616	71	65	68	62	42	41	64	55	29	29
2020	1,073	463	610	82	82	78	78	49	37	78	69	31	31
2025	1,071	455	616	79	79	76	75	37	34	76	38	31	31

After Expansion with NN2

Year	Annual Energy (GWh)	Average Energy		Dependable Energy Weekday		Dependable Capacity (MW) (95%)							
		in Peak hours (GWh)	in Off-Peak hours (GWh)	Night Peak (GWh)	Daytime Peak (GWh)	Weekday				Holiday			
						18:00-22:00	9:00-18:00	22:00-0:00	0:00-9:00	18:00-22:00	9:00-18:00	22:00-0:00	0:00-9:00
2015	1,121	551	571	113	101	108	97	37	37	108	37	35	34
2020	1,145	573	572	121	112	116	108	38	37	116	39	37	37
2025	1,115	551	564	106	95	101	91	37	34	101	37	31	31

Prepared by JICA Survey Team

5.6.7 売電収益を考慮した貯水池運用計画（案）（ナムグム 1 貯水池のみ）

(1) 概要

本検討では拡張後のナムグム 1 水力発電の運用をナムグム 1 貯水池のみに自由度を持たせ、他の水力発電所は固定して先ず検討を行う。他の水力発電所を含めた検討は 5.6.8 章と 5.6.9 章で行う。

(2) 検討条件

検討諸条件は前述の電力量最大化をめざした貯水池運用とほぼ同様である。ただし、目的関数は売電収益最大化と電力輸入量最小化とする多目的関数となり、自由度を持たせる変数はナムグム 1 貯水池の運用のみとなる。目的関数は以下の通りとなる。

$$\text{目的関数：Maximize } \sum_{t=1}^T (\text{Revenue}) - \sum_{t=1}^T (\text{Demand} - \text{Supply})$$

ここに、

- Revenue : 時間“t”における収入と費用の差
- (Demand - Supply) : 国内電力需要と国内電力供給の差分。需要が供給を上回る場合のみカウントし、不足分は電力輸入でまかなわれるため、EGAT からの電力輸入量に一致する。
- T : 時間数(T = 432)

上式の“Revenue”は、以下のように算定する。

$$\text{Revenue} = (\text{domestic sale}) + (\text{export revenue}) + (\text{import cost}) - (\text{imported energy sold to domestic consumer}) - (\text{annual excess charge})$$

売電収益最大化では以下の単価を使用する。

- 国内売電益 (6.21 cent/kWh)
- タイ国への電力輸出入益 (Peak 4.70 cent/kWh, Off peak 3.52 cent/kWh)
- タイ国からの電力輸入費用(Peak 5.26 cent/kWh, 4.08 cent/kWh)
- タイ国との電力融通で年間超過分にかかるエクセス費用
- 通貨単位は米国ドルとし、為替レートは 1.00 米ドル = 34.054 タイバーツとする。

なお、水力発電の運転費用は発生電力量にかかわらずほぼ固定費とみなせるため勘案しておらず、その他変動費および諸税も勘案していない。またタイ国からの輸入電力は国内に販売されるため、輸入単価より国内売電単価が高いためにいわゆる利ざやが生じる。よって、電力輸入を行うことは EdL の歳入が増える結果となるが、電力を過大に輸入しすぎると今度はエクセス費用が増加し収益収支が減る結果となる。

本検討では収益最大化と電力輸入量最小化を目指すものであるが、前述の内容からそれぞれは独立した変数ではなく、電力輸入量によって収益が上がることもあれば、下がることもあり線形的な関係にあるわけではない。よって、本検討では電力輸入量と収益がどのような関係にあるかを図示する。ただし、計算に用いる DP 法は今回のように 2 個以上の変数で長い時間ステップの場合計算に非常に多くの時間がかかるため、ある程度計算が収束した時点で計算を止まるようにしている。よって、図示された結果に多少のぶれがあることは否めないが、傾向を示すこととなる。

(3) 検討ケース

検討ケースは 2015 年、2020 年と 2025 年の 3 つの電力需要を用い、拡張後 (After Exp.)、拡張前 NN2 有り(Before Exp. w/NN2)、拡張前 NN2 無し(Before Exp. w/o NN2)を検討する。目的関数の電力輸入量最小化の項に重みを増加させていき最大のものを Case 1 とし、電力輸入量最小化の項の重みを “0” としたものを Case 2 とする。よって、ケース数としては 18 ケースとなる。

Case 1 と Case 2 以外にも電力輸入量の項にさまざまな重みを付けて電力輸入量と収益の関係がわかるようにグラフで図示する。

検討ケースを Table 5.6.5 にまとめる。

Table 5.6.5 Study Case for Reservoir Operation for the Revenue Maximization

Examined year power demand	w/ Expansion or w/o Expansion	Case 1 (Strong weight for min. import energy) Case 2 (No weight for min. import energy)
2015	After expansion	Case 1
		Case 2
	Before Exp. w/ NN2	Case 1
		Case 2
	Before Exp. w/o NN2	Case 1
		Case 2
2020	After expansion	Case 1
		Case 2
	Before Exp. w/ NN2	Case 1
		Case 2
	Before Exp. w/o NN2	Case 1
		Case 2
2025	After expansion	Case 1
		Case 2
	Before Exp. w/ NN2	Case 1
		Case 2
	Before Exp. w/o NN2	Case 1
		Case 2

Prepared by JICA Survey Team

(4) 検討結果

前述の検討ケースについてそれぞれ貯水池運用を DP 法により算定し、それぞれのケースについて電力輸入量と売電収支をまとめる。

なお、本検討ではナムグム第一発電所単体を考慮するため、国内販売はナムグム第一発電所からの電力販売のみを考慮し、電力輸入もナムグム第一発電所の発生電力とする。

2015 年、2020 年と 2025 年のナムグム第一発電所が受け持つ電力需要を用いた計算結果を以下に示す。

1) 2015 年

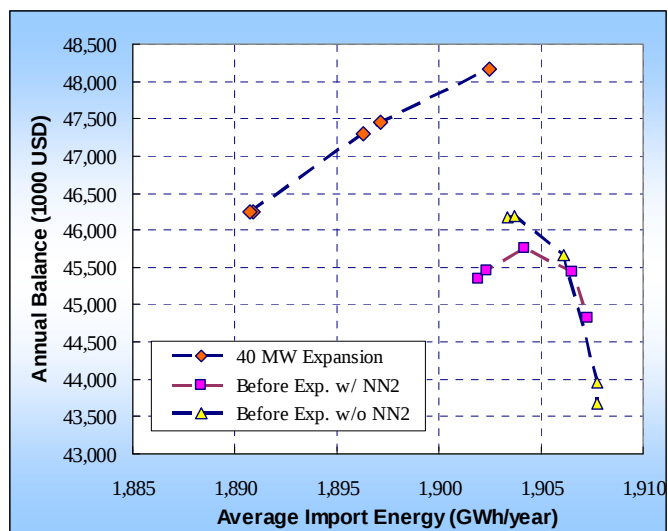
Table 5.6.6 Summary Table of Revenue Maximization Operation in the year 2015 (NN1 Reservoir Only)

		2015					
		After Expansion		Before Exp. w/ NN2		Before Exp. w/o NN2	
		Case 1	Case 2	Case 1	Case 2	Case 1	Case 2
(1) Nam Ngum I Hydropower Station							
Average hydropower energy	(GWh/year)	1,171	1,186	1,159	1,162	1,167	1,165
Revenue for domestic sale	(1000 USD/year)	72,471	71,751	71,785	71,452	71,697	71,422
(2) Import from EGAT							
Average import energy	(GWh/year)	1,891	1,902	1,902	1,907	1,903	1,908
Average import power	(MW)	378	370	412	409	418	415
Maximum import energy	(GWh/month)	284	283	292	268	274	257
Maximum import power	(MW)	543	538	618	542	547	527
Average import expense	(1000 USD/year)	88,987	89,249	90,835	90,904	91,144	91,203
Revenue selling import energy to domestic	(1000 USD/year)	117,423	118,144	118,110	118,443	118,198	118,473
(3) Export to EGAT							
Average export energy	(GWh/year)	4	31	3	12	12	14
Average export power	(MW)	3	13	2	8	9	11
Maximum export energy	(GWh/month)	15	25	10	10	11	11
Maximum export power	(MW)	65	119	75	75	76	76
Average export revenue	(1000 USD/year)	142	1,087	107	414	422	508
(4) Excess charge							
Average excess charge	(1000 USD/year)	54,794	53,562	53,824	54,588	53,003	55,526
Maximum excess charge	(1000 USD/year)	69,708	71,949	68,519	65,695	58,648	59,538
(5) Total annual revenue	(1000 USD/year)	190,037	190,981	190,001	190,308	190,317	190,403
(6) Total annual expense	(1000 USD/year)	143,782	142,811	144,659	145,492	144,147	146,728
(7) Annual balance	(1000 USD/year)	46,255	48,170	45,342	44,817	46,170	43,674

Prepared by JICA Survey Team

上表より電力輸入量を増加させた場合拡張後のケースでは収入収支（（7）Annual balance）は増加するが、拡張前のケースでは NN2 有り/無しのいずれも減少する結果となる。これは、2015 年では自国の電源で需要をまかない切れずタイ国からの電力輸入に頼ることになり、電力を輸入すればそれだけエクセス料金がかさみ収益を悪化させることが原因と考えられる。

本検討では、上記に加え電力輸入最小化の優先度を徐々に低くさせてそれぞれのケースで計算をおこない、電力輸入量と収益の関係を求めた。電力輸入量と収益の関係を Figure 5.6.16 に示す。

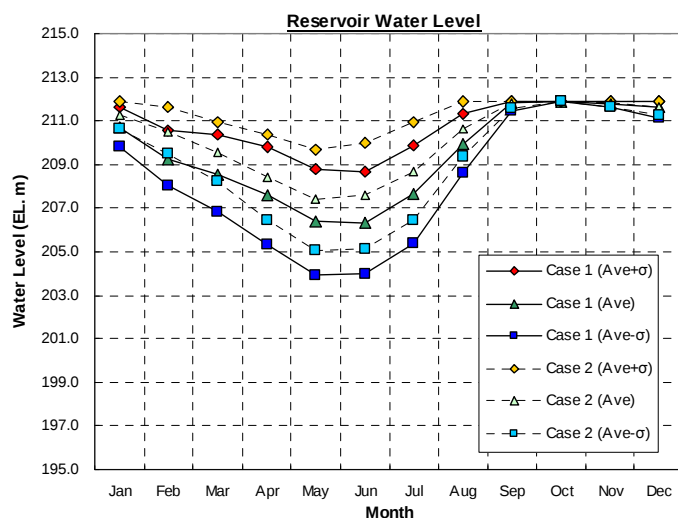


Prepared by JICA Survey Team

Figure 5.6.16 Relation of Average Import Energy and Annual Balance in the year 2015 (NN1 Only)

Figure 5.6.16 より拡張前は NN2 を考慮した場合でも電力輸入量の減少には限りがあるが、拡張による貯水池調整能力の向上により電力輸入の減少が見られた、また、2015 年のケースでは電力輸入量と収益の関係はほぼ線形的であることがわかる。

拡張後のケースで Case 1 と Case 2 の貯水位平均と標準偏差の水位を Figure 5.6.17 に示す。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 5.6.17 Reservoir Average and Standard Deviation Water Level for the year 2015 (NN1 Only)

上図より、電力輸入量最小化が強い方が乾季の貯水位水位が低くなることがわかる。

2) 2020 年断面

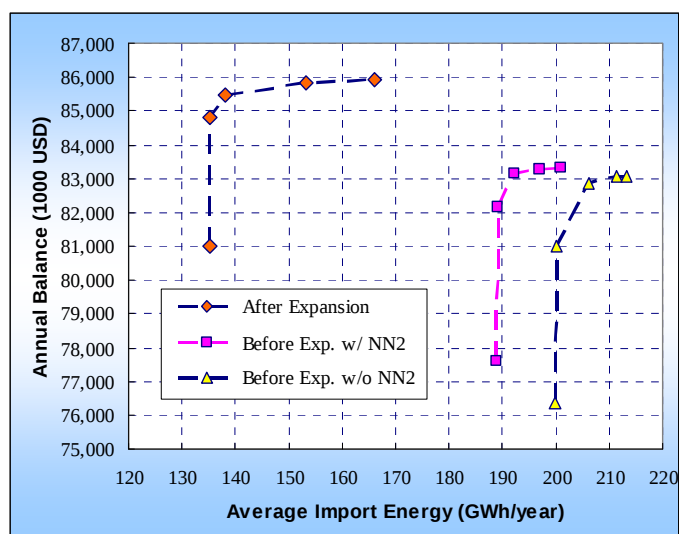
Table 5.6.7 Summary Table of Revenue Maximization Operation in the year 2020 (NN1 Reservoir Only)

		2020					
		After Expansion		Before Exp. w/ NN2		Before Exp. w/o NN2	
		Case 1	Case 2	Case 1	Case 2	Case 1	Case 2
(1) Nam Ngum I Hydropower Station							
Average hydropower energy	(GWh/year)	1,057	1,187	999	1,160	973	1,164
Revenue for domestic sale	(1000 USD/year)	31,553	29,632	28,206	27,460	27,530	26,706
(2) Import from EGAT							
Average import energy	(GWh/year)	135	166	189	201	200	213
Average import power	(MW)	81	88	101	103	105	110
Maximum import energy	(GWh/month)	61	78	69	81	71	74
Maximum import power	(MW)	275	310	301	310	301	310
Average import expense	(1000 USD/year)	6,884	8,161	9,668	10,190	10,213	10,860
Revenue selling import energy to domestic	(1000 USD/year)	8,388	10,308	11,734	12,480	12,410	13,234
(3) Export to EGAT							
Average export energy	(GWh/year)	1,286	1,447	1,282	1,455	1,267	1,471
Average export power	(MW)	274	288	274	296	278	305
Maximum export energy	(GWh/month)	280	287	254	255	253	257
Maximum export power	(MW)	590	600	557	556	553	558
Average export revenue	(1000 USD/year)	47,927	54,137	47,341	53,551	46,618	53,990
(4) Excess charge							
Average excess charge	(1000 USD/year)	0	0	0	0	0	0
Maximum excess charge	(1000 USD/year)	0	0	0	0	0	0
(5) Total annual revenue	(1000 USD/year)	87,868	94,077	87,281	93,491	86,558	93,930
(6) Total annual expense	(1000 USD/year)	6,884	8,161	9,668	10,190	10,213	10,860
(7) Annual balance	(1000 USD/year)	80,984	85,916	77,613	83,301	76,345	83,070

Prepared by JICA Survey Team

2020 年のケースでは、電力需給バランスが拮抗しているためにエクセス費用は発生しない。結果では電力をより多く輸入した場合にナムグム第一発電所の運用に余裕ができるため、発生電力量が増加して収益があがる。

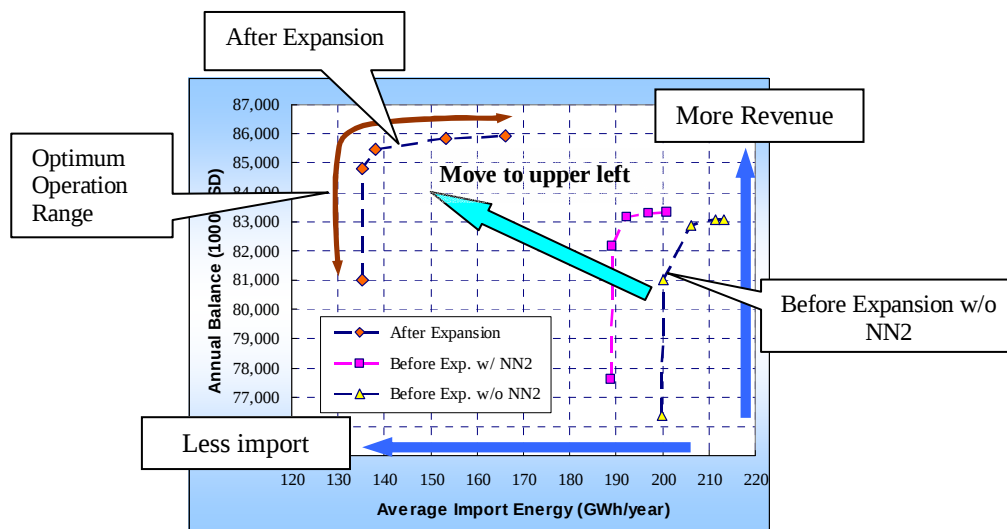
電力輸入量と収益の関係を Figure 5.6.18 に示す。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 5.6.18 Relation of Average Import Energy and Annual Balance in the year 2020 (NN1 Only)

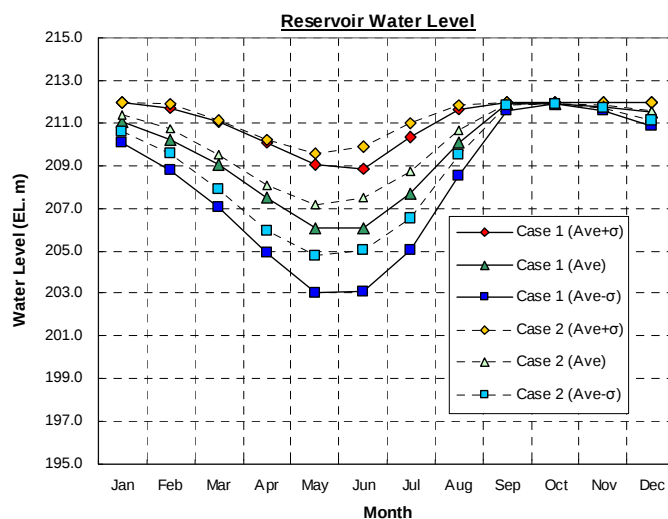
Figure 5.6.18 より曲線が右から順に拡張前 NN2 なし、拡張前 NN2 有り、拡張後となり、曲線が左上に移動しているのがわかる。これは輸入電力を減少でき、かつ収益を上げられることを意味する。得られた曲線は他方の目的関数を優先すると他方が悪化する trade-off の関係を示し、パレート効率に似た結果となっている。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 5.6.19 Trend of the Relation of Average Import Energy and Annual Balance

拡張後のケースで Case 1 と Case 2 の貯水位平均と標準偏差水位を Figure 5.6.20 に示す。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 5.6.20 Reservoir Average and Standard Deviation Water Level for the year 2020 (NN1 Only)

上図より、電力輸入量最小化が強い方が乾季の貯水位水位が低くなることがわかる。

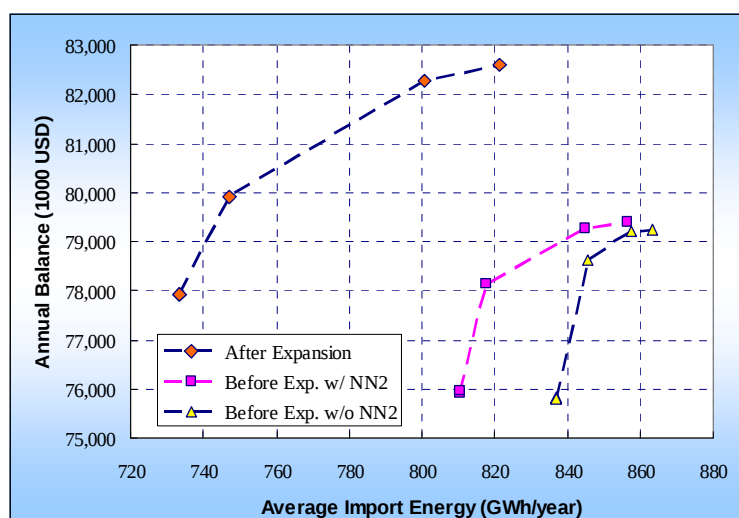
4) 2025 年断面

Table 5.6.8 Summary Table of Revenue Maximization Operation in the year 2025 (NN1 Reservoir Only)

		2025					
		After Expansion		Before Exp. w/ NN2		Before Exp. w/o NN2	
		Case 1	Case 2	Case 1	Case 2	Case 1	Case 2
(1) Nam Ngum I Hydropower Station							
Average hydropower energy	(GWh/year)	1,111	1,184	1,099	1,159	1,105	1,163
Revenue for domestic sale	(1000 USD/year)	57,439	51,978	52,644	49,793	51,001	49,367
(2) Import from EGAT							
Average import energy	(GWh/year)	733	821	811	856	837	863
Average import power	(MW)	284	277	318	317	324	325
Maximum import energy	(GWh/month)	242	210	216	213	195	188
Maximum import power	(MW)	649	538	563	548	567	560
Average import expense	(1000 USD/year)	36,691	40,113	40,994	42,852	42,337	43,455
Revenue selling import energy to domestic	(1000 USD/year)	45,540	51,002	50,335	53,186	51,978	53,612
(3) Export to EGAT							
Average export energy	(GWh/year)	515	676	581	687	613	697
Average export power	(MW)	157	178	165	185	173	191
Maximum export energy	(GWh/month)	183	183	156	155	157	157
Maximum export power	(MW)	504	496	454	453	454	454
Average export revenue	(1000 USD/year)	18,364	24,081	20,495	24,225	21,640	24,604
(4) Excess charge							
Average excess charge	(1000 USD/year)	6,724	4,363	6,569	4,960	6,446	4,880
Maximum excess charge	(1000 USD/year)	14,255	14,018	12,347	13,463	11,823	10,377
(5) Total annual revenue	(1000 USD/year)	121,343	127,060	123,474	127,205	124,619	127,583
(6) Total annual expense	(1000 USD/year)	43,415	44,476	47,563	47,812	48,783	48,335
(7) Annual balance	(1000 USD/year)	77,928	82,584	75,911	79,392	75,837	79,248

Prepared by JICA Survey Team

2020 年のケースと同様に電力輸入量を増加させると輸入電力の国内販売が増え、乾季に余裕が出た分、雨季に多くの電力を輸出できるために収益が上がる結果となる。電力輸入量と収益の関係を Figure 5.6.21 に示す。

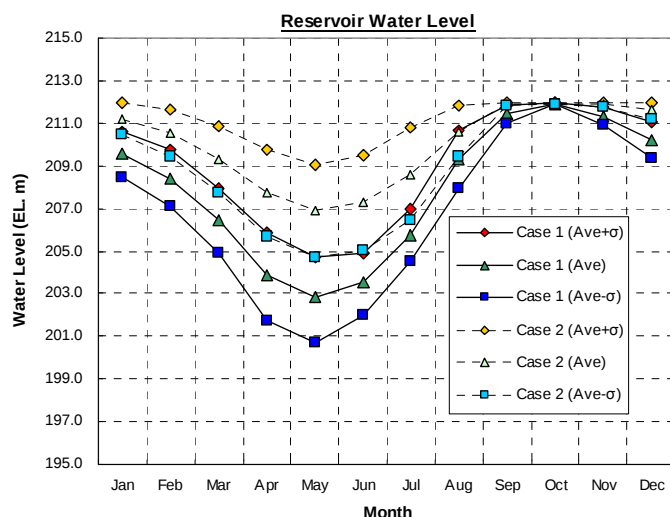


Prepared by JICA Survey Team

Figure 5.6.21 Relation of Average Import Energy and Annual Balance in the year 2025 (NN1 Only)

2020 年のケースと同様に拡張により、電力輸入と収益の曲線が左上に移動し、拡張による電力輸入の減少と収益の改善が可能となることが分かる。また、拡張後は最適運用の範囲が広がっており、運用の自由度が増したことを示す。

拡張後のケースで Case 1 と Case 2 の貯水位平均と標準偏差水位を Figure 5.6.22 に示す。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 5.6.22 Reservoir Average and Standard Deviation Water Level for the year 2025 (NN1 Only)

他の検討年と同様に、電力輸入量最小化が強い方が乾季の貯水位水位が低くなることがわかる。

5.6.8 売電収益を考慮したナムグム水系水力発電運用計画（案）（ナムグム 1 貯水池、ナムマン 3 貯水池、ナムルック貯水池）

(1) 概要

本検討では、前述のナムグム第一発電所による収益最大化と輸入電力量最小化の運用に、EdL の所有するナムマン第三発電所とナムルック発電所を加え、合計 3 つの発電所による売電収益と電力輸入量の関係を見る。

(2) 検討条件及び検討ケース

検討条件は 5.6.7 章のナムグム第一発電所の運用検討と同じ条件を用い、同じ検討ケースを採用する。

(3) 検討結果

それぞれの検討年における結果を以下に示す。

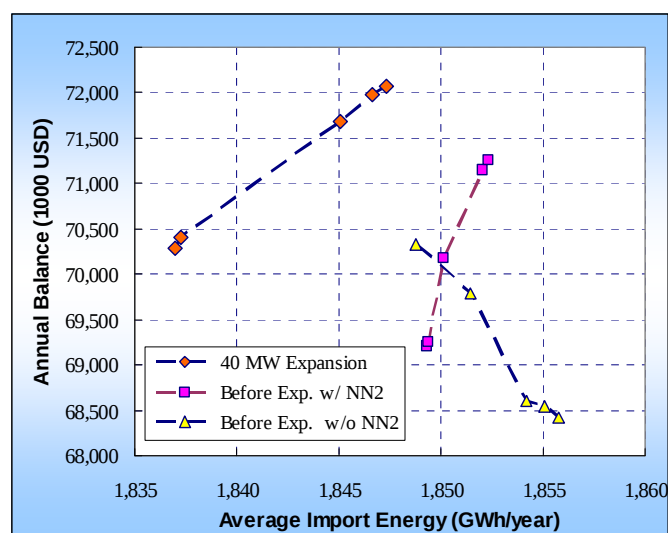
1) 2015 年

Table 5.6.9 Summary Table of Revenue Maximization Operation in the year 2015 (NN1 Reservoir, Nam Mang 3, and Nam Leuk)

		2015					
		After Expansion		Before Exp. w/ NN2		Before Exp. w/o NN2	
		Case 1	Case 2	Case 1	Case 2	Case 1	Case 2
(1) Nam Ngum I Hydropower Station							
Average hydropower energy	(GWh/year)	1,564	1,571	1,551	1,552	1,556	1,550
Revenue for domestic sale	(1000 USD/year)	96,900	96,255	96,132	95,946	96,166	95,733
(2) Import from EGAT							
Average import energy	(GWh/year)	1,837	1,847	1,849	1,852	1,849	1,856
Average import power	(MW)	341	324	373	361	391	382
Maximum import energy	(GWh/month)	282	266	289	263	270	270
Maximum import power	(MW)	563	493	570	483	562	563
Average import expense	(1000 USD/year)	85,408	85,451	87,332	87,070	87,984	87,954
Revenue selling import energy to domestic	(1000 USD/year)	114,075	114,720	114,843	115,029	114,809	115,242
(3) Export to EGAT							
Average export energy	(GWh/year)	4	21	3	7	7	8
Average export power	(MW)	2	8	1	4	4	5
Maximum export energy	(GWh/month)	32	39	20	25	20	26
Maximum export power	(MW)	123	135	88	107	88	109
Average export revenue	(1000 USD/year)	142	750	96	251	244	283
(4) Excess charge							
Average excess charge	(1000 USD/year)	55,422	54,204	54,544	52,910	52,908	54,890
Maximum excess charge	(1000 USD/year)	73,898	76,703	69,768	69,329	61,021	62,718
(5) Total annual revenue	(1000 USD/year)	211,117	211,725	211,071	211,226	211,219	211,258
(6) Total annual expense	(1000 USD/year)	140,830	139,655	141,876	139,980	140,892	142,844
(7) Annual balance	(1000 USD/year)	70,287	72,070	69,195	71,247	70,327	68,414

Prepared by JICA Survey Team

電力輸入量と収益の関係を Figure 5.6.23 に示す。



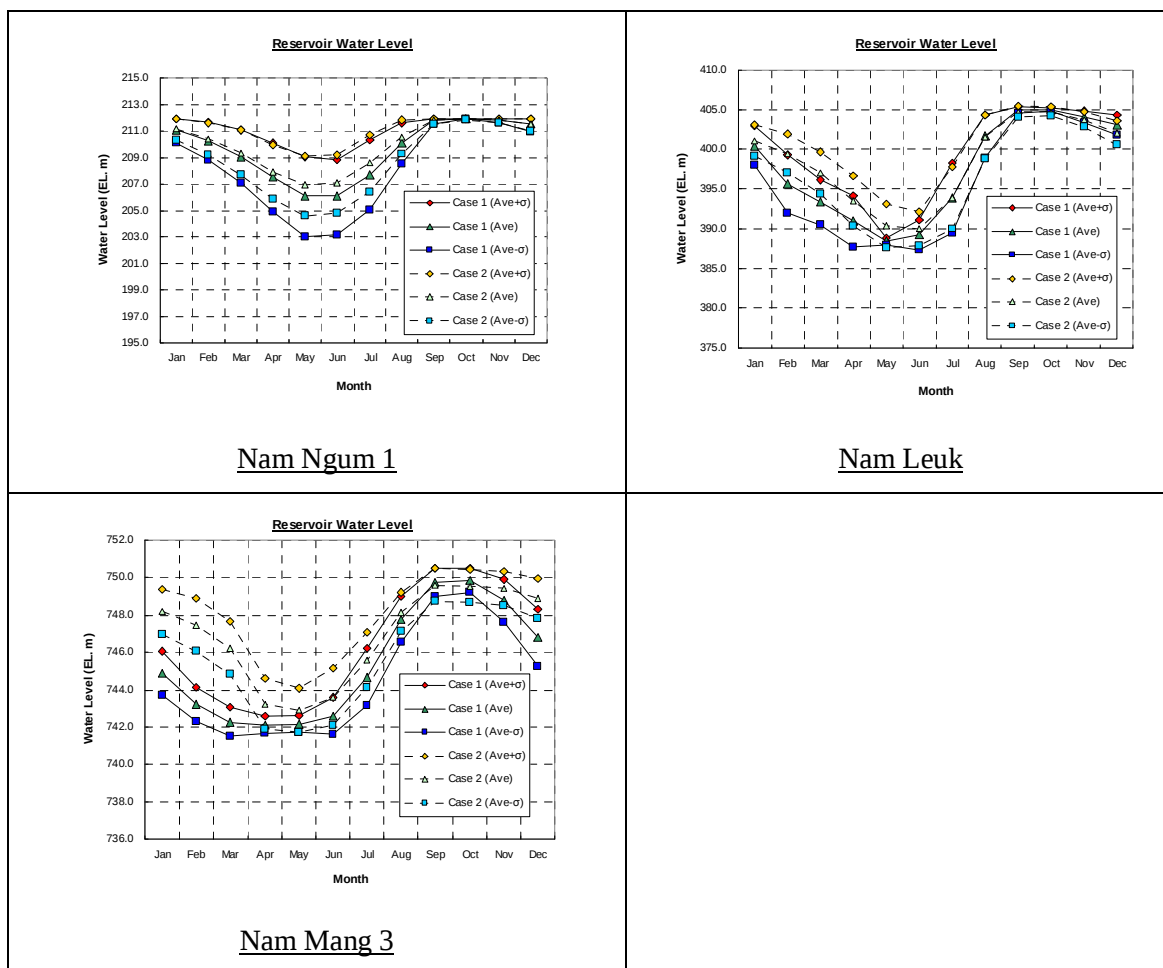
Prepared by JICA Survey Team

Figure 5.6.23 Reservoir Average and Standard Deviation Water Level for the year 2015 (NN1 Reservoir, Nam Mang 3, and Nam Leuk)

3つの発電所に自由度を持たせた場合、ナムグム1貯水池のみを自由度もたせた場合と異なり、

拡張前でナムグム第二発電所有りのケースで右上がりの曲線に変化する。これは、ナムグム第二発電所完成による流況の変化により、エクセスを減少させることが可能となったためである。ナムグム第二発電所無しのケースでは、輸入電力を増やすとエクセスが増え、収益を悪化させる。

拡張後のケースで Case 1 と Case 2 の貯水位平均と標準偏差水位を Figure 5.6.24 に示す。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 5.6.24 Reservoir Average and Standard Deviation Water Level for the year 2015 (NN1 Reservoir, Nam Mang 3, and Nam Leuk)

上図より、電力輸入量最小化が強い方が乾季の貯水位水位が低くなり、特に乾季のナムマン3貯水池水位の変化が大きい。

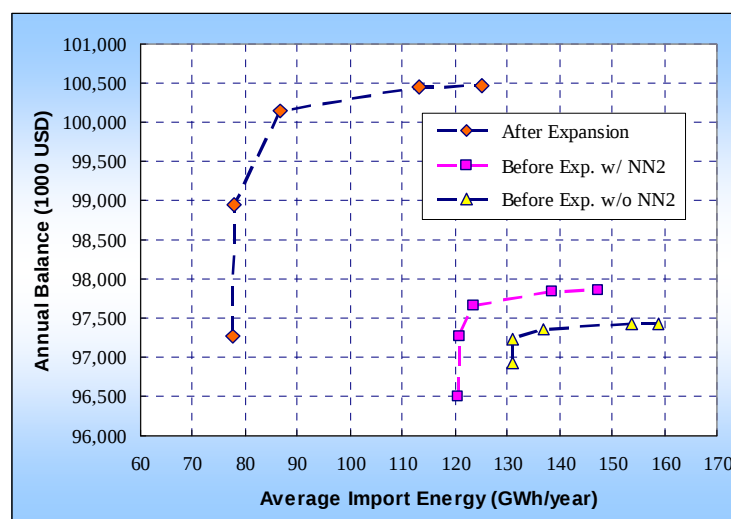
2) 2020 年

Table 5.6.10 Summary Table of Revenue Maximization Operation in the year 2020 (NN1 Reservoir, Nam Mang 3, and Nam Leuk)

		2020					
		After Expansion		Before Exp. w/ NN2		Before Exp. w/o NN2	
		Case 1	Case 2	Case 1	Case 2	Case 1	Case 2
(1) Nam Ngum I Hydropower Station							
Average hydropower energy	(GWh/year)	1,509	1,583	1,526	1,555	1,546	1,559
Revenue for domestic sale	(1000 USD/year)	45,677	42,728	43,016	41,355	42,371	40,637
(2) Import from EGAT							
Average import energy	(GWh/year)	78	125	121	147	131	159
Average import power	(MW)	59	75	77	79	80	83
Maximum import energy	(GWh/month)	41	80	51	74	58	74
Maximum import power	(MW)	207	307	242	268	263	305
Average import expense	(1000 USD/year)	3,964	6,008	6,173	7,368	6,689	8,010
Revenue selling import energy to domestic	(1000 USD/year)	4,828	7,777	7,489	9,150	8,134	9,868
(3) Export to EGAT							
Average export energy	(GWh/year)	1,341	1,462	1,401	1,457	1,431	1,473
Average export power	(MW)	265	266	276	273	291	285
Maximum export energy	(GWh/month)	316	321	290	289	291	292
Maximum export power	(MW)	649	633	610	589	614	591
Average export revenue	(1000 USD/year)	50,722	55,970	52,161	54,716	53,121	54,942
(4) Excess charge							
Average excess charge	(1000 USD/year)	0	0	0	0	0	0
Maximum excess charge	(1000 USD/year)	0	0	0	0	0	0
(5) Total annual revenue	(1000 USD/year)	101,227	106,475	102,666	105,221	103,626	105,447
(6) Total annual expense	(1000 USD/year)	3,964	6,008	6,173	7,368	6,689	8,010
(7) Annual balance	(1000 USD/year)	97,263	100,467	96,493	97,853	96,937	97,437

Prepared by JICA Survey Team

電力輸入量と収益の関係を Figure 5.6.25 に示す。



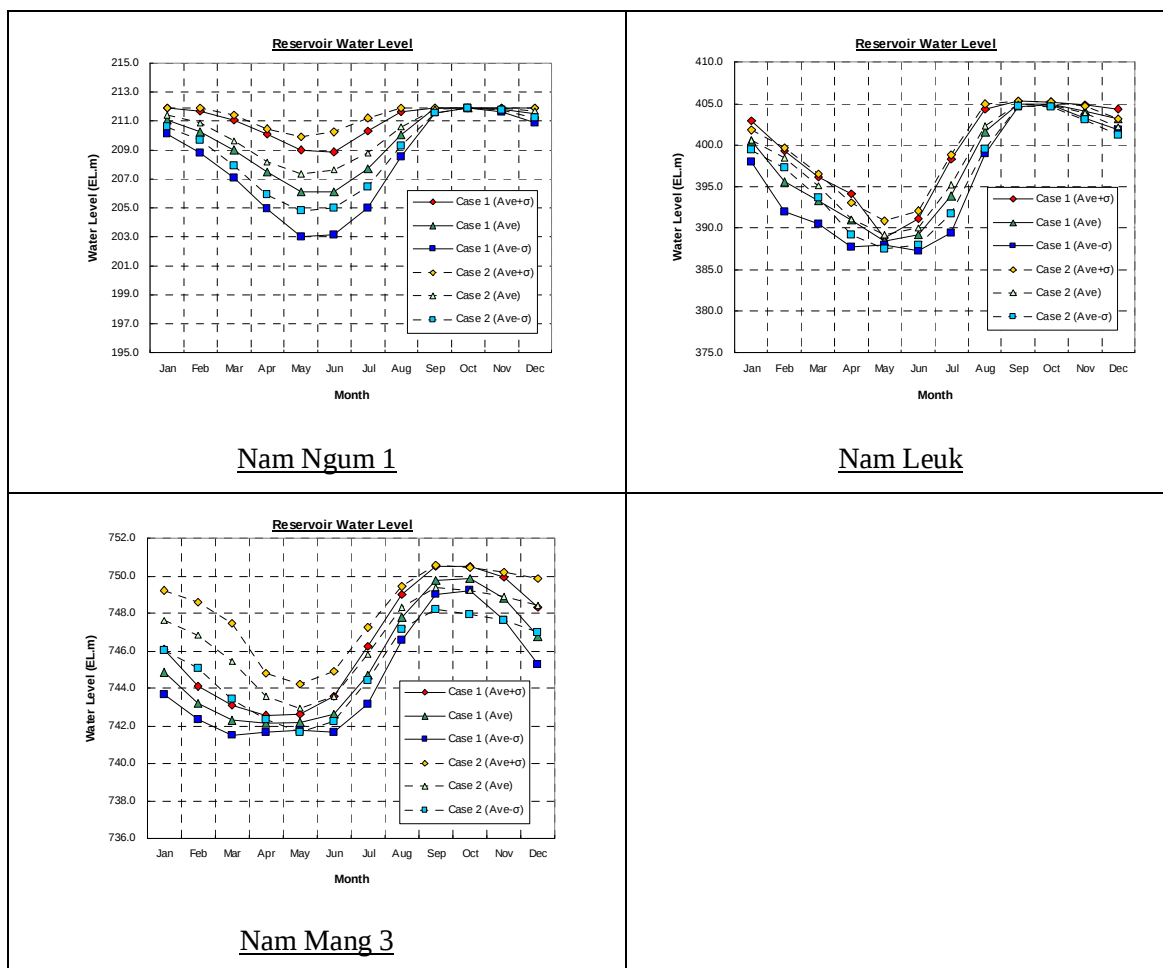
Prepared by JICA Survey Team

Figure 5.6.25 Relation of Average Import Energy and Annual Balance in the year 2020 (NN1 Reservoir, Nam Mang 3, and Nam Leuk)

3つの発電所で検討した本ケースでは、ナムグム1貯水池のみ自由度を持たせた場合と同様

にナムグム第二発電所完成とナムグム第一発電所拡張により、曲線が左上に上昇し収益の上昇と輸入電力の減少が可能となる。また、拡張後は最適運用の範囲が広がっており、運用の自由度が増したことを示す。

拡張後のケースで Case 1 と Case 2 の貯水位平均と標準偏差水位を Figure 5.6.26 に示す。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 5.6.26 Reservoir Average and Standard Deviation Water Level for the year 2020 (NN1 Reservoir, Nam Mang 3, and Nam Leuk)

上図より、2015 年と同様に電力輸入量最小化が強い方が乾季の貯水位水位が低くなり、特に乾季のナムマン 3 貯水池水位の変化が大きくなる。

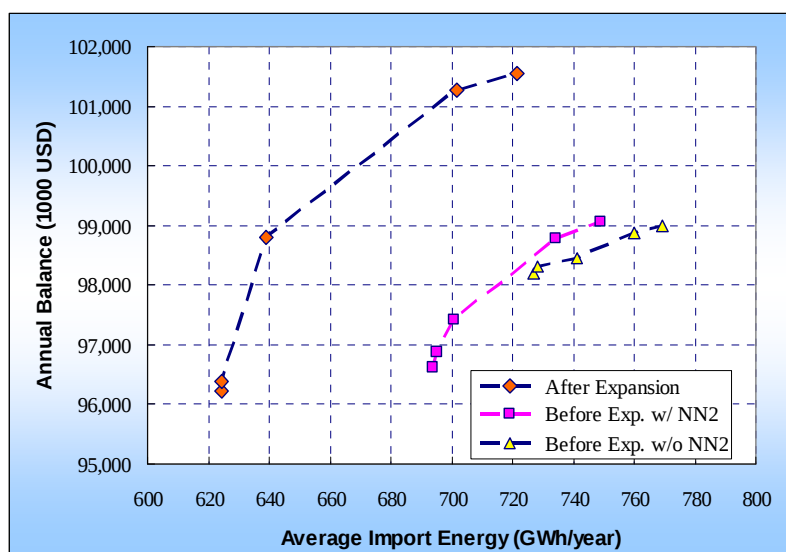
3) 2025 年

Table 5.6.11 Summary Table of Revenue Maximization Operation in the year 2025 (NN1 Reservoir, Nam Mang 3, and Nam Leuk)

			2025					
			After Expansion		Before Exp. w/ NN2		Before Exp. w/o NN2	
			Case 1	Case 2	Case 1	Case 2	Case 1	Case 2
(1) Nam Ngum I Hydropower Station								
Average hydropower energy	(GWh/year)		1,503	1,580	1,518	1,555	1,543	1,558
Revenue for domestic sale	(1000 USD/year)		78,587	72,551	74,283	70,845	72,208	69,574
(2) Import from EGAT								
Average import energy	(GWh/year)		624	721	694	749	727	769
Average import power	(MW)		247	235	274	269	283	283
Maximum import energy	(GWh/month)		206	229	198	223	190	201
Maximum import power	(MW)		549	565	578	525	567	572
Average import expense	(1000 USD/year)		30,926	34,603	34,800	36,942	36,501	38,284
Revenue selling import energy to domestic	(1000 USD/year)		38,766	44,802	43,070	46,508	45,145	47,779
(3) Export to EGAT								
Average export energy	(GWh/year)		458	632	543	635	601	659
Average export power	(MW)		141	158	153	164	166	174
Maximum export energy	(GWh/month)		215	212	187	184	188	186
Maximum export power	(MW)		552	529	508	485	510	488
Average export revenue	(1000 USD/year)		16,390	22,876	19,289	22,629	21,329	23,451
(4) Excess charge								
Average excess charge	(1000 USD/year)		6,598	4,071	5,216	3,975	3,977	3,515
Maximum excess charge	(1000 USD/year)		16,332	17,761	15,435	16,713	14,488	12,940
(5) Total annual revenue	(1000 USD/year)		133,743	140,229	136,642	139,982	138,682	140,804
(6) Total annual expense	(1000 USD/year)		37,524	38,674	40,016	40,917	40,479	41,800
(7) Annual balance	(1000 USD/year)		96,219	101,555	96,626	99,066	98,203	99,004

Prepared by JICA Survey Team

電力輸入量と収益の関係を Figure 5.6.27 に示す。

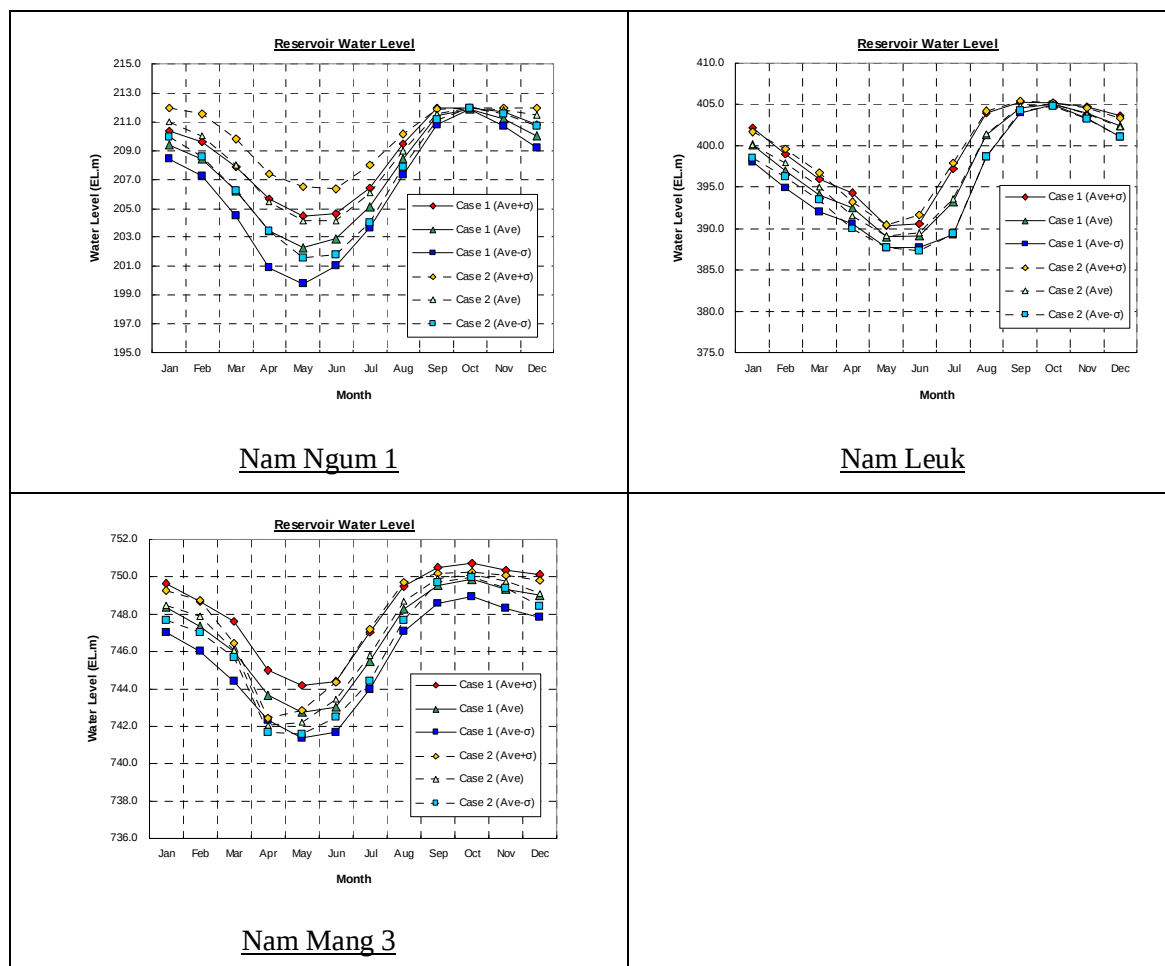


Prepared by JICA Survey Team

Figure 5.6.27 Reservoir Average and Standard Deviation Water Level for the year 2025 (NN1 Reservoir, Nam Mang 3, and Nam Leuk)

ナムグム 1 貯水池のみ自由度を持たせた場合と同様にナムグム第二発電所完成とナムグム第一発電所拡張により、曲線が左上に上昇し収益の上昇と輸入電力の減少が可能となる。また、拡張後は最適運用の範囲が広がっており、運用の自由度が増したことを示す。

拡張後のケースで Case 1 と Case 2 の貯水位平均と標準偏差水位を Figure 5.6.28 に示す。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 5.6.28 Reservoir Average and Standard Deviation Water Level for the year 2025 (NN1 Reservoir, Nam Mang 3, and Nam Leuk)

上図より、2025 年のケースでは Case 1 と Case 2 に大きな貯水池水位の差はナムグム 1 貯水池以外見られない。ナムグム 1 貯水池は電力輸入量最小化が強い方が乾季の貯水位が低くなる。

5.6.9 売電収益を考慮したナムグム水系水力発電運用計画(ナムグム 1 貯水池、ナムマン 3 貯水池、ナムルック貯水池、ナムリック 1/2 貯水池)

(1) 概要

本検討では C1 地域に電力を供給する四つの水力発電所(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、ナムリック 1/2 発電所)の最適貯水池運用を求める。検討年はナムグム 1 貯水池最適運用検討と同じく 2015 年、2020 年、2025 年の 3 ケースとし、想定される各年の電力需要を用いた。また、目的関数は 5.6.7 章と 5.6.8 章の検討と同様に電力供給不足最小化と歳入最

大化とする。

ただし、ナムリック 1/2 発電所は IPP 事業のため、発電運用の融通性にかける。よって、将来的にも自由度を持たせて運用させることは困難であることから、本検討では拡張後のケースのみを試算として行った。

また、前章までの検討と同様に電力輸入量最小化の重みを強くしたものを Case 1 とし、電力輸入量最小化の重みを最も弱くしたものを Case 2 とする。

(2) 検討結果

それぞれの検討年における結果を以下に示す。尚、5.6.8 章のナムリック 1/2 発電所を含まないケースも参考として併記する。

1) 2015 年

Table 5.6.12 Summary Table of Revenue Maximization Operation in the year 2015 (NN1 Reservoir, Nam Mang 3, Nam Leuk and Nam Lik 1/2)

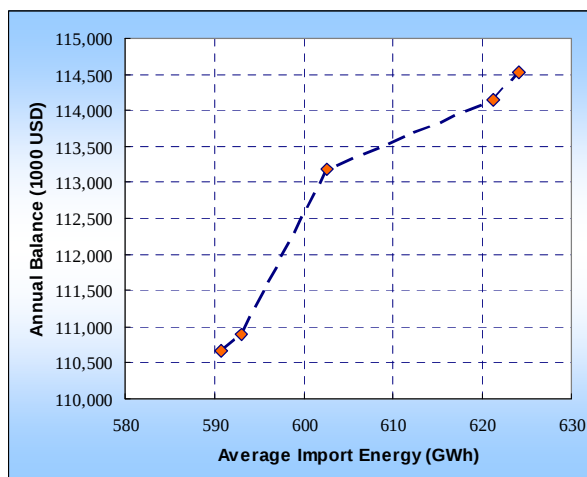
		2015 (w/ NL1/2)		2015 (w/o NL1/2)	
		After Expansion		After Expansion	
		Case 1	Case 2	Case 1	Case 2
(1) Nam Ngum I Hydropower Station					
Average hydropower energy	(GWh/year)	1,955	1,997	1,564	1,571
Revenue for domestic sale	(1000 USD/year)	118,374	116,301	96,900	96,255
(2) Import from EGAT					
Average import energy	(GWh/year)	591	624	1,837	1,847
Average import power	(MW)	191	156	341	324
Maximum import energy	(GWh/month)	139	155	282	266
Maximum import power	(MW)	355	382	563	493
Average import expense	(1000 USD/year)	27,296	28,568	85,408	85,451
Revenue selling import energy to domestic	(1000 USD/year)	36,683	38,756	114,075	114,720
(3) Export to EGAT					
Average export energy	(GWh/year)	49	125	4	21
Average export power	(MW)	18	39	2	8
Maximum export energy	(GWh/month)	119	112	32	39
Maximum export power	(MW)	289	267	123	135
Average export revenue	(1000 USD/year)	1,783	4,607	142	750
(4) Excess charge					
Average excess charge	(1000 USD/year)	18,883	16,571	55,422	54,204
Maximum excess charge	(1000 USD/year)	33,038	36,091	73,898	76,703
(5) Total annual revenue	(1000 USD/year)	156,841	159,665	211,117	211,725
(6) Total annual expense	(1000 USD/year)	46,179	45,138	140,830	139,655
(7) Annual balance	(1000 USD/year)	110,662	114,527	70,287	72,070

Prepared by JICA Survey Team

これより、ナムリック 1/2 発電所の運用も自由度を持たせた場合には、電力輸入量が大きく

減少することが分かる。また、運転に余裕が出るため、輸出量も多くなる。

電力輸入量と収益の関係を Figure 5.6.29 に示す。

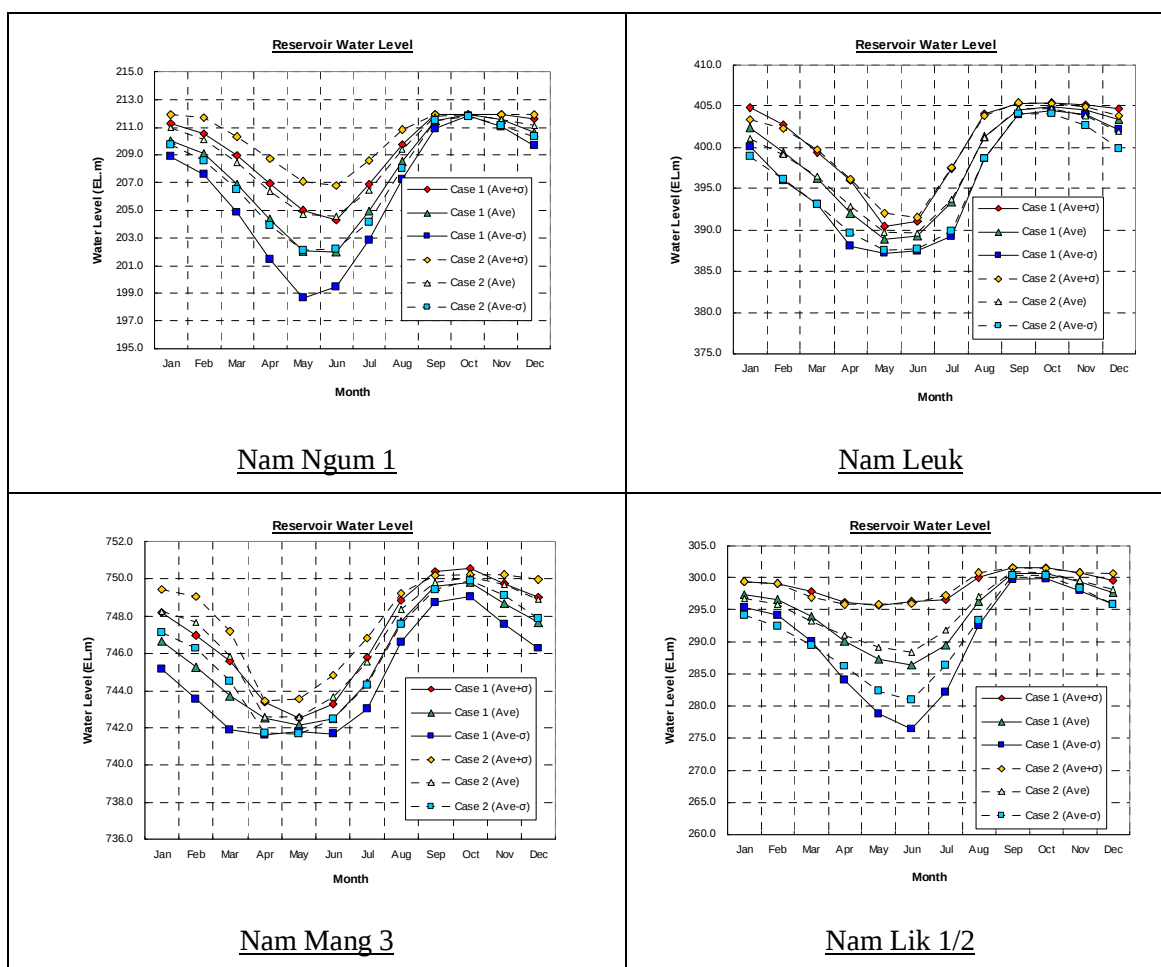


Prepared by JICA Survey Team

Figure 5.6.29 Reservoir Average and Standard Deviation Water Level for the year 2015 (NN1 Reservoir, Nam Mang 3, Nam Leuk and Nam Lik 1/2)

傾向としては、他の結果と同じく電力輸入量を増加させると収益が上がる結果となる。

拡張後のケースで Case 1 と Case 2 の貯水位平均と標準偏差水位を Figure 5.6.30 に示す。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 5.6.30 Reservoir Average and Standard Deviation Water Level for the year 2015 (NN1 Reservoir, Nam Mang 3, Nam Leuk and Nam Lik 1/2)

- 2) Case 1 の水位が低い傾向にあることは変わりはないが、ナムリック 1/2 発電所を含めることにより、Case 1 の貯水池水位の低下が抑えられる結果となる。

2) 2020 年

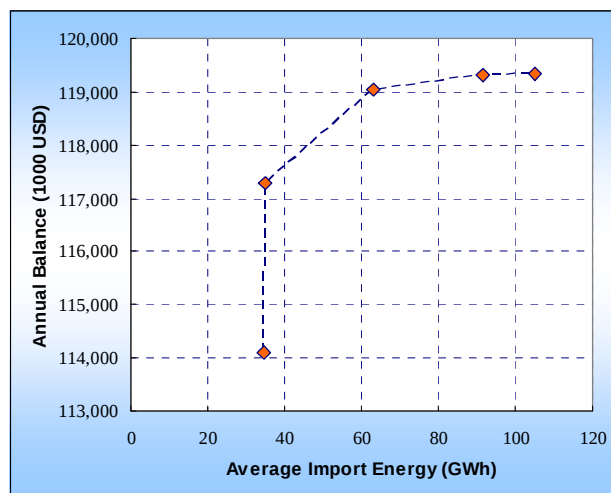
Table 5.6.13 Summary Table of Revenue Maximization Operation in the year 2020 (NN1 Reservoir, Nam Mang 3, Nam Leuk and Nam Lik 1/2)

		2020 (w/ NL1/2)		2020 (w/o NL1/2)	
		After Expansion		After Expansion	
		Case 1	Case 2	Case 1	Case 2
(1) Nam Ngum I Hydropower Station					
Average hydropower energy	(GWh/year)	1,921	2,045	1,509	1,583
Revenue for domestic sale	(1000 USD/year)	63,588	59,220	45,677	42,728
(2) Import from EGAT					
Average import energy	(GWh/year)	35	105	78	125
Average import power	(MW)	31	71	59	75
Maximum import energy	(GWh/month)	25	73	41	80
Maximum import power	(MW)	178	297	207	307
Average import expense	(1000 USD/year)	1,754	4,729	3,964	6,008
Revenue selling import energy to domestic	(1000 USD/year)	2,147	6,516	4,828	7,777
(3) Export to EGAT					
Average export energy	(GWh/year)	1,296	1,490	1,341	1,462
Average export power	(MW)	233	248	265	266
Maximum export energy	(GWh/month)	328	338	316	321
Maximum export power	(MW)	610	660	649	633
Average export revenue	(1000 USD/year)	50,116	58,343	50,722	55,970
(4) Excess charge					
Average excess charge	(1000 USD/year)	0	0	0	0
Maximum excess charge	(1000 USD/year)	0	0	0	0
(5) Total annual revenue	(1000 USD/year)	115,851	124,078	101,227	106,475
(6) Total annual expense	(1000 USD/year)	1,754	4,729	3,964	6,008
(7) Annual balance	(1000 USD/year)	114,098	119,349	97,263	100,467

Prepared by JICA Survey Team

2020 年の検討ケースでは、ナムリック 1/2 発電所に自由度を持たせることにより、全体的な収益を上げることができるが、電力輸入量の減少と電力輸出量の増加は限定的である。

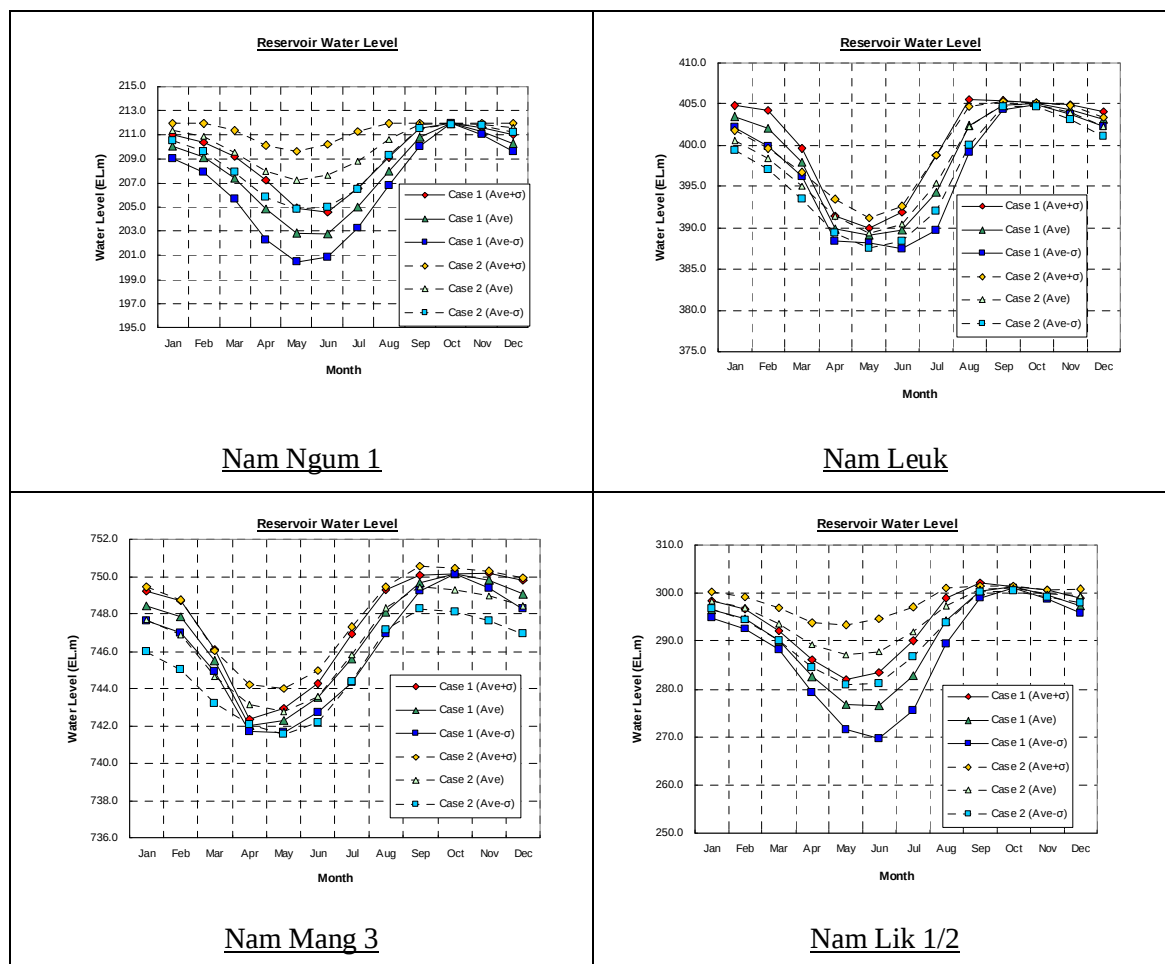
電力輸入量と収益の関係を Figure 5.6.31 に示す。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 5.6.31 Reservoir Average and Standard Deviation Water Level for the year 2020 (NN1 Reservoir, Nam Mang 3, Nam Leuk and Nam Lik 1/2)

拡張後のケースで Case 1 と Case 2 の貯水位平均と標準偏差水位を Figure 5.6.32 に示す。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 5.6.32 Reservoir Average and Standard Deviation Water Level for the year 2020 (NN1 Reservoir, Nam Mang 3, Nam Leuk and Nam Lik 1/2)

貯水池平均水位は、ナムリック 1/2 貯水池運用に自由度を持たせることにより、ナムマン 3 貯水池とナムルック貯水池の Case 1 と Case 2 の変動が小さくなる。

3) 2025 年

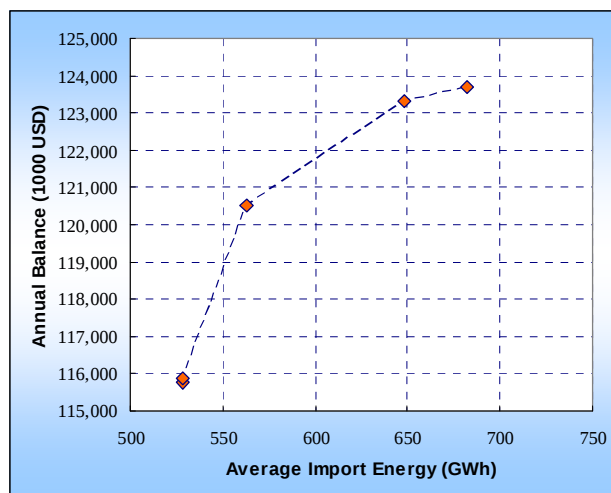
Table 5.6.14 Summary Table of Revenue Maximization Operation in the year 2025(NN1 Reservoir, Nam Mang 3, Nam Leuk and Nam Lik 1/2)

		2025 (w/ NL1/2)		2025 (w/o NL1/2)	
		After Expansion		After Expansion	
		Case 1	Case 2	Case 1	Case 2
(1) Nam Ngum I Hydropower Station					
Average hydropower energy	(GWh/year)	1,917	2,040	1,503	1,580
Revenue for domestic sale	(1000 USD/year)	103,014	93,430	78,587	72,551
(2) Import from EGAT					
Average import energy	(GWh/year)	528	683	624	721
Average import power	(MW)	208	198	247	235
Maximum import energy	(GWh/month)	171	219	206	229
Maximum import power	(MW)	482	494	549	565
Average import expense	(1000 USD/year)	25,590	31,660	30,926	34,603
Revenue selling import energy to domestic	(1000 USD/year)	32,803	42,386	38,766	44,802
(3) Export to EGAT					
Average export energy	(GWh/year)	362	640	458	632
Average export power	(MW)	110	143	141	158
Maximum export energy	(GWh/month)	223	229	215	212
Maximum export power	(MW)	570	556	552	529
Average export revenue	(1000 USD/year)	13,063	23,667	16,390	22,876
(4) Excess charge					
Average excess charge	(1000 USD/year)	7,522	4,124	6,598	4,071
Maximum excess charge	(1000 USD/year)	18,908	20,271	16,332	17,761
(5) Total annual revenue	(1000 USD/year)	148,880	159,483	133,743	140,229
(6) Total annual expense	(1000 USD/year)	33,112	35,784	37,524	38,674
(7) Annual balance	(1000 USD/year)	115,768	123,700	96,219	101,555

Prepared by JICA Survey Team

2025 年の検討ケースでは、2020 年と同様にナムリック 1/2 発電所に自由度を持たせることにより、全体的な収益を上げることができるが、電力輸入量の減少と電力輸出量の増加は限定的である。

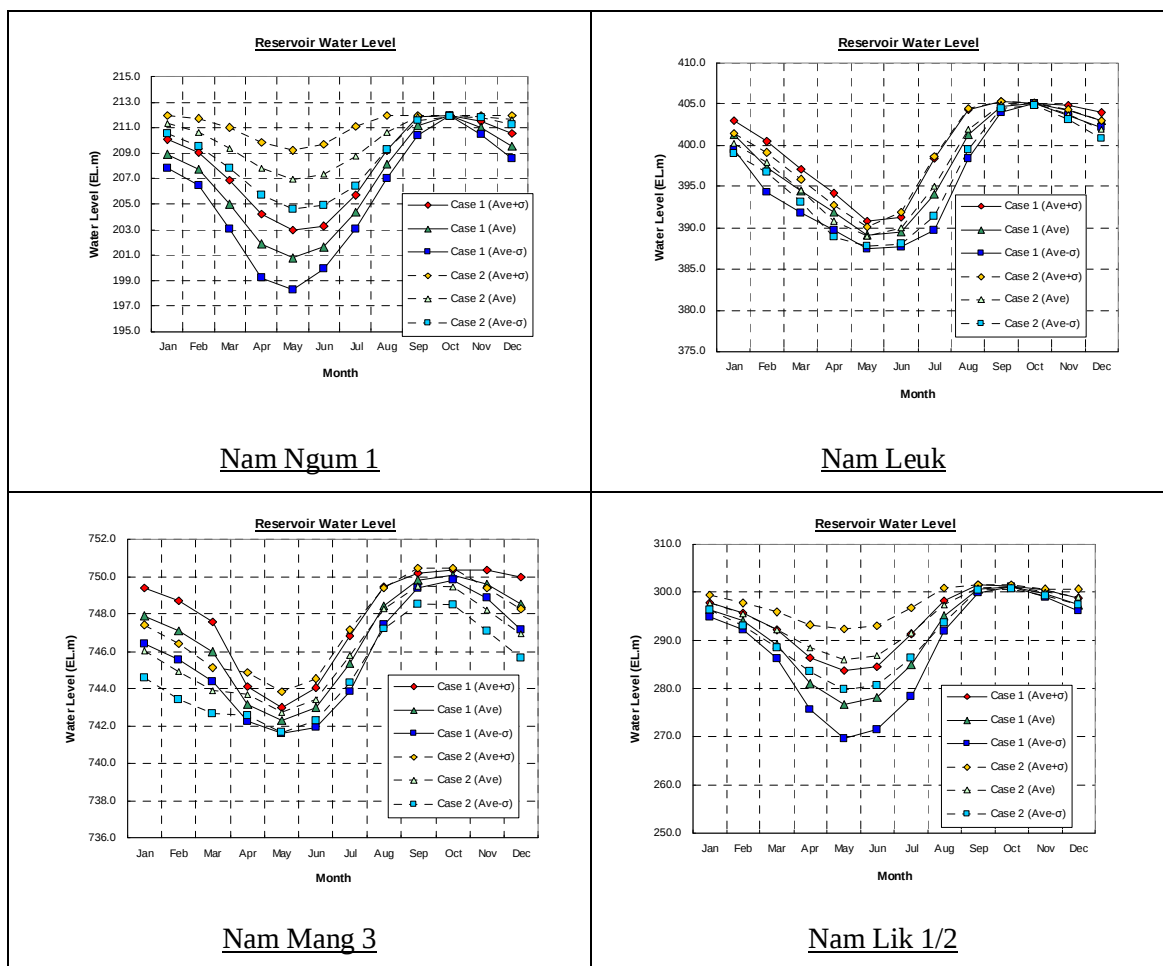
電力輸入量と収益の関係を Figure 5.6.33 に示す。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 5.6.33 Reservoir Average and Standard Deviation Water Level for the year 2025 (NN1 Reservoir, Nam Mang 3, Nam Leuk and Nam Lik 1/2)

拡張後のケースで Case 1 と Case 2 の貯水位平均と標準偏差水位を Figure 5.6.34 に示す。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 5.6.34 Reservoir Average and Standard Deviation Water Level for the year 2025 (NN1 Reservoir, Nam Mang 3, Nam Leuk and Nam Lik 1/2)

貯水池平均水位は、ナムリック 1/2 貯水池運用に自由度を持たせることにより、ナムマン 3 貯水池とナムルック貯水池の Case 1 と Case 2 の変動が小さくなる。

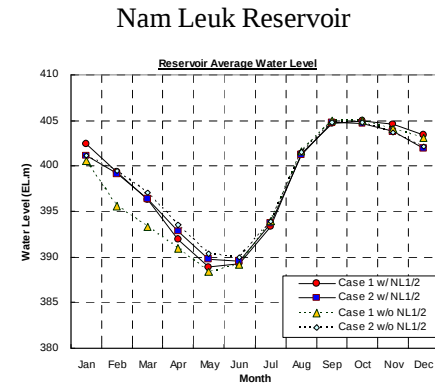
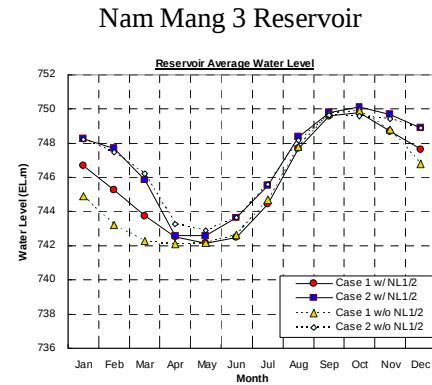
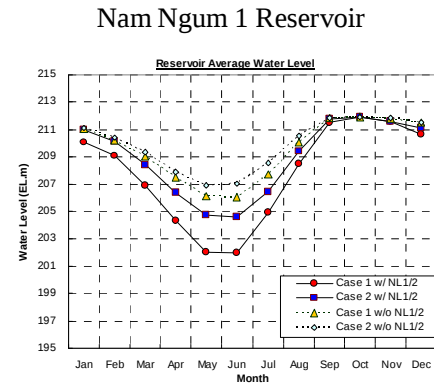
(3) ナムリック 1/2 発電所有無による貯水池平均水位の変化

ここでは、ナムグム 1 貯水池、ナムマン 3 貯水池とナムルック貯水池が、ナムリック 1/2 発電所に自由度を持たせた場合と固定した場合の平均貯水位の変化を見る。

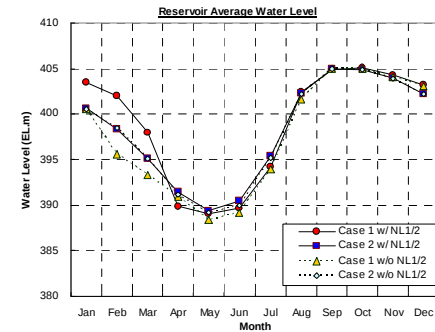
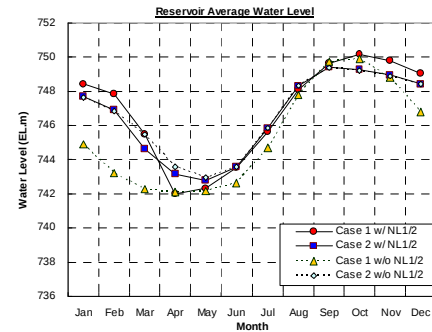
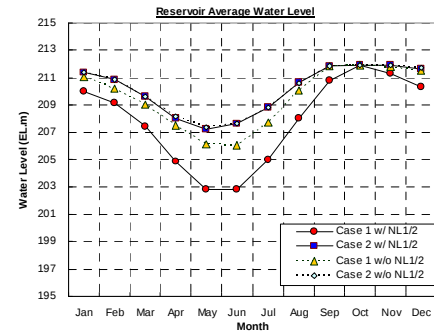
比較では 2015 年、2020 年と 2025 年の各検討断面で Case 1 と Case 2 のナムリック 1/2 有無でそれぞれ平均水位を示す。

平均水位の比較表を Figure 5.6.35 に示す。

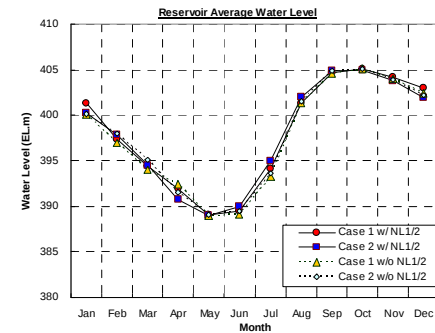
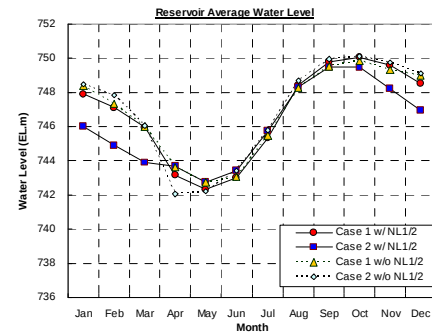
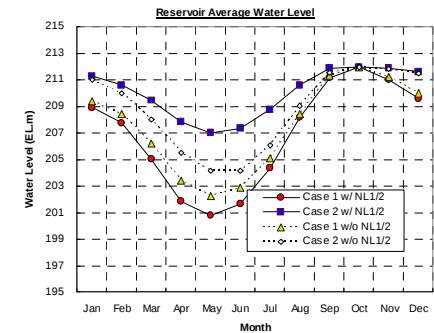
Year
2015



Year
2020



Year
2025



Prepared by JICA Survey Team

Figure 5.6.35 Comparison of Reservoir Average Water Level for with and without Nam Lik 1/2

ナムリック 1/2 発電所の有無によるナムグム 1 貯水池平均水位の明確な傾向はないが、ナムマン 3 貯水池とナムルック貯水池で乾季における多少の貯水位の上昇が見られる。

5.6.10 貯水池運用計画のまとめ

本貯水池運用検討の要点をまとめる。

- 1) 貯水池運用の結果、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。
- 2) 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。
- 3) ナムグム第一発電所の拡張によるナムルックとナムマン 3 貯水池の貯水池運用への影響は限定的であり、年間発生電力量もほとんど変わらない。
- 4) 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が、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。
- 5) 現状の拡張前の状態では雨季に 24 時間フル運転が可能であった。しかし、拡張後は TOU のピーク時間により多くの水が回されるため、雨季の 24 時間フル運転されることはほとんど無くなる。
- 6) 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。しかし、2020 年や 2025 年のように電力供給に多少余裕がある場合には、ナムリック 1/2 発電所の運用に自由度を持たせる効果はナムリック 1/2 の発生電力量の追加にとどまり、ナムリック 1/2 に自由度を持たせる効果は限定的となる。
- 7) ナムグム第一発電所、ナムマン第三発電所とナムルック発電所は互いに連携して運用を決めているため、今後もそのような運用になることが見込まれる。しかし、その場合でも 2015 年には電力が最大 600MW 近く不足するため、タイ国からの融通のためにタイ国とラオス国を結ぶ回線の早急な増強が望まれる。

第6章 環境社会配慮

6.1 環境行政体制と環境法規制

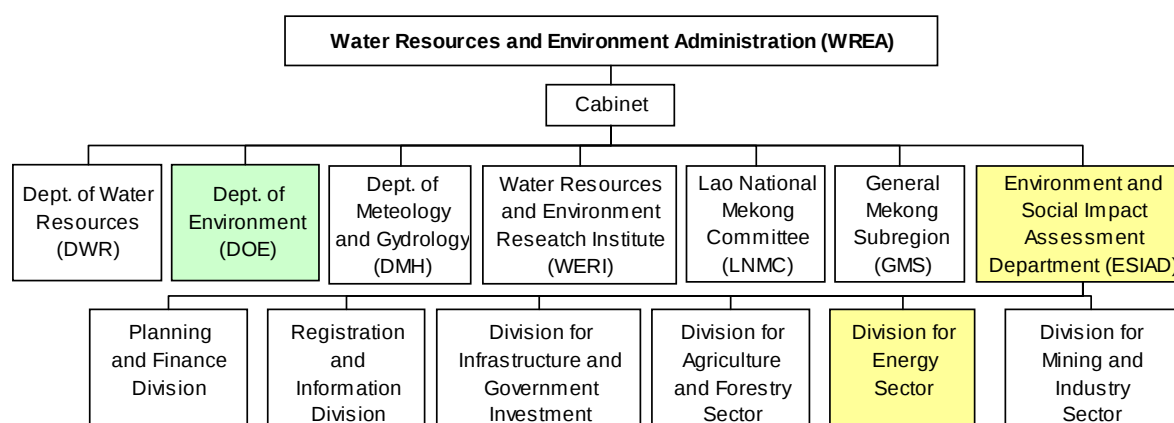
6.1.1 環境関連行政機関

ラオス国政府は、環境保護と環境アセスメントについて様々な法規制を制定している。その基本となる環境保護法 (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。

(1) WREA 及び ESIAD

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。以前は科学技術環境庁 (Science, Technology, and Environment Agency: STEA) が環境行政の責任監督機関であったが、2007 年に WREA が設立され、STEA の環境関連の政府責任を引き継いだ。WREA の下部組織である環境局 (Department of Environment) は政策、法規制及び基準の制定を担当する。一方、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。ESIAD は以前、環境局の一部であったが、2008 年 8 月に課として独立した。ESIAD は 6 部門から成り、内 4 部門が開発事業各セクターの環境事項を審査している。本拡張計画の審査担当となるのは、ESIAD のエネルギーセクター部門である。

WREA の組織図を以下に示す。



Source: WREA, 2009

Figure 6.1.1 Organizational Structure of WREA

WREA の職員数は 2009 年 2 月時点で 339 名である。ESIAD は人員数を 75 名にまで増強し、内多くが環境関連の学位を有している。

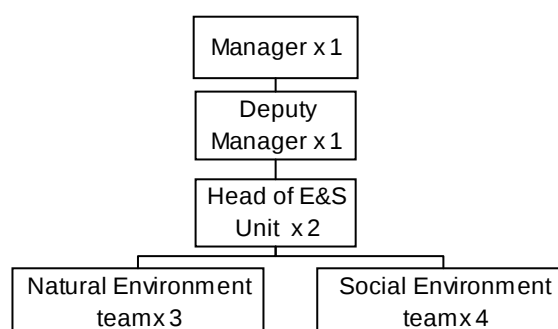
(2) エネルギー鉱業省電力局社会環境管理課 (Social and Environmental Management Division of DOE/MEM)

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。加えて本課は、初期環境社会評価 (Initial Environmental and Social Examinations: IESE)、環境影響評価 (Environmental and Social Impact Assessment (EISA)、及び環境管理計画 (Environmental Management and Social Plan: ESMP) の審査、評価、及び承認を、WREA の最終承認と ECC 発行に先立って行う (現行法)¹。さらに本課は、事業実施中の環境検査、モニタリング、検証を行っている。

本課は 6 名のスタッフを有し、水力発電、送電をはじめとした電力事業の環境アセスメントに豊富な経験を有している。

(3) 電力公社技術部環境室 (Environmental Office, Technical Department of EdL)

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。環境室は、水力発電、送電線、配電線、変電所にかかる EdL 主体のプロジェクトの初期社会環境評価、環境社会影響調査、環境管理計画、環境モニタリング、住民移転計画の策定、等を実施する。環境室は、自然環境チームと社会環境チームの二部門を有する。室長を含む 11 名の職員が配置されており、その多くが自然環境、社会環境に関する学位を有する。また、環境学の修士コースにも職員を派遣している。



Source: Environmental Office, EdL

Figure 6.1.2 Environmental Office

6.1.2 環境法規制

「環境保護法」(Law on Environmental Protection, No.02-99, 1999) と「環境保護法実施法令」(Decree on the Implementation of the Environmental Protection Law, No.102, 2001) がラオス国の環境管理行政の根拠となる法令である。WREA と開発事業責任省庁 (Development Project Responsible Agency: DPRA) は上記法令を改正し、セクターごとに環境関連の規制と基準を制定している。環境アセスメントにかかる現行の省令は「環境評価規則」(Regulation on Environment Assessment in the Lao PDR, No.1770/STEA)であり、その手順を規定している。この規則は現在改定中であり、「環境社会評価法令(案)」(Draft Decree of Environment and Social Assessment) が 2009 年 2 月に首相府に提出され、現在、議会で審議中である。この審議中の法令(案)はすでにいくつかの事業に適用されている。

電力法 (The Law of Electricity, No. 02/97, 1997) は、電力事業の取り組みは、経済的効率を保証しつ

¹ The terms “IESE”, “ESIA”, “ESMP” and “STEA” correspond to “IEE”, “EIA”, “EMP” and “WREA” respectively in Lao PDR No.1770/STEA, which is being updating as a new Decree. In this document, terms for “IESE”, “ESIA”, “ESMP” and “WREA” is applied since those are already widely used in official documents in Lao PDR.

つ、自然環境と生態系への影響の評価を考慮し、且つ、社会と野生動物への影響を制限するように規定している。電力セクターの開発事業については「電力事業に係る環境評価実施規則」(Regulation on Implementing Environmental Assessment for Electricity Project, No.447/MIH DOE, 2001) が電力事業の環境アセスメントの方法を規定する省令である。この規定に基づき、「電力事業に係る環境管理計画基準」(Environmental Management Plans for Electricity Project, No.584/MIH DOE, 2001) 及び「電力事業に係る環境影響評価基準」(Environmental Impact Assessment for Electricity Project, No.585/MIH DOE, 2001) が、電力事業の環境影響評価と環境管理計画の必要要件を詳細に制定している。これらの文書により、環境アセスメントの手順として、プロジェクトスクリーニング(Project Screening)、事業概要書 (Project Description)、初期環境社会評価 (IESE)、環境社会影響評価 (EISA)、環境管理計画 (ESMP)、補償、重大な環境影響 (Significant Environmental Impact, SEI) の特定と代替案、及び、一般関与 (Public Involvement, PI) の必要性と方法が規定されている。

これらに加え、本拡張計画は必要に応じ、森林、水質、野生水棲動物、土地、水利、補償等に関する法規制を参照する。

水利権については、「水・水資源法」(Law on Water and Water Resources, No.02/96, 1996) が水資源の所有者、流域計画・モニタリング、水資源の評価と分配を規定している。この法令は水利用にかかる開発と適切な条件における水力発電への適用を推進しているが (第 25 条)、水利用のそれぞれの方法についての優先付けは行っていない。

下表は、ナムグム第一発電所拡張計画に関連する環境法規制の一覧である。

Table 6.1.1 Environmental Law and Regulation related to Expansion Project (1)

Regulations concerning Environmental Issue	Date	Descriptions concerning NN1 Expansion Project
Laws for Environment and other sector		
Law on Environment Protection	April 1999	Obligation for pollution control, protection of natural and social environment, rights and duties of concerned ministries.
National Strategy on Environment to the years 2020 and Action plan for years 2006-2020	2004	Status of environment for land, water ,forest, biodiversity, social matter. International and regional cooperation, environmental strategy and goals for the year 2020.
Degree on the Implementation of the Environmental Protection Law	2002	Obligation, general EA requirement, standard, management and monitoring units, and inspection
Regulation on Environment Assessment in the Lao PDR, STEA	2002	EA process, screening, IEE, EIA, monitoring, requirement and flow of project for environment procedure. (under revise and need to obtain new version to be issued in April 2009)
Draft Decree of Environment and Social Assessment, WREA	Feb 2009	The draft version submitted to Prime Minister Office. New EISA/IESE criteria, format for project description, IEE, and EMP, environmental certificate, monitoring
Forestry Law	May 2008	Categorization of forest and allowable development activities for each category
Law on Aquatic Life and Wild Animal	May 2008	Conservation of endangered species
Forestry Strategy to the Year 2020 of the Lao PDR	July 2005	Forestry classification, sustainable management, solid and water conservation, act for tree cut
Law on Agriculture	Nov 1998	Agricultural activities, right of agriculture, building and management of irrigation
Law on Water and Water Resources	2001	Right to use water resource, ownership of water resources, monitoring, and assessment and allocation of water resources.
Land Law	Oct 2003	Use of water area land and construction land, compensation of land losses

Table 6.1.2 Environmental Law and Regulation related to Expansion Project (2)

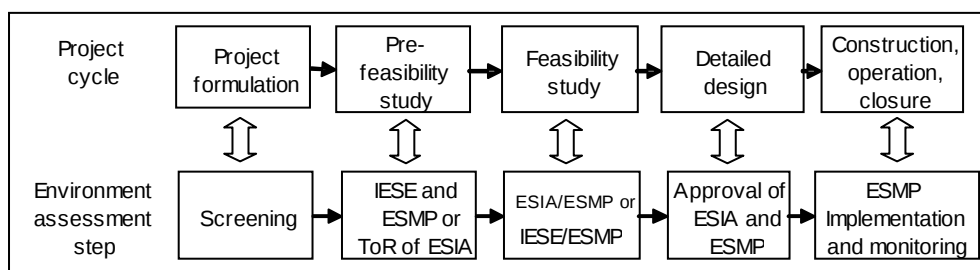
Regulations concerning Environmental Issue	Date	Descriptions concerning NN1 Expansion Project
Laws and Regulation concerning Hydropower Project		
Law on Electricity and Degree	May 1997	Function, ownership, promotion of electricity development, operations, production, import/export, and distribution of electricity
Lao Electric Power Technical Standards, DOE/MIH	Feb 2004	Safety of power structure, stability of dam, prevention of erosion and damage of upstream and downstream catchment
National Policy on Environmental and Social Sustainability of the Hydropower Sector in Lao PDR, DOE/MIH	2007	Environment assessment, watershed management and conservation, disclosure and compliance, requirement for hydropower project
Environmental Management Standard for Electricity Projects, DOE/MIH	Jun 2003	Requirement of EMP, institution and management arrangement, monitoring, EMP, scheduling and cost
Environmental Impact Assessment for Electricity Projects, DOE/MIH	Oct 2001	Specific requirement for EIA such as baseline information, alternatives, impacts, public involvement, and EMP
Regulation on Implementing Environmental Assessment for Electricity Projects in Lao PDR, DOE/MIH	Oct 2001	Requirement of environmental assessment according to project cycle, requirement for project description, IEE, EIA, monitoring and evaluation, award and sanctions.
Environmental Management Plans for Electricity Projects, DOE/MIH	Oct 2001	Categorization of hydropower for each requirement of environmental process, procedure to implement IEE, EIA, and SAP (social action plan)
Degree on Compensation and Resettlement of People Affected by Development Projects	2006	Requirement of social impact assessment
Regulations for Implementing Degree on Compensation and Resettlement of People affected by Development Projects	2006	Social assessment and compensation
Guidelines for Compensating the Loss occurred due to the Transmission Line Projects, DOE/MEM	2005	Impact and issues for social and environmental matter of transmission lines. Guideline for compensation for transmission lines

Prepared by JICA Survey Team

6.1.3 環境アセスメント手順

全ての開発事業の環境クリアランスとして、建設開始前に、環境遵守認定証 (Environmental Compliance Certificate : ECC) の取得が、義務付けられている。ECC の発行は WREA が行う。事業主体者は、ECC 取得のために環境アセスメントの手順を経ねばならない。

環境アセスメントの必要作業は、一般的な事業実施のフェーズと関連してラオスでは下図のように定められている。



Source: Prepared from “Regulation on Environment Assessment in the Lao PDR, 2002”

Figure 6.1.3 EA Processes and Project Cycle

本案件で想定されるカテゴリーB の場合は、円借款事業では JICA による審査までに IESE または ESIA がラオスで承認され ECC が発行されていることが望ましい。事業スケジュールはこれを考慮する必要がある。なお、本拡張事業は F/S のレビューとなるものであり、プロジェクトスクリーニングから IESE (または必要に応じて EISA)の実施までが求められる。EdL は IESE および EMP を 2009 年 9 月 21 日に DOE に提出した。現在、IESE と EMP が DOE において審議中である。

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 6.1.3 Environmental Assessment Process Responsibilities

DOE/MIH (DPRA)	- 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)	- 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	- 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

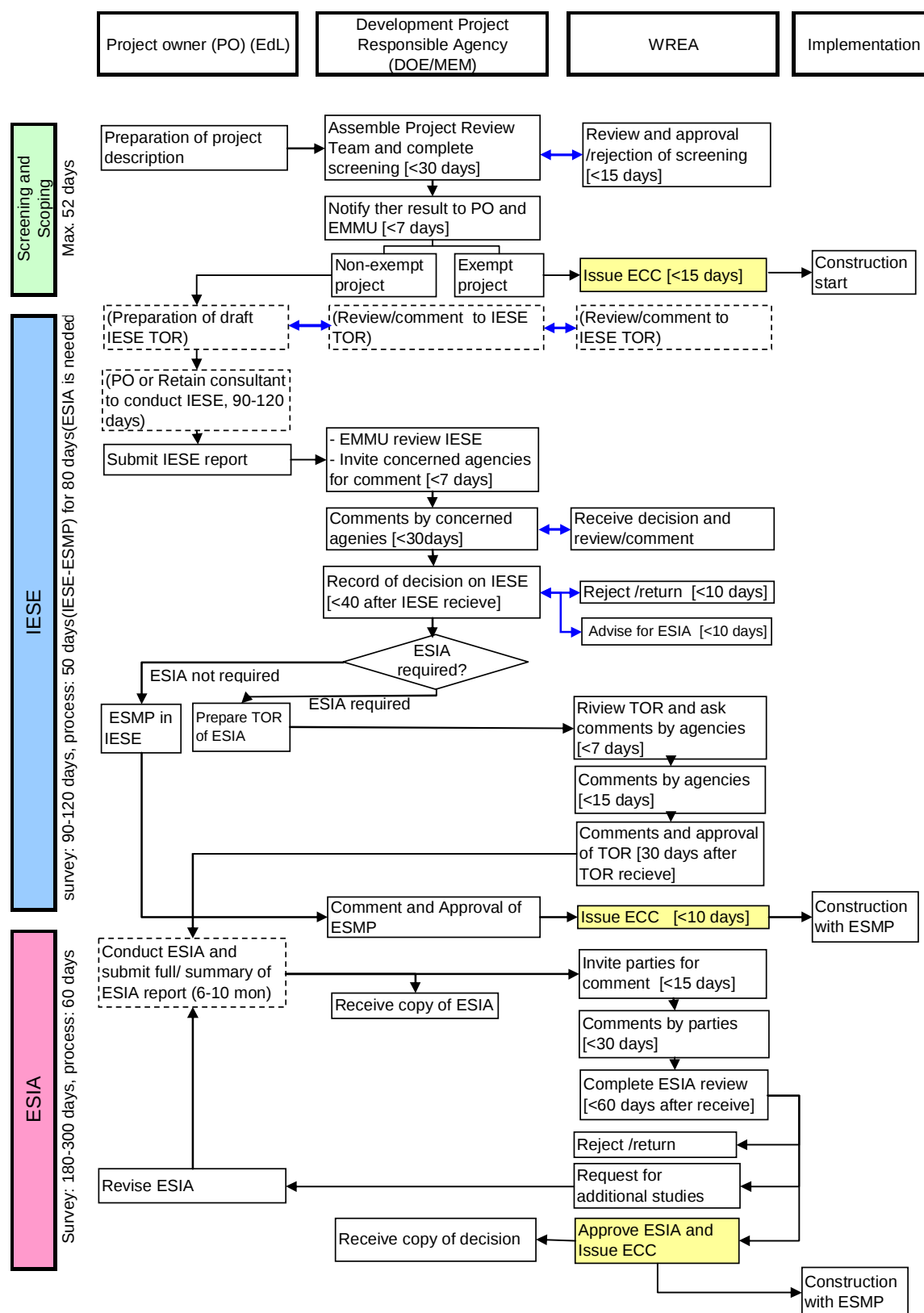
事業実施に向け、開発事業責任省庁には、環境管理モニタリング室 (Environmental Management and Monitoring Units: EMMU) の設置が義務付けられている。本拡張調事業の場合の環境アセスメント実施体制を、下表に示す。

Table 6.1.4 Institutional Framework for Project Implementation

Role	Organization
Project owner (PO):	EdL
Development Project Responsible Agency (DPRA):	Department of Electricity, Ministry of Energy and Mines
Environmental Management and Monitoring Unit for implementation:	Environmental Office, Technical Department, EdL
Environmental Management and Monitoring Unit for inspection:	Social and Environmental Management Division, Department of Electricity, Ministry of Energy and Mines
Issue of Environmental Compliance Certificate (ECC):	Department of Environmental and Social Impact Assessment (ESIAD), Water Resources and Environment Administration

Prepared by JICA Survey Team

現在、環境アセスメントについては新法案が審議中であるが、2009 年 2 月に実施した第 1 回ステアリングコミッティーにおいて、本拡張事業の環境アセスメントは現行の「環境評価規則」(No.1770/STEА) に則り実施することが合意された。現行の環境評価規則の手順を、下図に示す。



* The terms “IESE”, “ESIA”, “EMP”, and “STE” corresponds to “IEE”, “EIA”, “ESMP”, and “WREA” in Lao PDRNo.1770/STE. 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 PDRNo.1770/STE)”,

Figure 6.1.4 Procedure for Environmental Assessment for Hydropower Project

本拡張事業を含む EdL 事業の環境アセスメントの基本的な流れを、以下の通り示す。

- 1) 事業主体者 (EdL) が、事業形式、スケール、場所、製品・成果、主要な環境社会影響、一般関与 (PI) を含んだ事業概要書 (Project Description) を作成する。
- 2) DOE がスクリーニングを行い、環境手続きの必要項目を定める (30 日以内)。
- 3) DOE が事業を環境手続き免除 (Exempt Project) と判定した場合、WREA は 環境遵守認定証 (ECC) を発行する。それ以外の場合は、初期環社会評価 (IESE) を実施する。
- 4) EdL の代行として、環境ライセンスを取得しているコンサルタントが IESE を実施する。EdL は IESE 報告書を DOE に提出する。DOE はこれを審査し、地方政府や関連機関からコメントを求め、WREA に判定記録 (Record of Discussion) を送付する (40 日以内)。
- 5) もし DOE が次段階の調査、すなわち環境社会影響評価 (ESIA) は不要であると判断した場合、DOE は環境社会管理計画 (ESMP) を審査する。ESMP が認可された場合、WREA は ECC を発行する (10 日以内)。
- 6) もし DOE が、事業に ESIA が必要であると判断した場合、コンサルタントは ESIA の調査項目 (Terms of Reference, TOR) (案)を作成する。WREA は TOR(案)を審査し、関連諸機関からコメントを徴集した後、TOR を認可する (30 日以内)。
- 7) 環境ライセンスを取得しているコンサルタントが、EdL の代行として、認可された TOR に従って ESIA を実施する。EdL は ESIA 報告書を WREA に提出する。WREA はこれを審査し、地方政府と関連諸機関からコメントを徴集し、事業を拒否 (reject)、追加調査を要求 (request for additional studies)、または認可する (60 日以内)。
- 8) ESIA が認可された場合、WREA は ECC を発行し、DOE が判定記録の写しを受領する。

上記に記載した所要日数は「環境評価規則」(No.1770/STEA) に記載されたものであるが、多くの場合、それよりも多くの日数が費やされている。

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、以下の四種のモニタリングが必要であると規定している。

- (i) 周辺モニタリング(Ambient Monitoring): 空気、水、土壌、動植物等の状況について
- (ii) 検証モニタリング (Validation Monitoring): 事業の環境影響が予測できたかについて
- (iii) 有効性モニタリング(Effectiveness Monitoring):管理手段の有効性
- (iv) 遵守モニタリング(Compliance Monitoring): 環境管理計画手段の実施について総合する

ESMP には次の情報を提供する必要がある。

- 環境側面と環境影響、及びその程度
- 原因と因果関係、
- 環境目標と準拠する基準
- 環境管理手段と方法論、パラメータ、収集データ
- 位置図、図面
- 実績の判断基準または環境管理目標
- データのパラメータ、サンプリング、頻度、タイミング、有効性モニタリング
- 人材、訓練、施設、装置、材料
- 事業主体者、建設業者、ステークホルダーの責任範囲、ステークホルダーの詳細
- 一般関与 (Public Involvement)
- 建設環境管理計画 (Construction Environmental Management Plan, CEMP)
- 事業費積算、実施スケジュール、必要報告書

この他、住民移転や補償が必要な場合は、住民移転行動計画(Resettlement Action Plan:RAP)を策定する必要がある。また、影響を受ける地域で少数民族の割合が高い場合には、少数民族開発計画(Ethnic People Development Plan:EPDP) を策定することが求められる。これらは本拡張事業の環境手続きでは該当しない。

6.2 拡張計画地域にかかる環境概要

6.2.1 自然環境

(1) 地理・地勢・地質

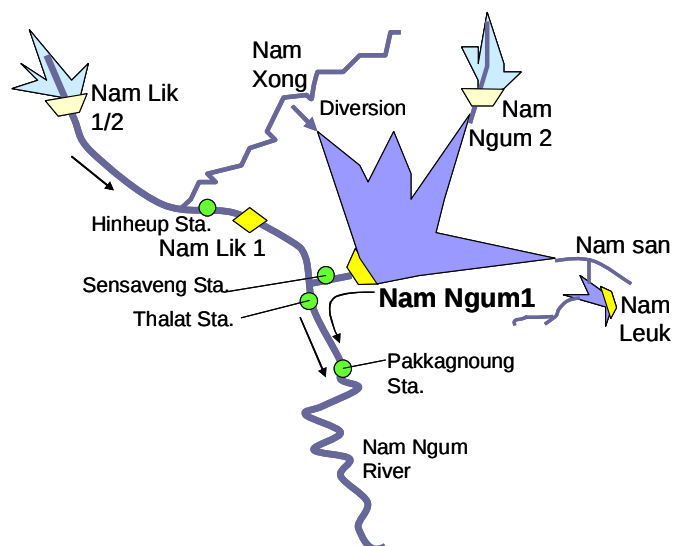
ナムグム発電所のダムサイトは、ナムグム川とナムリック川の合流点より 3.5 km 上流に位置する。貯水池の東側、北側は標高 500 m 以上の山地であり、狭い谷間が南部、西部に延びる。下流は平原である。

発電所周辺の地盤は堆積岩で、ジュラ紀から白亜紀（0.7-1.5 億年前）にかけての礫岩、砂岩、シルト岩、泥岩などの堆積岩がダムサイト周辺の基盤岩として広く分布し、それを第四紀の堆積物が覆っている。急斜面を持つ尾根には砂岩や礫岩が分布しており、緩やかな低地には泥岩や一部砂岩の弱部が分布している。拡張工事において、法面の裏側の泥岩の弱部には、岩盤支持など対策工の検討が必要である。

(2) ナムグム第一発電所周辺の気候・水文

ナムグム川流域は熱帯モンスーン気候で、南西モンスーンによる雨季の降水が 75%を占める。乾季は 11 月から 4 月であり、降水量は少ない。流域の年間降雨量は Xienkouang の 1,420 mm から Vangvieng の 3,500 mm にわたっている。

ナムグム川下流への影響が拡張事業の主要な環境影響となるので、水文・水理検討は IESE の主要な項目である。検討に関連する河川、水力発電、貯水池、および水位観測所の位置概念図を、下図に示す。



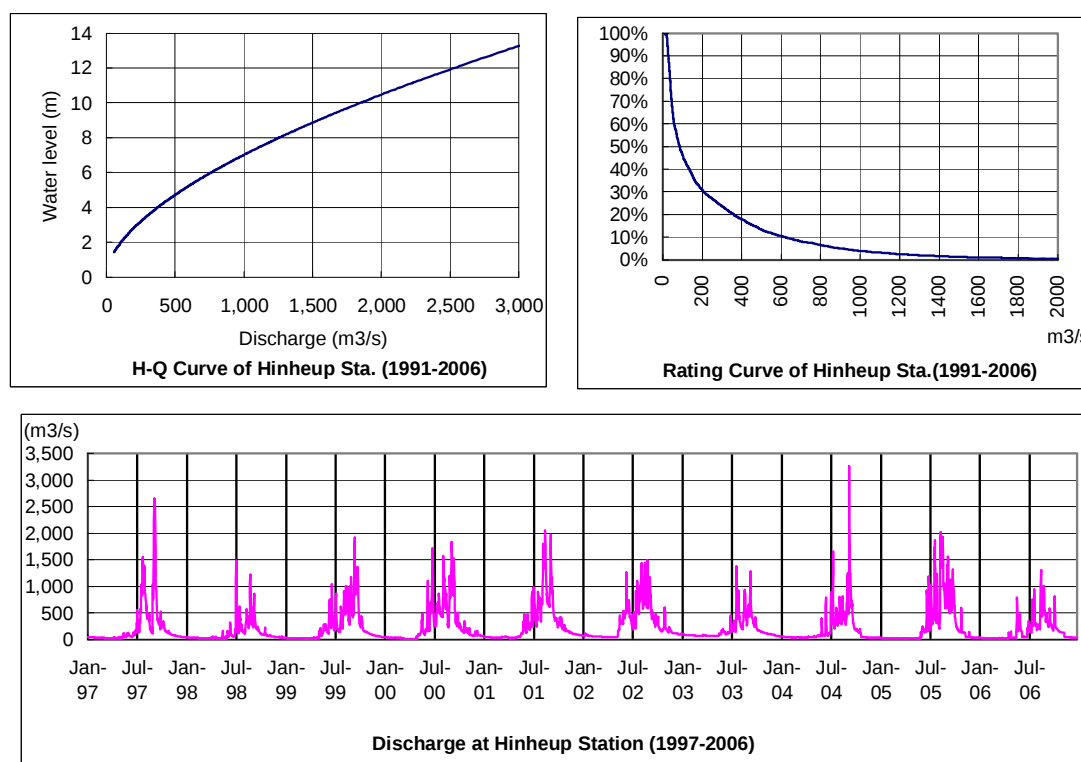
Prepared by JICA Survey Team

Figure 6.2.1 Conceptual Layout of River, Dam, and Gauging Station in NNRB

上図の内、建設中であるナムグム第二発電所はナムグム第一発電所の上流に位置し、2011 年完成を予定している。新規のナムグム第二発電所の貯水池により、ナムグム第一発電所への流入量が調節される。つまり、ナムグムダム雨季の越流量は減少し、乾季には下流はより多くの流量が得られる。雨季の越流量の減少により、下流の洪水も緩和されることになる。

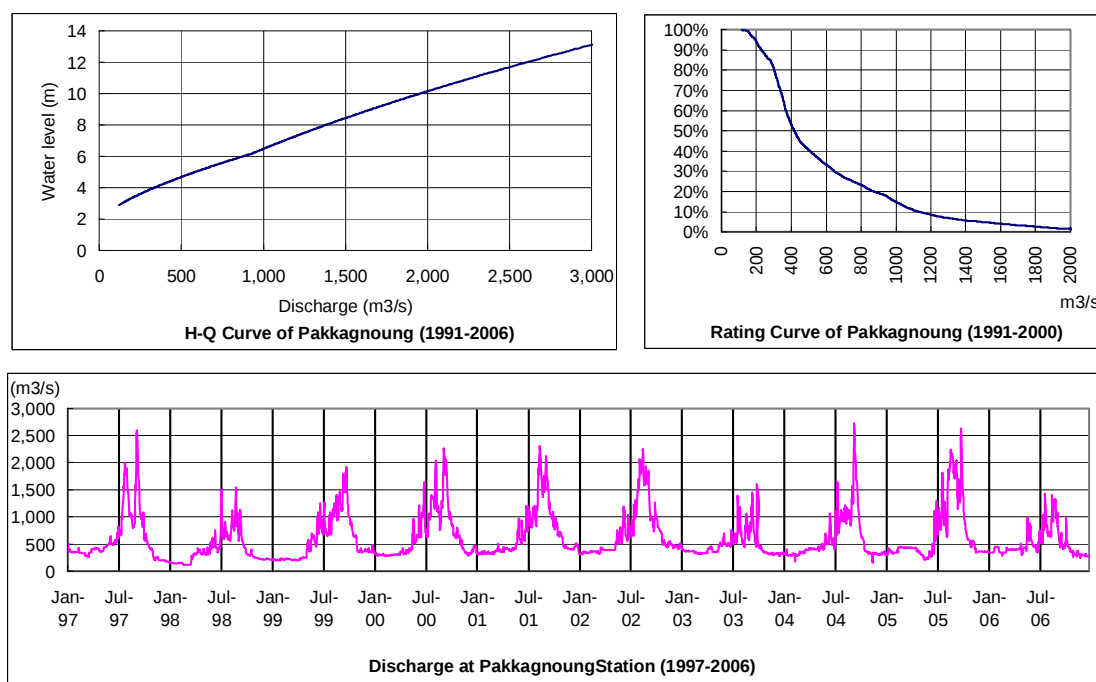
一方、ナムグム川支流のナムリック川上流に計画されているナムリック 1/2 発電所についても検討する必要がある。ナムリック川はナムグム第一発電所の 3.5 km 下流でナムグム川と合流する。下流住民世帯は、この合流点より下流に集中している。よって、合流後の河川区域の検討に、ナムリック川の水文データを考慮する必要がある。また、ナムリック川には、合流点より上流で、支流のナムソン川が流入する。ナムソン川からの流量は、1996 年よりナムグム貯水池へ転流されているため、ナムリックへの流入量は限定されている。

ナムソン川との合流点より下流に Hinheup 観測所があり、ナムリック川の水位を観測している。一方、ナムリック川とナムグム川合流点より 11 km 下流に Pakkagnoung 観測所がある。これらの観測所の水位を水文解析に用いた。Hinheup および Pakkagnoung における水文データを下図に示す。



Source: DMH

Figure 6.2.2 H-Q Curve, Rating Curve, and 10-years-Discharge at Hinheup Station



Source: DMH

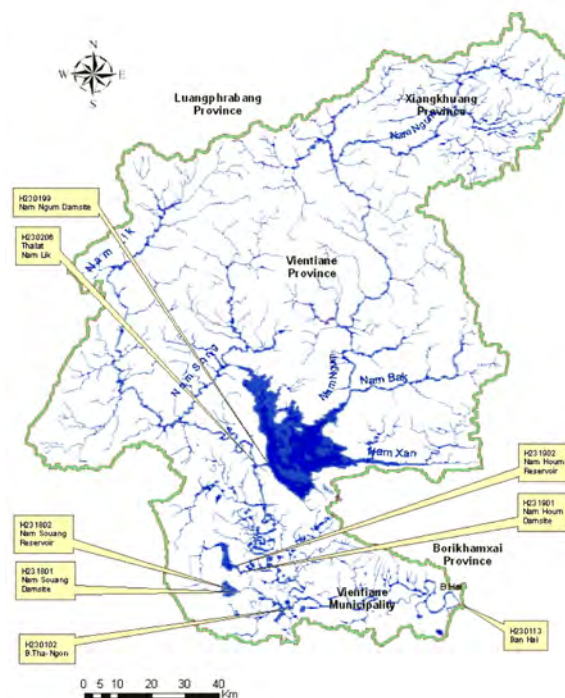
Figure 6.2.3 H-Q Curve, Rating Curve, and 10-years-Discharge at Pakkagnoung Station

(3) 水質

ラオスでは表層水が都市の主要な水源で、地下水は村落の一部で用いられている。メコン委員会

は 1985 年にメコン川下流流域の水質監視網 (Water Quality Monitoring Network for Lower Mekong Basin) を設立し、MoAF の灌漑局 (Department of Irrigation) が水質モニタリング所を運営している。水質分析は水質検査所 (Water Quality Laboratory) が実施している。ナムグム川流域には、ナムグム発電所直下流とナムリック川の Thalath を含む 9 箇所の水質モニタリング所がある。場所は右図に示す通りである。これらの水質モニタリング所は、気温、pH、導電度、主要イオン、養分、溶存酸素(DO)、COD を測定している。ラオス国の水質分析は、設備と人材の不足、分析技術と資金の問題から、制限がある。

ナムグム川上流の人口は増え、人口密度も大きくなり、農業、焼畑農業、観光、生活用水、鉱業などの水利用が河川下流の水質に影響してくる可能性はある。一方、現在の所、15 年間のモニタリング結果において水質の状態は良く、人為的活動による重大な変化は見られていない。



Source: Nam Ngum River Basin Profile

Figure 6.2.4 Location of Monitoring Station

(4) 土地利用

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。焼け畑は主に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。流域は、落葉樹が約 35% で最も多く、次いで無立木地が 27% で多い。

ナムグム流域の土地利用図および土地利用ごとの面積を、以下に示す。

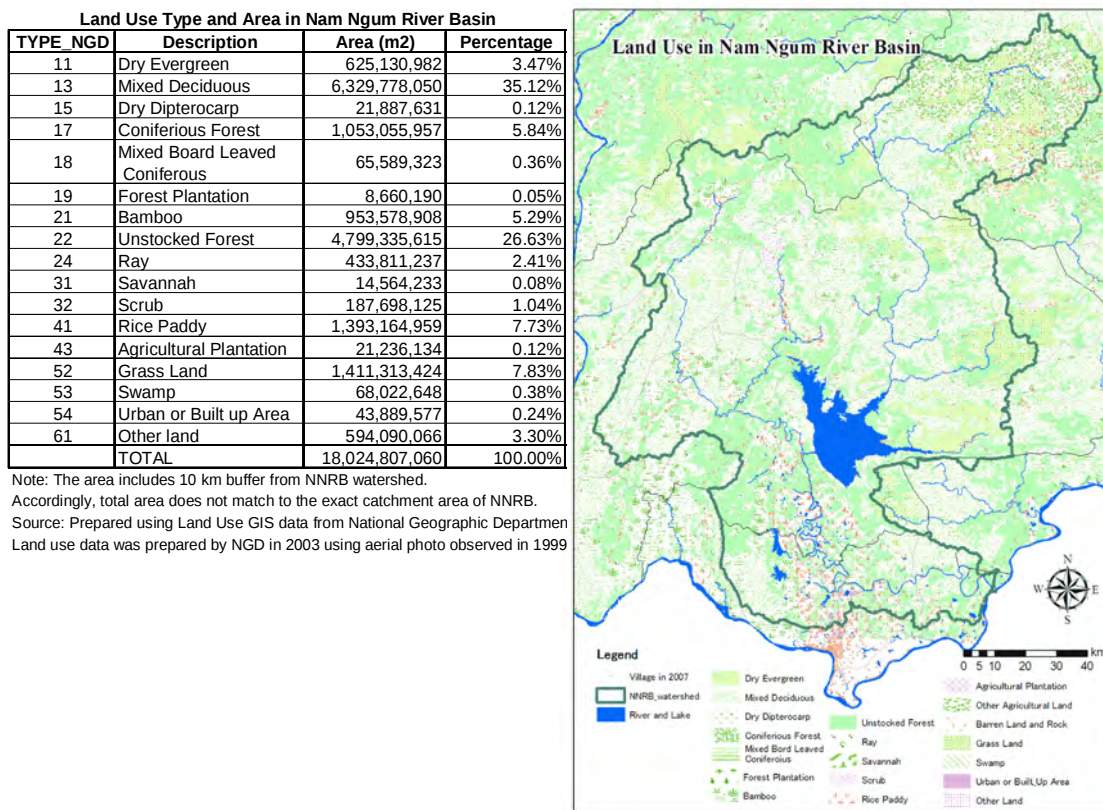


Figure 6.2.5 Land Use in NNRB

(5) 動物相・植物相

ラオスは豊富な生物多様性と、国際的に重要な動植物種を有している。1999 年の確認²では、319 種が生存数と生存域の観点から国家的・世界的に保全が重要視されている。

「野生動物と水棲動物に関する法律」(Wildlife and Aquatic Law, Article 22)では禁制区分 (Prohibition Category)、管理区分 (Management Category)、一般区分 (General Category)に分けられ、下表に示す通り指定されている。

Table 6.2.1 Numbers of Species of Wild Life in Each Category

Category	Prohibition Category		Management Category	General Category
Type	Nos	Major species	Nos	Nos
Mammals	44	Lesser Onehorned Rhinoceros, Asian Two-horned Rhinoceros, Kouprey, Asian Elephant, Wild Water Buffalo, Banteng, Gaur, Sunbear, etc.	15	6
Birds	36	Green Peafowl, Great Hornbill, Rufous-necked Hornbill, Wreathed Hornbill, All species of Vulture, Crested Argus, White-winged Duck, etc.	22	5
Reptiles	9	Siamese Crocodile, Chinese Three Striped Box Turtle, Big Headed Turtle., Indochinese Box Turtle, Impressed Tortoise, etc.	13	8
Amphibians	1	Lao Salamander		3
Fishes	6	Giants Catfish, Electric Eel, Croaker, Pa leum, Tiger Perche, and Pa meo	9	18
Insects			7	5

Source: Ministry of Agriculture and Forestry

² Wildlife in Lao PDR: 1999 Status Report, Centre for Protected Areas and Watershed Management

現在、ラオス国の野生生物の豊富さは、人口密度の低さと森林被覆により維持されている。密猟の問題はあるが、棲息する動物の絶対数も大きいため、大きな問題にはなっていない。2001 年に森林局が森林法(Forestry Law)と CITES (Convention on International Trade in Endangered Species) 規則を定め、中央と県レベルに普及した。野生動物保護の重要性と必要性の理解は深まっている。

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おり、ナムグム第 1 発電所拡張計画が下流の野生生物に与える影響は低いと考えられる。下流インタビュー調査によると、希少動物・植物は下流には見られず、拡張事業の希少種への影響は小さいと考えられる。

ナムグム流域の植物は、ラオス一般に見られるものと同様である。下表に、ナムグム流域の村落に一般的に見られる植物をまとめる。

Table 6.2.2 Common Plants in NNRB

Trade name	Status
Bamboo shoot	Very common
Bamboo cane	Very common
Rattan shoot	Rare
Rattan cane	Rare
Beberin	Rare
Broom grass	Common
Peuakmeuak	Rare
Dok Lao	Common
Mushrooms	Rare
Wild fruits	Medium
Wild vegetables	Medium

Source: Earth Systems Lao and NUOL, 2005

(6) 森林、国立公園・保護地域

農業森林省 (Ministry of Agriculture and Forestry: MoAF) が森林の監督機関である。森林と保護区は (i) 保護林 (Protection Forests)、(ii) 保全林 (Conservation Forests)、及び(iii)生産林(Production Forests)の 3 つのカテゴリーに区分される。各カテゴリーの概要を下表に示す。

Table 6.2.3 Purpose of the Categorized Forest

Type	Purpose	Area (ha)
Protection Forests	Function of protecting water resources, river banks, road sides, preventing soil erosion, protecting soil quality, strategic areas for national defense, protection from natural disasters, environmental protection, and so on.	4,260,792
Conservation Forests	Purpose of conserving nature, preserving plant and animal species, forest ecosystems and other valuable sites of natural, historical, cultural, tourism, environmental, educational and scientific research experiments	3,559,908
Production Forests	Natural forests and planted forests classified for the utilization purpose areas for production, and wood and forest product businesses to satisfy the requirements of national socio-economic development.	3,120,489
Total		10,941,190

Source: Forestry Law, December 2007. Area is calculated using GIS database of MoAF (2002)

保全林は国立保全林区 (National Conservation Forest Areas) 州・郡・村保全林区 (Conservation Forest areas at Provincial, District and Village levels) より成る。MoAF は 20 の生物多様性保全地区(National Biodiversity Conservation Areas: NBCA)と 2 つの生物回廊を指定している。これらは合計 3.4 百万 ha であり、ラオス国土の 14%以上に相当する。保護区の分布および位置、面積は、左図に示す通りである。

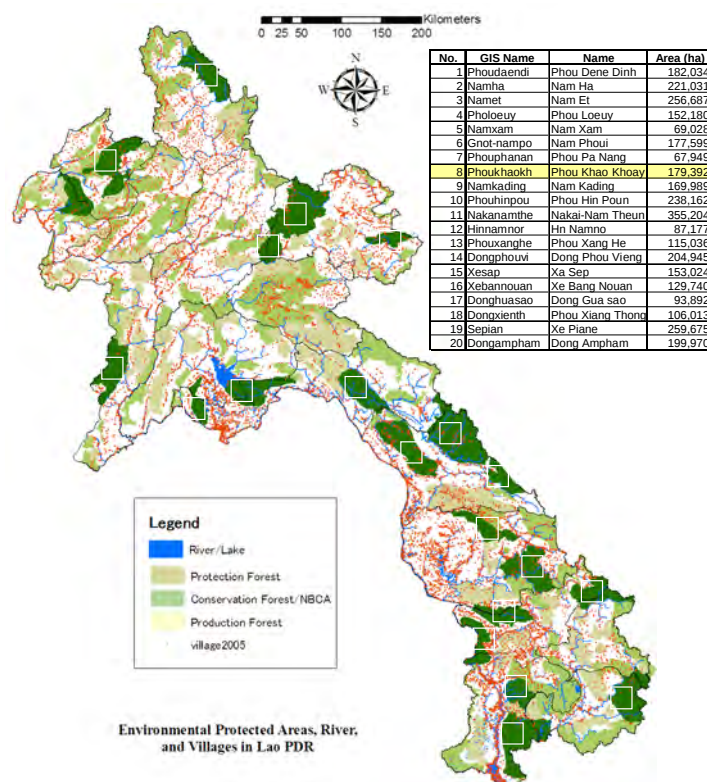


Figure 6.2.6 Distribution of Forests and Protected Areas

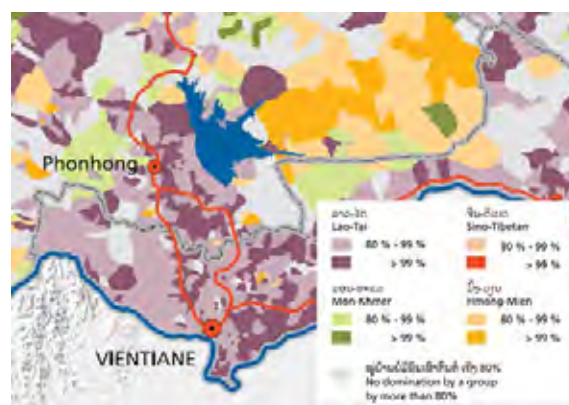
Source: Prepared from GIS Database of Department of Forestry, MoAF (2002)

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、ナムルック(the Nam Leuk) 流域を含んでいる。EdL は 60 MW のナムルック発電所を 2000 年に建設した。EdL はこの発電の輸出売電量の 1%を、Phou Khao Khouay 保全地区の環境保全資金として、当保全地区に配分している。なお、ナムルック発電使用流量をナムグム流域内のナムサン川に転流し、ナムグム 1 貯水池への流入量 (平均 15 m³/s) を増加させている。ナムグム貯水池の上流に保全地区が位置することになっているが、拡張事業の主要な影響は下流のみと考えられ、上流の保全地区への影響はほとんど無いと考えられる。

6.2.2 社会環境

(1) 人口・民族

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。民族の分布図を、右図に示す。



Source: Socio-Economic Atlas of the Lao PDR, 2005

Figure 6.2.7 Ethnicity Distribution around NN1

NNRB の社会状況は、インドシナ戦争およびナムグムダム建設以降、大幅に変化した。1965 年のナムグムダム建設の際の調査によると、貯水池出現のために影響を受けた住民は 579 世帯、人口 3,242 人から成る 23 村落と数えられた。浸水地域の村落の移動・再定住のために、新規の村落が建設された。その 15 年後の調査では、31 の村落に 1,652 世帯、9,561 人の定住者が確認された。1992 年には、ナムグム貯水池辺縁部に 40 村落、2,498 世帯、15,727 人が定住していた³。現在、ナムグム川流域の人口は 50 万人を超えているが、道路条件と農地条件の向上が、多数の人々の移住をこの地域に呼びこむ事となった。

NNRB にかかる県人口を下表の通り示す。

Table 6.2.4 Estimated Provincial Population in NNRB

Provinces	Population	Household
Xiengkouang P.	239,812	69,559
Luang Prapang P.	405,949	5,135
Vientiane P.	409,906	270,785
Vientiane M.	695,473	155,233
Bolixamxai P.	225,167	1,438
Total	1,976,307	502,150

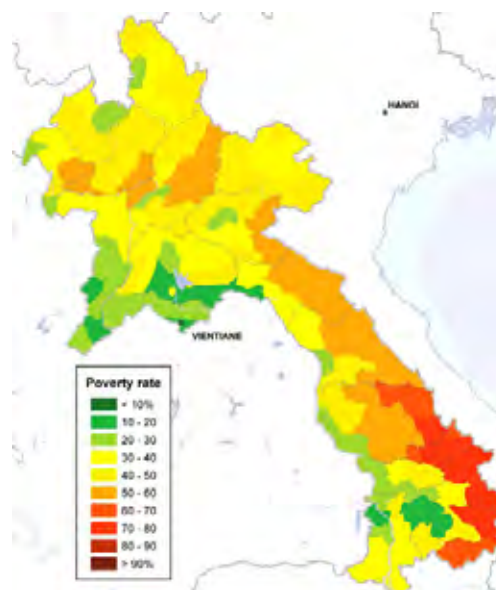
Source: Nam Ngum River Basin Profile, WREA, June 2008

(2) 貧困

ラオス国全体において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。NNRB の 20 の郡の内、Pal, Phoanoun, Xaisomboun, Hom, Feng, Met の 6 郡が「貧困」として指定されている。一方、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。ラオス国の貧困分布を右図に示す。

Source: The Geography of Poverty and Inequality in the Lao PDR, NCCR and IFPRI, 2008

Figure 6.2.8 Poverty Rate in Lao PDR



(3) 経済活動

NNRB の経済活動は農業と漁業に依存しており、人口の 70% が従事している。漁業は流域内の主要な商業活動である。河岸では養殖池、籠養殖、総合畜産漁業 (integrated fish livestock farming) などが広く行われている。焼畑農業は山岳集落で行われており、政府は焼畑減少にかかる計画を推進している。現在、農家は定位置での稲作により積極的である。また、水牛の畜産が一部で行われている。森林セクターでは木材生産、商業ベースの薪と木材以外の森林生産物が産出されている。観光も地域経済に貢献しており、卸売り、小売り、ホテル、レストランなど商業活動も流域内で行われている。失業は大きな問題にはなっていない。平均の年間農家収入はラオス全体で 5.4

³ Nam Ngum Dam After 30 Years of Operation, 2006, KRI International

百万 Kip であり、NNRB では 4.8～6.0 百万 Kip である。下表に流域県の農家平均収入を示す。

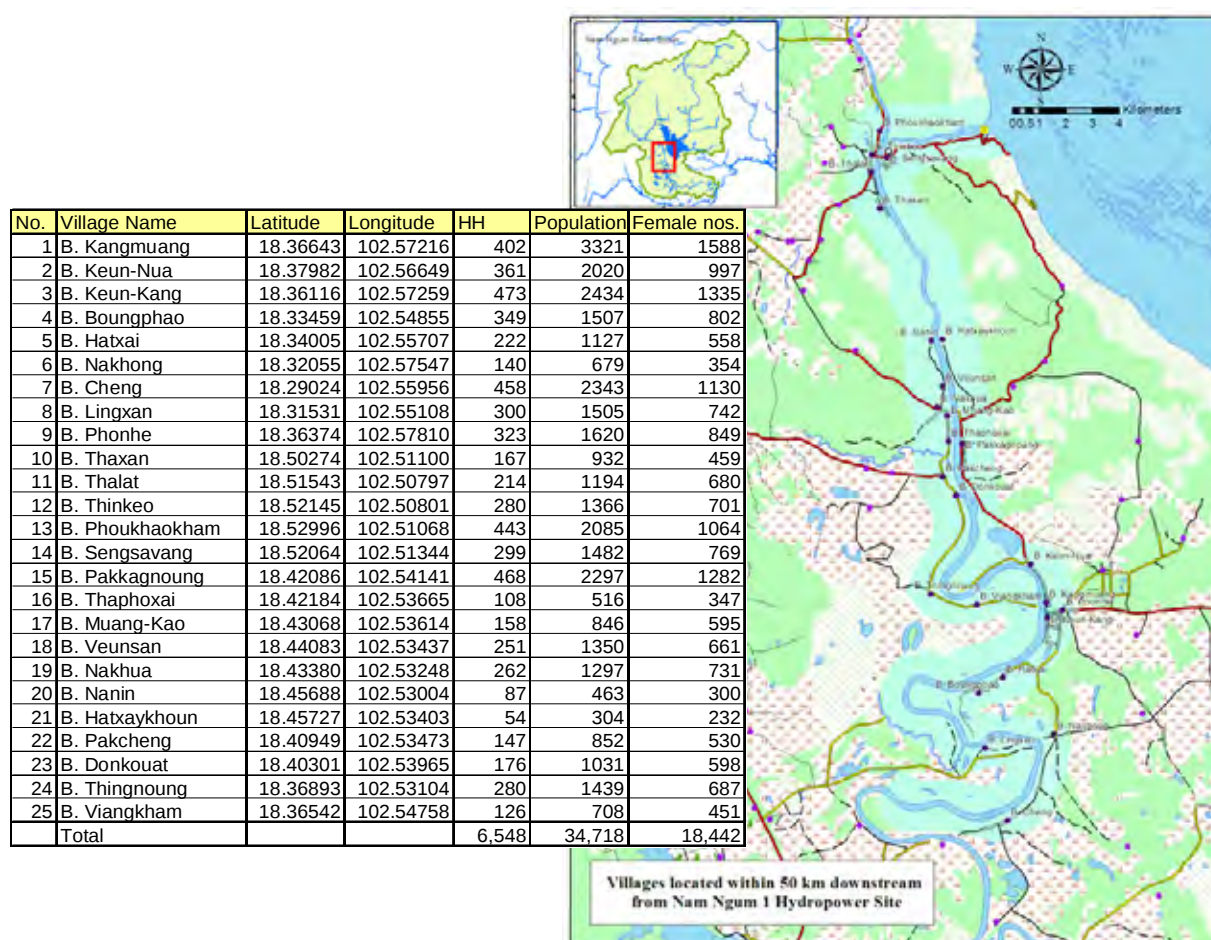
Table 6.2.5 Farmer's Income of NNRB

Unit: 000 Kip

Province	Income						Cost				
	Grain	Veg. and Fruit	Meat	Fish	Forest	Others	Seed and fodder	Equip	Wages	Others	Total Farm income
Vientiane M.	2,224	231	511	435	50	557	298	217	484	424	2,587
Xiengkhuang P.	3,957	976	1,867	602	21	291	644	460	277	252	6,082
Vientiane P.	2,673	553	1,767	811	152	752	402	166	308	369	5,464
Borikhamxay P.	2,471	934	917	1,539	33	98	19	110	155	87	5,621
Luangprabang P.	2,376	678	1,615	425	87	142	143	78	151	96	4,854
Average Lao PDR	3,129	694	1,234	732	40	313	183	137	189	228	5,404

Source: Nam Ngum River Basin Profile, WREA, referring NSC, LECS3-2003,

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。この地域は Vientiane 県の Keooudom, Viengkham 及び Thoulakhom の 3 つの郡から成る。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。これに加え、影響を受ける地域ではないが、発電所より上流の Hom 郡にある 3 村落から、比較のために聞き取り調査を行った。また、下流河岸の世帯より 94 世帯、及び比較のため上流の河岸の 6 世帯より、世帯レベルの聞き取り調査を実施した。対象村落の位置と概要を、下図に示す。続く表に、下流の村落及び世帯ベースの社会経済調査の結果をまとめる。



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 6.2.9 Location of villages situated at the Downstream 50 km from NN1

Table 6.2.6 Summary of Socio-economic Survey in Downstream Riverside Households

Description	Qty	Unit	Description	Qty	Unit
Nos of target sample	94		Average Expenditure		
Education Status			Per household	1,286,240	Kip/hh/Mo
Primary	41%		Per person	242,099	Kip/per/Mo
Lower Secondary	17%		Average Income		
Upper Secondary	29%		Per household	3,145,063	Kip/hh/Mo
Diploma/ college	2%		Per person	672,492	Kip/per/Mo
Vocational School	13%		Fishery		
Settlement History			Fishery household	40/94	hh
Indegenous	86%		Average production	5,318	kg/yr
Experience of moving	14%		Ave. fish cage income	570,750,000	Kip/yr
Want permanent stay	100%		Ave. other Fishery income	6,986,535	Kip/yr
Income Source			Ave. Income dependency	44%	
Paddy (%)	21%		Riverside Gardening		
Gardening (%)	21%		Gardening household	67 /94	hh
Fishery (%)	16%		Average production	5,661	kg/yr
Livestock (%)	10%		Average income	7,856,385	Kip/yr
Gov. Official (%)	10%		Ave. Income dependency	37%	
Labor/ wedge (%)	15%		Boat Transportation		
Average HH rice consumption			HH runs boat transportation	4 /94	nos
Rice consumption	116	Kg/hh/ Mo	Passenger: persons	53.8	nos
Owned Vehicle(s)			Passenger: car	15.0	nos
No of Motor bike	1.4	nos	Passenger: Motorbike	58.0	nos
No of Car	0.3	nos	Average Income	2,112,500	Kip/day
Own car	0.1	nos	Ave. Income dependency	84%	
No of Tractor	0.3	nos			
Own tractor	0.3	nos			
No of Truck	0.1	nos			

Source: Survey data conducted by SD&XP Consultants Group Survey Team

Table 6.2.7 Summary of Socio-economic Survey in Downstream Villages of Nam Ngum 1

Description	Qty	Unit	Description	Qty	Unit
Demography			Economic Situation (Household %)		
Nos of village	24	nos	Low land farming	62.0%	
Nos of total household	5,800	nos	Home gardening	37.6%	
Nos of total families	6,205	nos	Livestock Production	49.8%	
Nos of population	30,347	nos	Poultry Production	88.3%	
Nos of women headed household	306	nos	Fish Production	6.9%	
Religion			Employment	34.4%	
Bhuddist	99.9%		Business	23.0%	
Spirit believe	0.1%		Handicraft	7.0%	
Christian	0.0%		Farm labor	13.6%	
River Water Use			Off-farm Labor	10.2%	
General use	94.4%		Economic Situation (Village nos.)		
Drinking	1.5%		Resettlement story	12 /24	nos
Fishing	15.7%		Existence of poor hh	14 /24	nos
Boat	38.6%		Existence of village forest	11/24	nos
Irrigation	31.3%		Existence of spiritual forest	22 /24	nos
Riverside gardening	39.4%		Existence of upland rice area	0 /24	nos
Income related gardening	26.1%		Endangered fauna and flora	0 /24	nos
Income related fish pond	1.1%		Existence of cultural spot	0 /24	nos
Infrastructure			Existence of Pump for water	5 /24	nos
Nos of health facility	8	nos	Existence of Irrigation system	4 /24	nos
Nos of primary school	30	nos	Existence of water treatment	0 /24	nos
Nos of lower secondary school	14	nos	Boat transportation	22 /24	nos
Nos of upper secondary school	4	nos	Electricity available	24 /24	nos
Nos of collage	1	nos	Telephone available	24 /24	nos
Nos of temple	37	nos	Paved road available	24 /24	nos
Nos of tourist spot	3	nos	Earth road available	24 /24	nos
Nos of cultural spot	0	nos	Farm Land Ownership		
Nos of pumping station			None	25.7%	
Public	7	nos	< 5 Rai (8000 m2)	38.6%	
Private	191	nos	5-10 Rai (8000-16000 m2)	30.1%	
Nos of Irrigation System	7	nos	10 to 60 Rai (16000-96000 m2)	5.5%	
Nos of waste water treatment	0	nos	60 Rai (> 96000 m2)	0.1%	
Nos of boat/ferry facility	9	nos	Fishing Status		
Desease			Nos of fishing household	408	nos
Cold	1st		Average fish production	277	kg/Mon
Diarrhea	2nd		Average price of fish	14,750	Kip/kg
Maralia	3rd		Average distance to market	1.7	km
Dengue	4th				
HIV	None				

Source: Survey data conducted by SD&XP Consultants Group Survey Team

流域の河岸世帯への聞き取り調査によると、籠養殖以外の漁業収入の約 65 世帯の平均は 7 百万 Kip/年であり、河岸園芸収入の 40 世帯の平均は 7.8 百万 Kip/年である。籠養殖の収入は大きく、4 世帯例の平均は 570 百万 Kip/年にも上るが、養殖の初期投資は大きく可能な場所は限られている。

上記村落社会調査に用いたインタビューシートを Datafile 中の Appendic C-3 に、結果の詳細データを Datafile 中の Appendix C-4 に示す。

(4) インフラおよび公共施設

ナムグム第一発電所のほか、ナムリック第一発電所、Nam Leuk 発電所などの水力発電所が NNRB 内に建設され、国内・輸出用の発電を行っている。ナムグム貯水池上流ではナムグム第二発電所が建設中である。これら発電所のために様々なインフラが建設されている。国道 13 号及び国道 10 号が首都ビエンチャンから NNRB の各地点に延びている。道路網は NNRB の水力発電所事業のために改良された。

NNRB 下流側の電化率はほぼ 100% である。一方、上流側の電化率は 30-60% に止まり、多くは未電化である。電化率が低いのはシェンクァン県で 37.2%、ルアンプラバン県が続く 44.2% である。

衛生については、衛生設備の利用度は農村で未だ低く、落とし式の手洗所を有しているのは 25-50% の世帯のみである。ラオス政府は、農村の衛生設備の保有率を 2020 年までに 80% に向上させる計画である。

教育に関しては、NNRB の就学率は上昇しており、未就学児の割合は 1995 年の 38% から 2005 年には 23% に減少した。NNRB の多くの下流村落には、小学校または中学校がある。

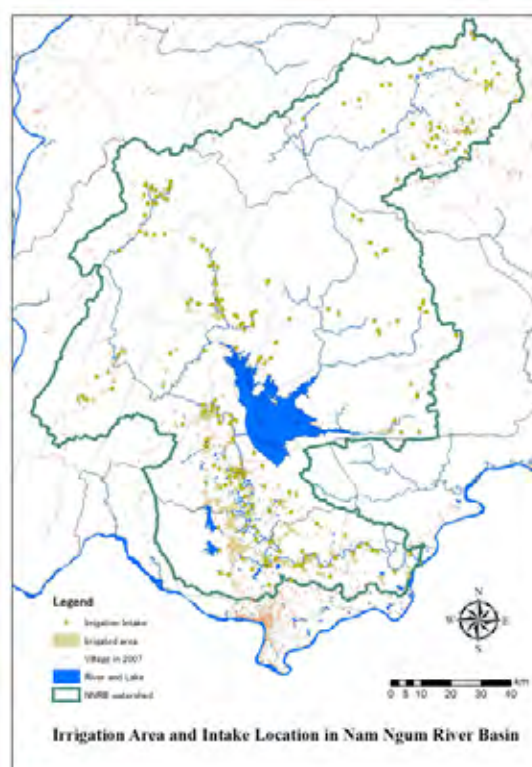
ナムグム第一発電所の下流 24 村落は、比較的豊富な社会基盤を有している。全ての村落は電化され、電話線と舗装又は未舗装の道路が到達している。24 村落に医療機関は 8 箇所、小学校は 30 校、中学校は 14 校、高校が 1 校あり、さらに単科大学が Keun 村に 1 校ある。学校は全て公立である。

(5) 水利用と灌漑

ビエンチャン水供給公社 (The Vientiane Water Supply Utility) は、水所要量を、井戸などから配管された水供給のある小規模村落の場合 40 L/人/日、手動ポンプによる水供給の場合は 20 L/人/日と見積もっている。NNRB 流域住民は、河川水をポンプで汲み上げて使用するか、掘り抜き井戸により地下水を使用している。ナムグム下流における河川水の汲み上げは、拡張事業後の運転による水位変動の影響を受ける可能性がある。

水供給施設としては、24 村落に 198 のポンプ場があり、4 村落が灌漑施設を有している。灌漑は拡張事業の影響を受けうる。ナムグム川流域での灌漑の取水口位置及び灌漑されている農地を、右図に示す。

Prepared by JICA Survey Team using GIS
Shapefiles obtained from Department of Irrigation
**Figure 6.2.10 Location of Irrigation Intake
and Irrigated Areas in NNRB**



6.3 初期環境社会調査 (IESE)

6.3.1 拡張事業の主要な環境社会影響

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) の実施と環境社会管理計画 (Environmental and Social Management Plan: ESMP)の策定を支援した。IESE および ESMP 文書を、Datafile 中の AppendixC-7 と C-8 に含む。

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。

まず、拡張事業の全体的な社会自然環境影響を、拡張規模と同程度の出力を持つ通常の新規水力発電の場合と比較した。比較表を下に示す。

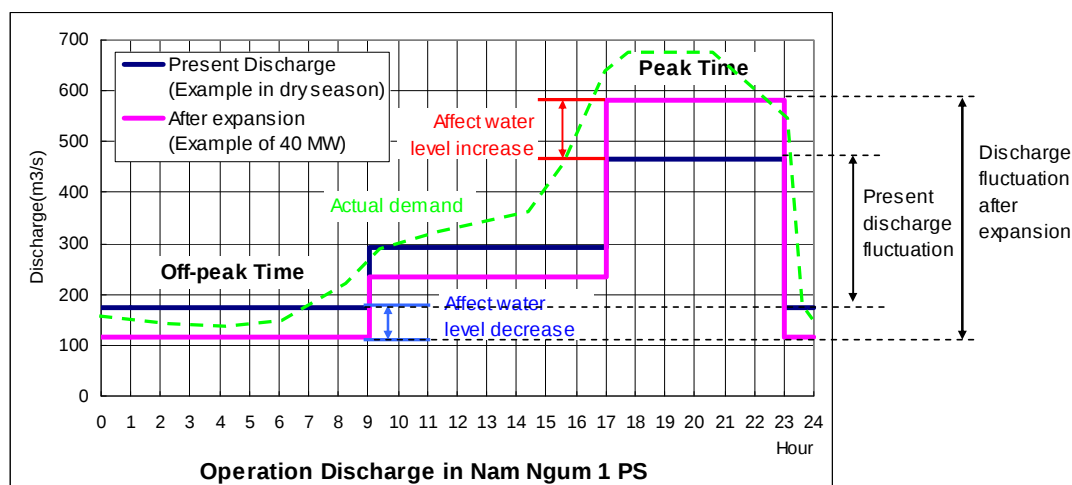
Table 6.3.1 Description of Overall Environment and Social Impacts and Pollution

Preparatory Survey on Nam Ngum 1 Hydropower Station Expansion (NN1E) in Lao PDR Environmental Checklist for Screening (with Comparison of General Hydropower Projects of Reservoir Type)				
This checklist is prepared for the comparison of NN1E Project and general hydropower project with storage and install capacity around 40 MW scale. Rating: A: Serious impact is expected. B: Some impact is expected. C: Impact is unknown. -: No impact. +: Positive impact				
No.	Impacts	Rating for General Project	Rating for NN1E Project	Brief Description for NN1E
1. Anti-pollution				
1.1	Air Pollution	-	B	Limited air pollution is expected due to heavy machinery.
1.2	Water Pollution	A or B	B	Temporary water pollution due to concrete mixing, aggregate collection, and excavation during construction is expected. This would be local and small but should be minimized. Water quality monitoring is necessary during operation.
1.3	Waste	B	B	Demolished material needs disposal to adequate site.
1.4	Soil Contamination	-	-	No soil contamination is expected but proper insulation oil treatment is needed.
1.5	Noise and Vibration	A or B	B	Site is away from residential area. No noise and vibration problem from site is expected to local people. Material transportation near access road needs consideration with speed limit.
1.6	Ground Subsidence	-	-	No ground subsidence is expected.
1.7	Offensive Odor	B or -	-	No offensive odor is expected.
1.8	Bottom sediment	A or B	-	No bottom sediment change is expected since reservoir already exists and no change is added on reservoir condition.
1.9	Accidents	A or B	B	Proper safety management during expansion works needs to be provided at responsibility of contractor with CEMP implementation.
2. Natural Environment				
2.1	Protected area	A or B or -	-	Protected area is not included in downstream.
2.2	Flora, Fauna and Biodiversity	A or B	-	Effect on flora, fauna, nor biodiversity is not expected. Rare species are not reported in affected areas.
2.3	Hydrological Situation	A	B	River discharge will increase during peak generation hours and decrease off-peak hours. Maintenance flow should be secured not to disturb downstream activities such as boat and fishery.
2.4	Topography and Geographical features	A	B	Excavation, spill and wastage embankment give a little change to the geographical feature but not significant.
2.5	Landfill Site Management	A or B	-	Amount of waste for landfill is very small.
2.6	Soil Erosion	A or B	-	Not expected, since the discharge increase in the project would be much smaller than natural flood. Flood already occurred every year after dam construction in 1971. Weak soil have already been flushed away.
2.7	Groundwater	B or -	-	No effect on groundwater is expected.
2.8	Coastal Zone (Mangroves, Tidal flats, etc.)	B or -	-	No effect on coastal zone is expected.
2.9	Meteorology	B or -	-	No effect on meteorology is expected.
2.10	Global Warming	B+	B+	It will has positive impact due to utilization of spilled water in rainy season for energy, which can save fossil fuel in EGAT in Thailand owing to the reduction of power import from EGAT.
3. Social Environment				
3.1	Involuntary Resettlement	A or B	-	No resettlement and compensation is needed.
3.2	Local economy, employment, livelihood	B	B+	Positive impact such as creation of local employment is expected.
3.3	Cultural heritage	A or B or -	-	No cultural heritage is reported in affected areas.
3.4	Landscape	A or B	B	New powerhouse and possible downstream bed rock excavation affects to landscape at the dam site, but this is not significant.
3.5	Indigenous and ethnic minority	B or -	-	People in affected area is highly mobile and no problem on indigenous and ethnic people is reported.
3.6	Land use and utilization of local resources	B	-	No land use nor change of local resources are expected.
3.7	Social institutions and local decision-making institutions	B	-	No social institutions will be affected.
3.8	Existing social infrastructures and services	A or B	B	Facility for labor coming from outside temporary used. Maintenance flow has to be secured not to affect Irrigation during off-peak hours in dry season.
3.9	Misdistribution of benefit and damage	B	-	No misdistribution of benefit and damage is expected.
3.10	Local conflict of interests	B or -	-	No local conflict is expected.
3.11	Water Usage or Water Rights and Rights of Common	A	B	Minimum maintenance flow has to secure to give no affect on Irrigation and water pumping use at downstream in dry season.
3.12	Sanitation	B	B	Sanitation of workers during construction work needs to be properly managed.
3.13	Hazards (Risk)	B	-	No hazards is expected.

Prepared by JICA Survey Team

IESE 調査の結果、拡張事業の社会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。この概念図を下図に示す。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 6.3.1 Concept of Expansion plan and Discharge from Nam Ngum 1 Power Station

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。雨季には十分な水が発電に利用可能であり、オフピーク運転を行って水を節約する必要が無いからである。雨季には最大出力で継続して運転し、オフピーク時間の余剰電力は輸出される。よって下流への水位変動の影響は無い。

下流の流量変動は、上図の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。灌漑の場合、もし乾期に下降した水位より取水口が下に位置すれば、給水で問題が生じる。ナムグム第一発電所からの最小流量は、下流の維持流量の要求量に基づいて決定する。これは、水位低下における下流住民への影響を考慮して決める。

水位変動の概念を、下図に示す。

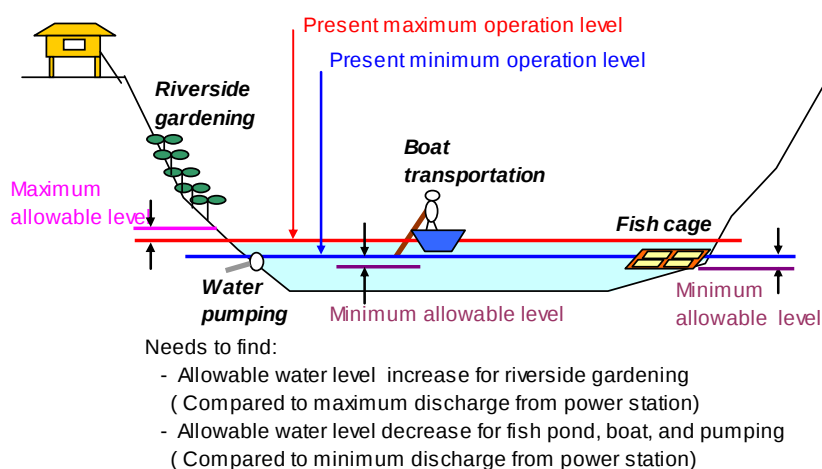


Figure 6.3.2 Affect of Water Level Fluctuation in Dry Season to Downstream People

IESE で実施した社会調査のインタビュー結果に基づき、水位上昇・下降の双方の許容量と、オフ

ピークの必要最小流量を決定した。

一方、現在建設中であるナムリック 1/2 発電所のダムの調節機能の影響で、下流水位の季節変動は現在よりもやや緩やかになる。拡張事業の建設終了時には、現在よりも雨季の洪水は少なくなり、乾季の流量は若干多くなることが予想される。IESE では、これらの条件を勘案して、影響を評価した。

正負の社会環境影響を、それぞれ下表にまとめる。影響は、工事中及び工事完了後の運転中に生じる。

Table 6.3.2 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
	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-teak 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.	Cosntruction

Prepared by JICA Survey Team

Table 6.3.3 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 6.3.4 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

ナムグム川流域が拡張事業に関連するという点では、流域人口の約 7 万人が間接的影響を受けるといえる。一方、ナムグム第一発電所より上流は、拡張事業による直接の影響は受けない。拡張事業では貯水池の創出や拡大、用地取得、森林伐採などは必要では無いからである。ただし、上流での焼け畑や森林減少は、流域の森林の調整機能を悪化させ、将来的な貯水池の機能に影響を与える恐れがある。これは、事業の環境へ影響ではなく、環境が事業に与える影響である。

一方、より直接的に拡張事業の影響を受けうるのは、ナムグム第一発電所より下流でナムグム河川水を利用している住民である。これは拡張事業後の運転において、乾季は現状より河川水位変動が大きくなるためである。

IESE では主な影響を受ける地域を、Figure 6.2.8 に示した、ナムグム第一発電所より下流 50 km かつ河岸より 1km の範囲とした。この範囲にある 24 村落全てを、村落社会調査の対象とした。この面積の人口は、ラオス政府統計局の 2007 年村落 GIS データを用いると、約 3 万人、世帯数は約 5,800 である。IESE でこれら 24 村落の村長や女性同盟、労働組合、青年クラブなどから成る村落代表者へ、事業についての説明と水位変動など予期される環境影響を説明した。その結果、全ての村落より、拡張事業の推進についての同意を得た。

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、下流における乾期の水理計算を行い、社会調査の結果とあわせて影響を詳細に検討した。

6.3.2 拡張事業の環境社会影響の詳細検討

(1) 下流の水位変動

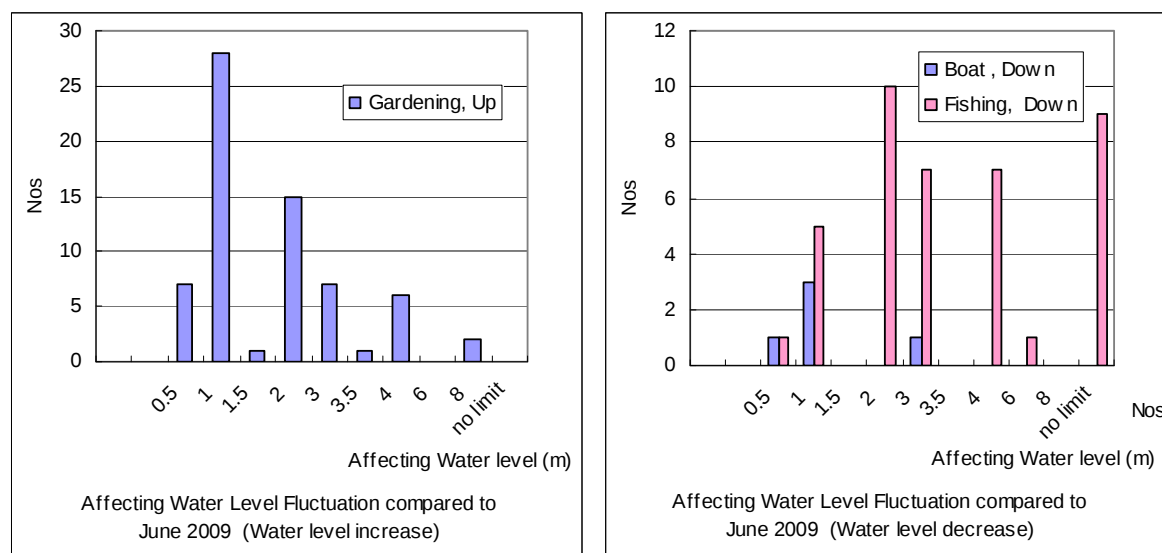
下流のボート輸送と漁業は水位下降の影響を受け、河岸園芸は水位上昇の影響を受ける。ナムグム発電所流量の変動の影響を検討する場合、これを下流における水位の変動値に換算する必要がある。

この換算には、既存観測所で判明している水位-流量曲線を用いる。まず、拡張後のナムグム発電所のみからの流量変化が下流に与える影響を検討する。ナムグム発電所のピーク流量は、拡張前

の 465 m³/s から 40 MW 拡張後は 582m³/s になる。この流量差は Figure 6.2.3 に示した下流 15 km の Pakkagnoung における水位-流量曲線では、0.45 m の水位差となる。つまり、40 MW を拡張すると、ピーク時は下流 15 km の地点で 0.45 m 水位が増加する。一方、オフピーク運転は、現状の 58 MW から 40 MW 或いは 18 MW に低下させる二通りの変更がありうる。同様に水位に換算すると、40 MW にした場合水位は 0.33 m、18 MW にした場合 0.76 m の低下となる。

この水位変動が下流に受け入れ可能かどうか分析するため、住民への聞き取り調査を行い、住民が実際に感じる感覚的な水位変動の影響の把握を行った。これにより、発電流量の変動の影響と、住民が感覚的に影響すると判断する水位の相関を分析する。

ナムグム川下流 24 村落の中で、河岸に位置し河川を漁業・河岸園芸などで収入源に使用している世帯よりランダムに選定した 94 世帯（以降、河岸世帯と表記）から、影響を受ける水位変動幅を聞き取りした。影響を受ける水位変動の程度とその世帯数を、下図に示す。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 6.3.3 Affecting Water Level Fluctuation to Downstream Residents

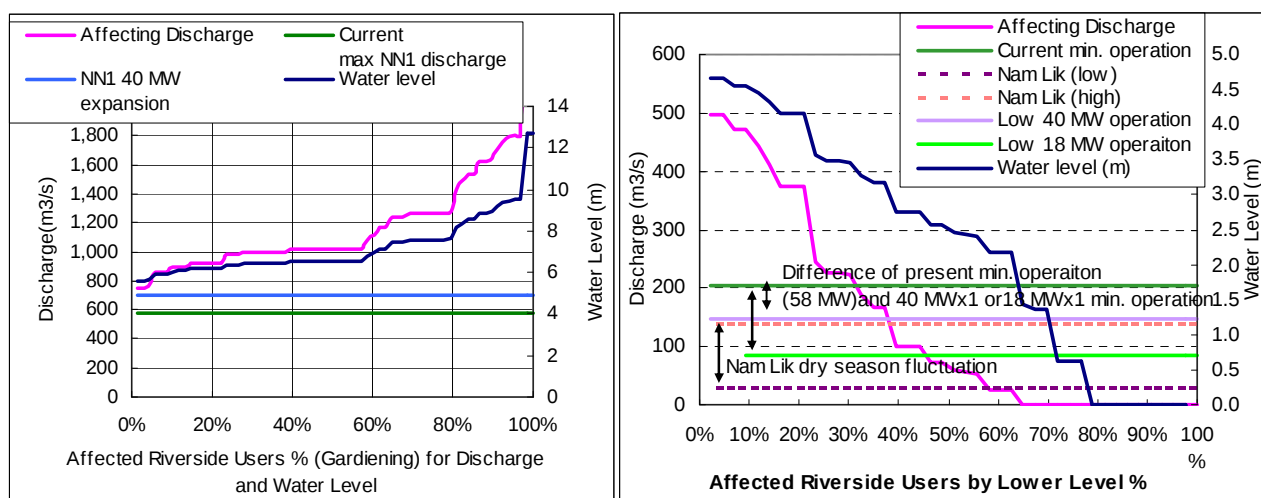
上図より、概略検討としては、水位上昇で 0.5 m、水位下降で 0.5 ~ 1 m 程度現在より変動すると、影響を受ける住民が生じるといえる。

実際は、水位は、降雨や残流域からの流入などにより、毎日変動している。また、Nam Lik 川からの流入を考慮に入れる必要がある。さらに、河岸世帯はナムグム川下流 50 km の様々な場所に分布している。よって、ナムグム第一発電所からの流量変化がもたらす水位変動も、世帯位置の河岸断面によって異なる。この点を考慮し、更に詳細に検討を行う。

聞き取り調査を行っている期間に、Pakkagnoung、及び、Pakkagnoung より聞き取り世帯に近い Thalut, Sensaveng の 3 箇所の観測所において、時間水位変化を観測した。観測データは Datafile 中の Appendix C-5 に含む。それぞれの聞き取り世帯の場所における、住民に影響する水位変動値を、ナムグム第一発電所から 15 km 下流にある Pakkagnoung 観測所における水位変動値に換算し、この水位を流量に換算した。換算方法は以下の通りである。

- 1) 聞き取り場所に最も近い観測所を選定する。
- 2) 1)の観測所における水位と Pakkagnoun における水位との統計的な相関式を得る。
- 3) 2)の相関式を用いて、選定した観測所の水位に相当する Pakkagnoun における水位換算値を算出する。
- 4) 3) における Pakkagnoun の流量を、H-Q カーブを用いて算出する。

下図は、影響する水位の聞き取り結果を、Pakkagnoun 観測所における流量に換算し、流量に対して影響を受ける聞き取り世帯割合として示したものである。換算には Figure 6.2.3 に示した Pakkagnoun の H-Q カーブを使用した。なお、Sensaveng に既存の水位計はなく、本調査で暫定的に水位計を設置した。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 6.3.4 Affecting Discharge and Water Level for Increase and Decrease

上図において、横軸は、ある流量で影響を受ける聞き取り世帯数の割合であり、縦左軸はその流量を示す。上左図は水位上昇、上右図は水位下降における影響である。

例えば左図では、もし Pakkagnoun における流量が $1,000 \text{ m}^3/\text{s}$ になれば、40%の世帯が水位上昇の影響を受けることになる。40 MW 拡張の場合のピーク時間の定格流量は $582 \text{ m}^3/\text{s}$ である。この流量で影響を受ける世帯は、聞き取り調査ではゼロであった。しかし実際は、このナムグム第一発電所からの流量にナムリック川の流量が加わる。ナムリック川の乾季流量は、Hinheup 観測所の $29 \text{ m}^3/\text{s}$ (90%保証流量)から $137 \text{ m}^3/\text{s}$ (10 年間最大乾季月平均流量)まで幅がある。ナムリック川の乾期流量次第では、水位上昇の影響が下流に生じうる。しかし、もしナムリック川の乾期流量が10 年間で最大月平均の $137 \text{ m}^3/\text{s}$ となった場合でも、影響を受ける世帯数は5%以下であった。

一方、オフピーク時間の水位低下の影響については、より複雑である。拡張後、ピーク運転のためにオフピーク時間の流量をピーク時間に移すことにより、オフピーク時間の流量はさらに低下する。オフピーク運転は、現状の 58 MW ($174.1 \text{ m}^3/\text{s}$) から、二通りの減少がありうる。40 MW の1 台運転 ($117.1 \text{ m}^3/\text{s}$) 又は、18MW の1 台運転 ($57 \text{ m}^3/\text{s}$) である。これに加え、ナムリック川からの流入量を考慮する必要がある。ナムリック川の最小流量は、乾期の90%補償流量である $29.1 \text{ m}^3/\text{s}$ 、最大流量としては10 年間の最大月平均流量の $136.7 \text{ m}^3/\text{s}$ を想定する。

水位低下について、考慮する条件をまとめると、以下の通りである。

- 現在のオフピーク運転 (ベース): 58 MW (40 + 18 MW) 、174.1 m³/s
- 拡張後オフピーク運転ケース 40 MW: 40 MW 1 台、117.1 m³/s
- 拡張後オフピーク運転ケース 18 MW: 18 MW 1 台、57 m³/s
- ナムリック川乾季最小流量(90%保証流量): 29.1 m³/s
- ナムリック川乾季最大流量(10 年間最大月平均流量): 136.7 m³/s

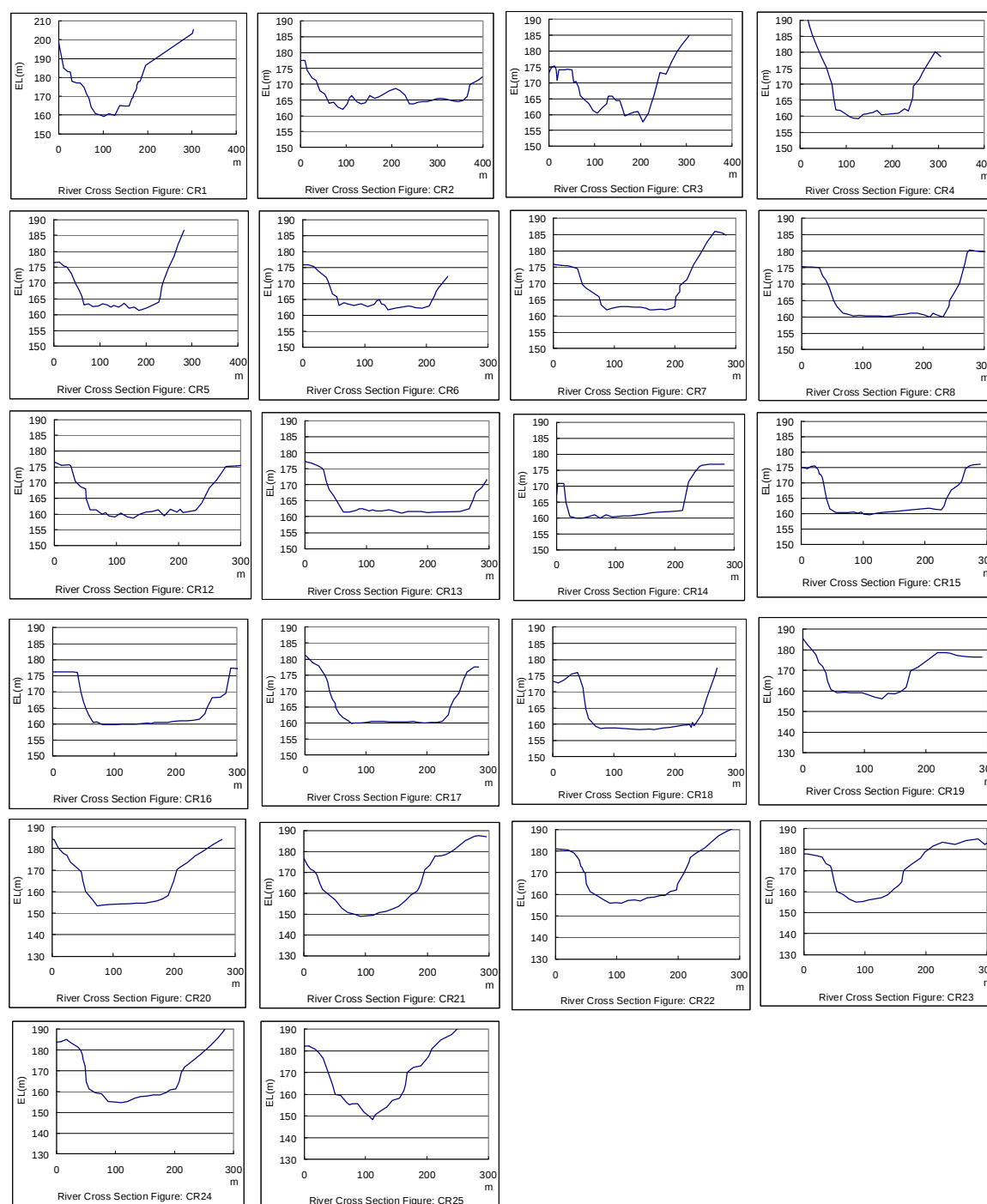
現状のナムグム第一発電所オフピーク運転 58 MW の最小流量 174.1 m³/s にナムリック川の乾期最小流量 29.1 m³/s を足すと、下流流量は 203.2 m³/s となる。上図より、この値では、聞き取り世帯の 33% が現状ですでに影響を受けていることになる。オフピーク運転を 40 MW とすると 38% が影響を受け、18 MW では 45% が影響を受けるということになる。

ナムリック川の乾期流量は 29.1 から 136.7 m³/s まで幅があり、この幅は 58 MW 時の流量と 40 MW 時の流量差 (174.1-117.1=57 m³/s) よりも大きい。よって、ナムリック川流量がより下流水位に影響すると言える。ナムグム第一発電所のみに起因するオフピーク流量の現状からの低下は、詳細は後述するが、40 MW の 1 台運転の場合 0.3-0.4 m、18 MW の 1 台運転の場合 0.7 m である。ナムグム第一発電所単独の流量変化による影響を考える場合、聞き取り調査で現状より 0.5m 程度の低下は受け入れ可能と考えられるため、40 MW の 1 台運転は許容可能とみなせる。一方、18 MW の 1 台運転は、ナムリック川の流量が 18 MW 運転での水位低下をカバーできない場合は、避けるべきである。つまり、オフピーク時間の下流への影響は、ナムリック川の流量により発電流量を調整することで回避することが可能である。

なお、2011 年にナムリック 1/2 発電所が運転開始する。下流の乾期流量はナムリック 1/2 ダムの貯留効果により増加する。ナムリック 1 の F/S によると、ナムリック 1/2 発電所の 4 月の流量は 16.5 から 42.7 m³/s に増加する。

上記は、河岸世帯位置の河川断面図が Pakkagnoung 観測所と同じであると仮定した場合の概略想定である。実際は、河岸断面は場所により異なるので、流量と水位の関係はやはり場所により異なると考えられる。よって、最も影響の大きいと考えられる下流 10 km において、不等流計算を実施し、各地点での水位の変動を確認した。不等流計算は、ニュートン法を用いた数値解析で位置エネルギーの連続式を解くことにより、各地点の水位を算出するものである。

この計算を実施するため、現地再委託でナムグム川の河川断面を、ダムサイトから下流 10 km の区間で 500 m 感覚で測量した。下図はダム直下(CR1)から 10 km 下流(CR25)における断面図である。なお、CR1 から CR8 がナムリック川との合流前であり、CR12 から CR25 が合流後である。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 6.3.5 Cross Section of the Nam Ngum River from Dam Site (CR1) to 10 km Downstream (CR25)

ナムリック川との合流点以降は、(i) Hinheup 観測所におけるナムリック川の流量、(ii) Hinheup 下流から合流点の Thalut における残流域の流量、および (iii) ナムグム第一発電所からの流量、の 3 つを合わせた流量を条件として考慮した。水位上昇の場合は、10 年間の乾期最大月平均流量 $136.7 \text{ m}^3/\text{s}$ をナムリック川の流量として用いた。水位低下の場合は、90%保証流量の $29.05 \text{ m}^3/\text{s}$ とした。これは乾期で、水位上昇、低下のそれぞれ最も悪い条件を適用したことになる。

ピーク時間帯は、40 MW と、代替案比較のため 60 MW、80 MW、120 MW 拡張の場合を設定した。

オフピークの場合は 18MW の 1 台運転と 40 MW の 1 台運転の二通りを設定した。ピーク時間の水位上昇とオフピーク時間の水位低下の、条件のパターンを下表の通りまとめる。

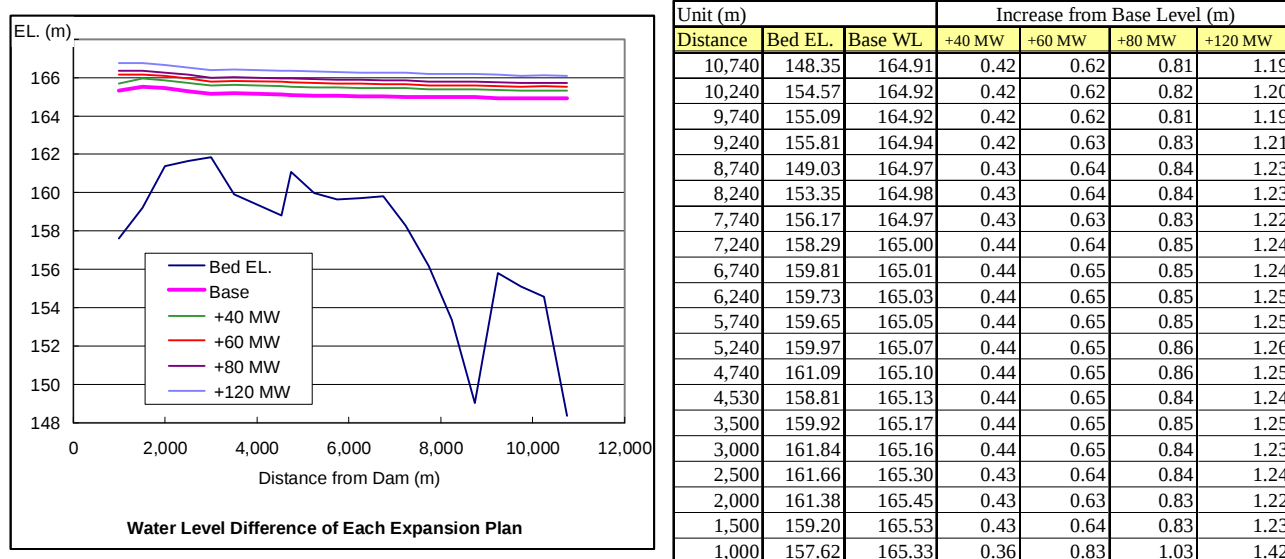
Table 6.3.5 Case Pattern and Discharge Condition

Description	Hinheup	NN1	Thalath	Total Q	WL at Pkk	CR25 level
	Q m3/s	Q m3/s	Q m3/s	Q m3/s	EL. m	EL. m
Catchmetn area (km2)	5030		348.6			
Present condition (June 06 2009)	226.1	306.6	15.7	532.7	4.800	164.650
For water level increase in dry season						
Base case current max. operation	136.7	465.3	9.5	602.00	5.059	164.909
Highest case +120 MW exp.	136.7	816.3	9.5	953.00	6.245	166.095
High case +80 MW exp.	136.7	699.3	9.5	836.00	5.869	165.719
High case + 60 MW exp.	136.7	640.8	9.5	777.50	5.675	165.525
High case + 40 MW exp. (195MW)	136.7	582.3	9.5	719.00	5.475	165.325
For water level decrease in dry season						
Base 58 MW current off-peak	29.05	174.1	2.0	203.15	3.354	163.204
Base 80 MW current off-peak	29.05	234.2	2.0	263.25	3.657	163.507
Lowest case 18 MW single	29.05	57	2.0	86.05	2.655	162.505
Lowest case 40 MW single	29.05	117.1	2.0	146.15	3.038	162.888
Low case + 40 MW exp. (195MW)	29.05	582.3	2.0	611.35	5.093	164.943

* Rainy season is not assumed since peak operation is not held and water fluctuation will not affect.

Prepared by JICA Survey Team

下図に、ピーク時間帯の不等流計算結果と、各地点における拡張前との水位差について、40 MW、60 MW、80 MW、120 MW 拡張の場合の、それぞれの結果を示す。



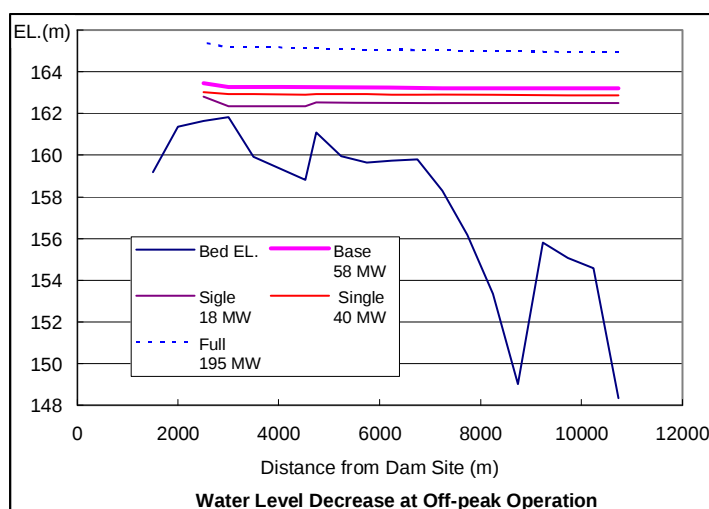
Prepared by JICA Survey Team

Figure 6.3.6 Result of Non-uniform Flow Calculation: Output Increase at Peak Time

拡張前の最大出力 155 MW 時の水位をベースとした場合、ベースとの水位差は、下流の各地点でほぼ一定であり、Pakkagnoung との水位差とほぼ同じあることを計算で確認した。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 0.4-0.5m であり、下流への影響は無いと言える。

オフピーク時の水位減少について、下図に示す。

Unit (m)		Decrease from Base 58 MW (m)			
Distance from DS	Bed EL.	Single 18 MW	Single 40 MW	Full 195 MW - single 40 MW	
10,740	148.35	-0.70	-0.32	2.06	
10,240	154.57	-0.70	-0.32	2.07	
9,740	155.09	-0.70	-0.32	2.06	
9,240	155.81	-0.70	-0.32	2.08	
8,740	149.03	-0.71	-0.32	2.11	
8,240	153.35	-0.71	-0.32	2.11	
7,740	156.17	-0.71	-0.32	2.11	
7,240	158.29	-0.72	-0.32	2.13	
6,740	159.81	-0.72	-0.33	2.14	
6,240	159.73	-0.72	-0.33	2.15	
5,740	159.65	-0.73	-0.33	2.16	
5,240	159.97	-0.73	-0.33	2.17	
4,740	161.09	-0.74	-0.34	2.18	
4,530	158.81	-0.92	-0.36	2.25	
3,500	159.92	-0.93	-0.36	2.27	
3,000	161.84	-0.93	-0.36	2.26	
2,500	161.66	-0.65	-0.44	2.37	



Prepared by JICA Survey Team

Figure 6.3.7 Result of Non-uniform Flow Calculation: Output Decrease at Off-Peak Time

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。なお、上述の通り、実際の下流への影響は、ナムリック川の流量にもよる。

これらを踏まえ、運用計画では、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た。

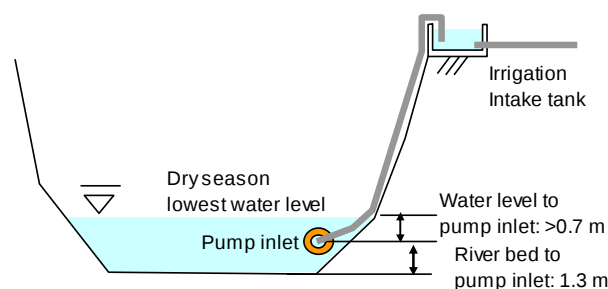
一方、オフピークからピーク時間に移り変わる際に、急激な水位変動が生じ、対策が必要である。上図に、その際の水位変動値を示す。40 MW のオフピーク運転から 195 MW のピーク運転に移った際、下流の水位は数分間で 2.0-2.3 m 程度上昇する。オフピークからピークへの移り変わりは、早朝または午後の夕方ピーク前に生じる。水位上昇速度は下流ほど緩和されるが、この急激な上昇は下流の河川使用者の水難事故に繋がる可能性がある。逆に、ピークからオフピークの移り変わりの際は急激に水位が下降することになるが、安全面での問題にはならない。

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、事前に周知しておく必要がある。下流住民の河川使用区域には、目立つよう、この旨を記した警告板を設置すべきである。また、詳細設計の段階において、警報装置の要否についても検討を行うことが望ましい。

(2) 灌漑

IESE において、乾期オフピーク時間の水位低下が、ナムグム川下流に位置する灌漑に影響しない

か、灌漑調査を行った。ナムグム川下流 50 km 以内の Keo Oudom, Viengkham, Thoulakhom の 3 郡に、灌漑取水口は 14 箇所ある。灌漑ポンプ取水口は、河床から 1.3 m 上に設けられている。各地点で灌漑を管轄する県農業局への聞き取りによると、この 10 年間での最湯水期において、ナムグム川下流の灌漑取水口における水位は、最低でも 2 m は維持されていた。つまり、水面から灌漑ポンプの取水口の水位は、10 年間最乾期でも 0.7 m は確保されている。この概念図を下図に示す。よって 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。灌漑調査の結果を Datafile 中の Appendic C-6 に含む。



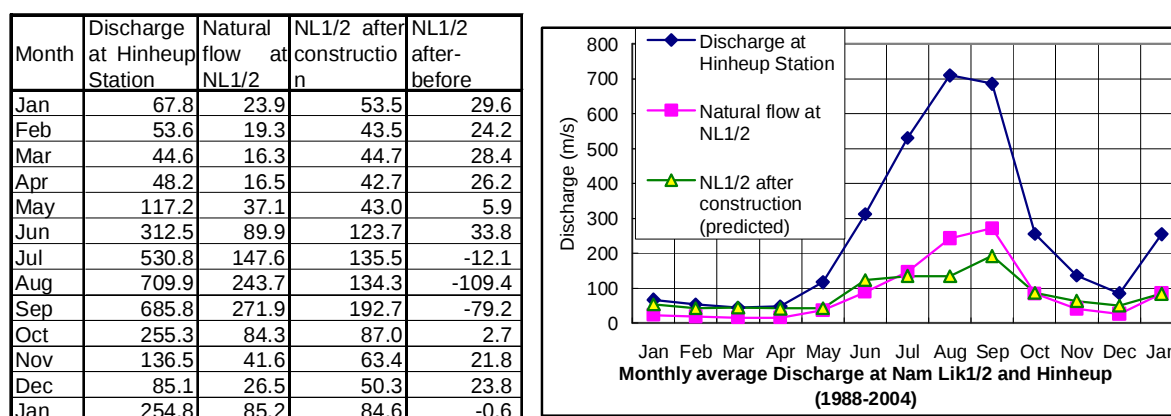
Prepared by JICA Survey Team

Figure 6.3.8 Conceptual Figure of Irrigation Pump and River Cross Section

また、NNRBDSP, Component 1, “Nam Ngum River Basin Profile”によると、現在の灌漑ポンプ容量は 32.8 m³/s であり、2027 年までの計画値を含めた最大灌漑取水ポンプ容量は 74 m³/s である。一方、40 MW 1 の台運転の放流量は 117m³/s であり、流量としてもこれを補って余りがある。

(3) ナムリック川およびナムリック 1/2 発電所の影響

上述のように、ナムリック川の流量が、下流の水位に影響する。また、ナムリック 1/2 発電所の貯水池が、下流の乾期流量を増加し、雨期流量を減少させる。下図に Hinheup 観測所における月別平均流量と、ナムリック 1/2 の建設前・建設後それぞれのナムリック 1/2 における流量を示す。



Source: Feasibility Study of Nam Lik 1 Vol.1 Engineering Report, 2008

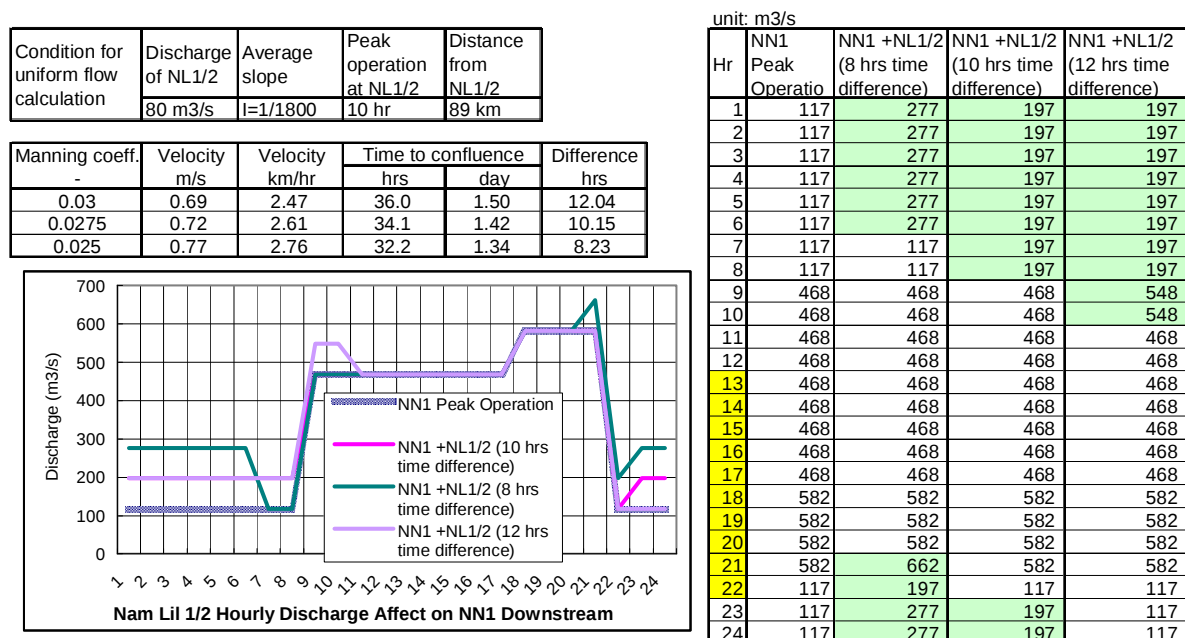
Figure 6.3.9 Monthly Average Discharge of Hinheup and Nam Lik 1/2 before and after Construction of Nam Lik 1/2

乾期は 6 ~ 30 m³/s 増加することになり、これは下流にとって有利に働く。上記の分析はナムリッ

ク川の最低流量は乾期の 90%補償流量である 29.1 m³/s を想定している。ナムリック 1/2 の乾期の維持流量はナムリック川がこの流量を満たすよう放流される必要がある。

一方、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。ナムリック 1/2 発電所の容量は 100 MW であるが、運転ルールは明確ではない。F/S の緒元データによると、乾期は 30 MW、80 m³/s の流量で 10 時間運転を行うと考えられる。ナムリック 1/2 発電所のピーク運転による流量の時間変動は、下流水位に影響する。もしナムリック 1/2 発電所のピーク時間がナムグム第一発電所と同じであれば、ピーク流量が重複し、下流への水位上昇の影響が大きくなると考えられる。しかし、ナムリック 1/2 発電所からナムグム川との合流点までは 89 km の距離がある。このため、ナムグム川下流において、ナムリック 1/2 のピークとナムグム第一発電所のピークには時差が生じることになる。

等流計算によりナムリック川の流速を予測し、ナムリック 1/2 から合流点までの到達時間を推定した。計算に用いた条件と結果を、下図に示す。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 6.3.10 Peak Discharge Affect from Nam Lik 1/2

ナムリック 1/2 とナムグム第一発電所のピーク時間の時差は、8～12 時間となる。これは、河床の粗度の状態によって決まる Manning 係数の想定値により異なる。ナムリック 1/2 のピーク時間を 13:00～22:00 と想定した場合、ナムリック 1/2 のピーク流量は、合流点で、ほぼナムグム第一発電所のオフピーク時間に来ることになる。これは下流でのナムグム第一発電所のオフピーク運転による水位低下を補うことになるので、下流にとっては好条件である。ただし、時差が 8 時間になる場合は、ピーク流量が重なる時間が若干生じ、現在の 155 MW の水位と比べて合計 0.7 m の水位上昇が生じる。これは、ほとんどの河岸世帯で許容可能である程度である。なお、実際のナムリック 1/2 に起因する下流での水位上昇は、合流点に到達する頃には平滑化し、下流の水位上昇の時間は上の想定より通常遅くなる。よって、影響は上よりは小さくなると考えられる。

上記の想定は、ナムリック 1/2 の乾期運転パターンの想定に基づくものであり、実際の運転パタ

ーンはこれとは異なる可能性がある。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する必要がある。下流の水位への影響をそれに基づいて再確認し、必要に応じ、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である。

6.3.3 代替案の検討

1995 年に IDA により実施された F/S では、拡張事業で 8 つの代替案が提案された。本調査において 12 の代替案を検討し、最終的な最適案を選定した。

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。それぞれの流量と発電所における出力を下表に示す。

Table 6.3.6 Concept of Expansion plan and Discharge from Nam Ngum 1 Power Station

Unit	Rated output (MW)	Rated Discharge (m ³ /s)	Total Output (MW)	Total Rated Discharge (m ³ /s)
Unit 1 and 2	18.3 x 2	57 x 2	156.6	465.3
Unit 3, 4, and 5	40.0 x 3	117.1 x 3		
Unit 6 for expansion (alternatives will be determined later)	(Option A1, A4-1, D2-1) 40 x 1 = 40 MW	117	196.6	582.3
	(Option A2, A4-2, A4-4, D2-2) 60 x 1 = 60 MW	175.5	216.6	640.8
	(Option B2-1, D2-3) 40 x 2 = 80 MW	234	236.6	699.3
	(Option B2-2 and B2-4) 60 x 2 = 120 MW	351	276.6	816.3

下表に各代替案で予期される環境影響をまとめる。

Table 6.3.7 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

最終的に選定された 40 MW の拡張計画においては、下流への重大な環境影響は生じないと考えられる。工事においては一般的な環境負荷軽減策が適用できる。80 MW または 120 MW 拡張規模の場合は、次節に述べる水位変動の影響が大きくなり、河岸園芸や漁業への補償が必要になりうる。また、それら拡張規模が大きい場合は追加の送電線が必要になり、この送電線部分に追加の IESE を行う必要が生じる。さらに、大規模拡張の場合は JICA のカテゴリーが A となる可能性があり、ESIA が必要になりうる。

下表に、各拡張スケールの補償の要否と、補償額の概算を示す。

Table 6.3.8 Cost for Compensation of Alternative Plans

Cost for Compensation (40 MW)							US\$
Item	Unit price	Unit qty (ha)	Qty (hh)	Unit	Coeff.	Amount	Per hh
Fish cage	10,000	0	64	ha-hh	0	0	0
Gardening	6,000	0.6	2285	ha-hh	0	0	0
TOTAL						0	

Cost for Compensation (60 MW)							US\$
Item	Unit price	Unit qty (ha)	Qty (hh)	Unit	Coeff.	Amount	Per hh
Fish cage	10,000	0.25	64	ha-hh	0	0	0
Gardening	6,000	0.6	2285	ha-hh	0.1	822,600	360
TOTAL						822,600	

Cost for Compensation (80 MW)							US\$
Item	Unit price	Unit qty (ha)	Qty (hh)	Unit	Coeff.	Amount	Per hh
Fish cage	10,000	0.25	64	ha-hh	0.1	16,000	250
Gardening	6,000	0.6	2285	ha-hh	0.15	1,233,900	540
TOTAL						1,249,900	

Cost for Compensation (120 MW)							US\$
Item	Unit price	Unit qty (ha)	Qty (hh)	Unit	Coeff.	Amount	Per hh
Fish cage	10,000	0.25	64	ha-hh	0.15	24,000	375
Gardening	6,000	0.6	2285	ha-hh	0.2	1,645,200	720
TOTAL						1,669,200	

* Quantity (household) was assumed from interview of 24 villages' percentage engaged for the category.

Prepared by JICA Survey Team

最終的に 40 MW の A1 計画が採用された。A1 計画のコストと環境影響は、代替案の中で最小である。

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。事業を実施しない場合、工事の住民影響と下流水位変動の増分は回避できるが、ピーク時間帯にタイより電力を輸入する必要があり、追加発電量 56 GWh は得られず、その分火力発電が使用されと考えられる。

Table 6.3.9 Advantage and Disadvantage of the Case without Expansion Project

Advantage	Disadvantage
- 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.	- 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

6.3.4 環境社会管理計画 (ESMP)

(1) ESMP の必要事項

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 MW の 1 台運転は、ナムリック川の流量が $117.1 \text{ m}^3/\text{s}^4$ 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る場合、下流の水位上昇の影響を回避するため、ナムリック 1/2 事業者ピーク発電時間を調整するよう要求する。
- オフピークからピークに移る際は段階式に行う。最大で 80 MW を一旦増加させ、その 30 分～1 時間後に、再度追加分の出力を増加させ最大出力に達するよう、運転ルールを定める。
- 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、オフピークからピーク時間への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。警報装置の設置についても検討を行う。

自然環境についての ESMP の主要な内容は、工事の一時的な大気・水質汚染などの影響緩和となる。設計段階においては、工事における以下の環境配慮を行っている。

- 貯水池水質汚濁の対策：ダム穴あけの際、取水口側に鋼製矢板の仮締切りを設ける。本拡張事業では水深が深くは無いため、施工の簡易な矩形の仮締切りを用いる。
- 地表改変の回避：採石は原石山から掘削せず、ナムリック川の既存の採石所を利用する。作業ヤード、事務所、宿舍の設営など施設の必要面積は、約 2ha に限り、ダム下流左岸側に集中させ、地表改変を最小化する。

環境管理緩和計画を、次頁における表にまとめる。これらは、ナムグム第一発電所のスタッフと施工業者、そして、詳細設計、施工監理、及び運転開始初期に雇用される環境専門家と水文専門家が主体として実施する。

⁴ When assuming the worst case of 10 years possibility, discharge at $29.1 \text{ m}^3/\text{s}$ can be added to discharge from NN1. Then, discharge of Base Condition (present) becomes $203.2 \text{ m}^3/\text{s}$, Case-40MW is $146.2 \text{ m}^3/\text{s}$, and Case-18MW is $86.1 \text{ m}^3/\text{s}$. Accordingly, $203.2 - 86.1 = 117.1 \text{ m}^3/\text{s}$ is needed for the Nam Lik when single 18 MW is operated.

Table 6.3.10 Environmental Management and Mitigation Plan

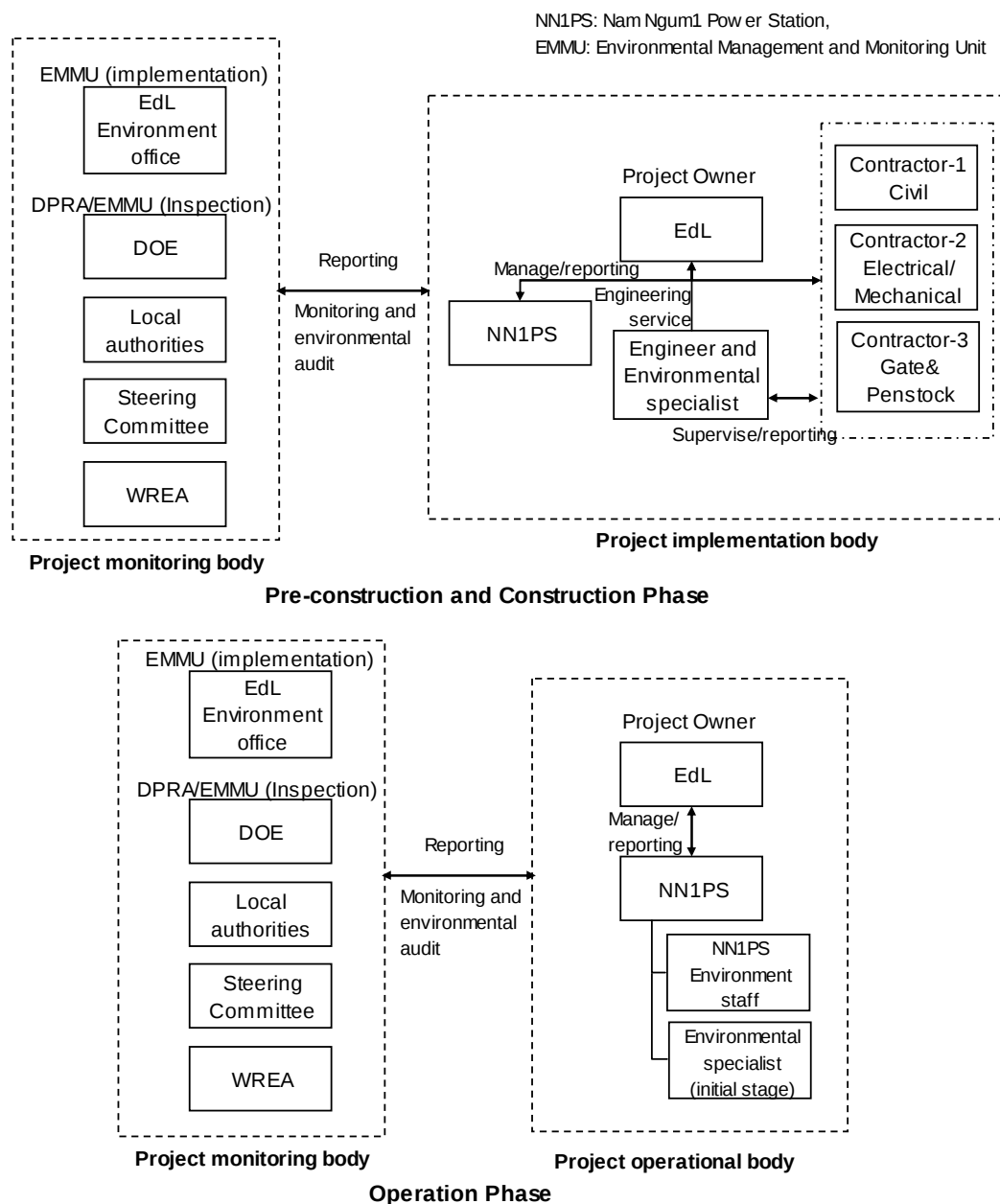
Description	Environmental Impact	Mitigation Plan	Responsibility
1. Study Stage (conducted in IESE)			
Environmental permits	-	Environmental Clearance Certificate must be obtained before starting construction.	EdL
Explanations to the Public	-	Village consultation to all downstream 24 villages were held during survey. Public Consultation was held on 16 June 09 and consensus was obtained for project implementation.	EdL and consultants
2. Construction Stage			
2.1 Anti-pollution measures			
Air quality	Dust increase on earth road during dry season	- Sprinkle water to control dust - Minimize travel distance	Contractor
	Increase of emission	- Regular checking of engine and exhaust of machinery, and its recording and reporting	Contractor
	Dust increase during aggregate collection	- Respiratory protection for workers at site	Contractor
Water quality	Increase of suspended soil, particular matter, and DO	- Regular water sampling and quality analysis at downstream of construction site. In case not acceptable level, find reason and trap waste water.	NN1PS/Engineer
Waste	Production of large amount of demolished concrete and excavated soil	- Dispose of materials to approved area so as no to disturb scenery and not to contaminate water.	Contractor
Soil contamination	Leakage of insulation oil and machinery oil possibly affects.	- Capture insulation oils in barrel and use oil proof sheet to avoid any leakage.	Contractor
Noise and vibration	Not significant since site is apart from villages, but access road is affected.	- Instruction to driver to comply speed limit. - Check proper material loading and unloading. - To use silencer and muffler for equipment.	Contractor
Management of abandoned sites	Site	- Site rehabilitation with topsoil recovery, reshaping, revegetation, and remediation with site clean up work - Stabilization of waste disposal area	Contractor
2.2 Natural Environment			
Subsidence	Not expected	-	-
Odor	Not expected	-	-
Sediment	Not expected	-	-
Protected areas	Not expected	-	-
Ecosystem	Not expected	-	-
Topography and geology	Collapse of cut stone and deterioration of mud stone foundation may happen.	- Prevention with rock support and prompt concrete work in construction.	Engineer
2.3 Social Environment			
Resettlement and compensation	Not expected	-	-
Sanitation	Camping of construction workers health problem and disease may happen.	- Provision of proper sanitation with septic facilities. - Prohibition of untreated human waste to enter any watercourse.	Contractor
Heritage	Not expected	-	-
Living and livelihood	Provision of employment opportunity (positive)	-Source workforce from qualified locals and orient workers on desirable working relationship with skill enhancement and employment program.	Contractor
Landscape	If optional work of removing downstream rock shelves conducted, minor scenery is changed.	- 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
Ethnic minorities and indigenous peoples	Not expected	-	-
3. Operation Phase			
Hydrology/ Social and economic environment, public safety	Water level decrease during off-peak time, depending on Nam Lik flow in dry season.	- Daily monitoring downstream water level including the Nam Lik. Avoid zero or single 18 MW operation for off-peak hours to keep downstream water level.	NN1PS
	Water level increase during peak operation, depending on Nam Lik flow in dry season.	- 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
	Rapid water level increase from off-peak to peak time.		NN1PS
4. Monitoring and Audit			
Environmental audits	-	Undertake third party monitoring audits	WREA,
Environmental monitoring	-	Monitoring by EMMU for compliance of ESMP and ECC.	NN1PS, EMMU

NN1PS: Nam Ngum 1 Power Station. ECC: Environmental Compliance Certificate.

Prepared by JICA Survey Team

(2) ESMP の組織体制

工事段階および運転段階におけるそれぞれの環境社会管理の組織体制を、以下に示す。事業実施主体は EdL であり、監理エンジニアと環境専門家を雇用して、工事監理を行う。ナムグム第一発電所は、問題が生じた場合に一般人がコンタクトできるよう、社会担当窓口を設ける。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 6.3.11 Environmental Management Frameworks

ステアリングコミッティーは県、郡、地方政府を含む。下記の組織を含む。

- (1) エネルギー鉱業省エネルギー局
- (2) 水資源環境局ビエンチャン県支部
- (3) 水資源環境局郡支部
- (4) 農業森林省県支部
- (5) 農業森林省郡支部

(6) 村落行政組織

環境管理に係る組織とその役割について、下表にまとめる。

Table 6.3.11 Management Arrangements for ESMP of Expansion Project

Item	Management Body	Role	Remarks
1. Project Owner	EdL	Overall project management Project financing	
2. Project Management	Nam Ngum1 PS , the Engineer, and environmental specialist	Expansion project management at site, implementation of ESMP	The Engineer will be selected before construction.
3. Project Contractors	To be determined	Works stipulated in a contract of the expansion project	
4. Environment Management Personnel			
Project's EMO	NN1 PS environment staff and Head of Environmental Office, EdL	Environmental monitoring during implementation of expansion project	
DOE EMMU	Social and Environmental Management Division, DOE	Environmental monitoring and inspection for expansion project	
WREA	Head of Division for Energy Sector, ESIAD	Guidance for environmental administration according to Decree, guideline, and standard.	
Contractor's environmental staff	To be assigned from contractor	Compliance of environmental management during works at site	
5. Environmental Advisory Panel	--		Not proposed since the impact is not significant.
6. Consultative committees	Steering Committee	Third party's monitoring, consolidation of local opinion during construction and operation, and recommendation to project	Compose of DoE, NN1PS, Provincial and district WREA and MoAF, and village authorities

Prepared by JICA Survey Team

(3) 契約業者管理計画 (CEMP)

環境管理計画の中で、契約業者管理計画 (Contractor's Environmental Management Plan: CEMP) を、全ての委託契約工事について策定する。環境社会管理計画において契約業者にかかる全ての項目は、契約文書で規定する必要がある。DOE と WREA は CEMP を承認し、内容の実施を監視する。

拡張事業の工事で発生する原材料の種類と大まかな量は、以下の通りである。

- コンクリート: 16,000 ~ 30,000 m³
- 砂・グラベル: 20,000 ~ 38,000 m³
- セメント: 6,000 ~ 10,000 トン
- 材木、水: 任意
- 絶縁油: 単相 7.6 kL x 3 相 =22.8 kL
- 仮締切り用鋼材: 約 900 トン
- 取水口・水圧管路用鋼材: 約 450 トン

拡張規模と同じ規模の新規の水力発電と比較すると、上記の量は少ない。

拡張事業工事で発生する廃棄物の種類と大まかな量は、以下の通りである、

- ダム・建造物からの撤去コンクリート: 1,200 m³
- ペンストックと追加発電所の掘削: 75,000 m³
- 埋め戻し量: 15,000 m³

拡張事業の工事業者は 3 パッケージを予定している。土木工事、水力機械、電気機械の 3 つである。パッケージ分けは、後に契約スケールを考慮し見直を行うため、修正もありうる。

環境要求事項遵守のために、契約業者は環境安全担当者を指名する。環境安全担当者は常勤で、環境面と安全面で資格を有し、契約内の作業について十分な経験と知見を有する者とする。担当者は、ESMP の実施指導と健康管理、事故防止、及び環境・安全法規制の遵守を監督する。契約業者は最低月 1 回の環境と安全に関する会議を定期的に催し、監理エンジニアと環境専門家が出席する。契約業者は、工事にかかる環境と安全・健康管理の責任を有する。契約業者は、環境管理と安全管理方法を記した計画文書を監理エンジニアに提出し、許可を得る。

拡張事業における CEMP の要求事項を、下表にまとめる。

Table 6.3.12 CEMP Requirement

Category	Description
Public morality	Contractors shall pay attention to the public morality of his staff and workers both on and off the site. In the interests of good community relations, contractors and his personnel shall be circumspect in their dealings with people residing near site and take steps to minimize any disturbance to them. Contractors shall arbitrate any dispute arising between his personnel and persons in the neighborhood of the construction works.
Safety	Contractor shall take all necessary precautions against risk of loss of life or of injury to any person employed in the works, to employees of the project owner, the engineer, or to visitors having good and sufficient reasons to be about the works. Contractors shall furthermore take all necessary precautions against damage to the property of others located at or adjacent to the site. Contractors shall make arrangements to transport, store, and handle explosives and fuels in a safe manner for protecting the public in accordance with the laws and security regulations in Lao PDR. Contractors shall obtain all necessary licenses and shall pay all charges in respect of the same as may be necessary for the purpose of moving, storing, and handling explosives and fuels, and shall make all applications and obtain approvals for the same from relevant authorities of the Government of Lao PDR.
Sanitary and Hygiene Arrangement	Contractors shall keep the site in a clean sanitary condition. Contractors shall construct and maintain at the site temporary toilet facilities complete with adequate toilets, urinals and hand basins, collection tanks, sewage treatment systems and absorption trenches, for all of his personnel. Contractors shall instruct his personnel to use only these toilet facilities. The location of these facilities and their construction shall be as approved by the engineer and the project owner. Sewage from temporary facilities shall be disposed of in a hygienic manner as approved. If contractors adopt untreated water supply system of the work sites, he shall make suitable arrangements for an adequate supply of treated drinking water to be made available for his personnel at the work sites. Contractors shall remove all rubbish and to this end shall provide an adequate number of covered garbage bins and containers placed at convenient points around his camp yards and work sites. Contractors shall institute and maintain a regular garbage collection and disposal system, utilizing a covered vehicle for collection and transport of garbage to the place of disposal. Garbage shall be disposed of by burning, by burial or by other means approved by the engineer and the project owner.
Air, Water, and Soil Conservation	All precautions shall be taken by contractors to prevent the air, surface water and underground water, from any kind of pollution within and adjacent to the construction site. Precautions shall also be paid to soil erosion from any lands used or occupied by contractors for the purpose of temporary works and of the bed or banks of any river and the deposition of excavated or eroded material in any river that may result from the execution of works. Contractors shall carry out proper measures to reduce dust nuisance resulting from his operations. Measures shall include, but not be limited to, installation of dust suppression units on his equipment, watering down of excavated material during loading operations, provision of respiratory protection such as mask for workers, and use of water tanks and sprinkler to public roads, material collection areas, and disposal areas. All soil conservation measures shall be carried out at the earliest possible time to ensure that required protection is established most effectively during the progress of works.
Tree Preservation	Due precautions shall be taken by contractors and those workers to protect trees and shrubs as far as is practical in and adjacent to work sites. Trees shall not be cut down or removed without the approval and contractors shall prepare necessary application for approval of tree cut.
Waster Material	Construction waste such as demolished concrete and excavated soil shall be kept spoil bank approved by the engineer. No materials from required excavations shall be removed from the site without written approval of the engineer.
Noise Control	Contractors shall carry out work without unreasonable noise. Compressors used on the site work shall be silenced either by using full silenced models fitted with effective exhaust silences and properly lined and sealed acoustic covers to all the design of the manufacturers of the compressor or by the use of effective acoustic screens to enclosure the noise source. Pneumatic percussion tools used on the site shall be fitted with silencers or other equipment shall be maintained in good and efficient working order.

Prepared by JICA Survey Team

(4) 環境モニタリング計画

上記を踏まえ、環境管理計画について、実施者、責任、頻度を記した環境モニタリング計画を、下表にまとめる。

Table 6.3.13 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	Quarterly

Prepared by JICA Survey Team

拡張事業の環境モニタリング計画において、下記におけるモニタリングを実施する。

- 周辺モニタリング(Ambient monitoring): 事業主体者と環境専門家が、水質モニタリングとナムリック川・ナムグム川の時間毎水位・流量を測定する。
- 妥当性モニタリング(Validation monitoring)と有効性モニタリング(Effectiveness monitoring): 環境社会管理計画の妥当性と有効性を、四半期報告書において、監督エンジニアと環境専門家が報告する。
- 環境遵守モニタリング(Compliance monitoring): ESMP が 必要要件と法規制を満たし適確に実施されているかどうかを監視する。ステアリングコミッティーと WREA が環境監査を実施する。

環境社会管理事項の遵守を明確にするために、契約業者は工事作業中、緩和策の実施とモニタリングについて日報を作成する。環境管理実施ユニットは EdL の環境室が担当し、モニタリングを行う。工事期間中、監理エンジニアと環境専門家が四半期モニタリング報告書を作成する。四半期モニタリング報告書は、事業主体者とナムグム第一発電所の承認の後、環境管理実施ユニットが現地調査しレビューする。また、四半期モニタリングレポートは環境管理検査ユニットである DOE の社会環境課に提出される。環境管理検査ユニットは是正措置について提言する。四半期モニタリングレポートは、WREA とステアリングコミッティーに対しても提出し、コメントを求める。

工事完了 3 ヶ月後以内に、環境管理実施ユニットと環境専門家は、最終環境モニタリング報告書を作成する。これを EdL、DOE、WREA、ステアリングコミッティーに提出し、ステークホルダーからフィードバックを求める。また、環境専門家は水位データなど、将来的な環境管理に必要なデータを、事業主体者に提出する。

環境監査は WREA とステアリングコミッティーが拡張工事後 1 年以内に行い、環境監査報告書を WREA が作成する。環境監査報告書は、事業が提案された環境社会配慮の必要要件を満たしたかどうか、緩和策の有効性、組織体制の適確さ、予想できなかった環境影響についてなど、最終的な調査の結果をまとめる。

(5) ESMP にかかるコストとスケジュール

環境社会管理計画の実施に係るコストを、下表に示す。これは、環境管理コストとして、プロジェクトコストに含まれる。

Table 6.3.14 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

Unit:US\$

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

Prepared by JICA Survey Team

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。

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 6.3.15 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	11
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

6.3.5 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。

また、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。事業の内容と生じる環境影響について説明が行われた。参加者は事業内容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が得られた。

村落公聴会における意見の概要は以下の通りである。

(1) 河岸園芸に影響する水位上昇とボート運輸、漁業、水供給に影響する水位下降

乾期の水位変動が下流世帯に影響するが、0.5 m 程度の変動では、下流住民の社会経済活動において問題は生じない。0.5 m の水位上昇、水位下降において、不満を表明する住民はいない。

(2) 移転と補償の必要性

村落住民は 0.5 m の水位変動は許容可能である。0.6 m 以上水位が下降すると影響を受けるボート所持者の世帯および漁業従事者がいるが、これらも事業に賛成し補償は要求しない。

(3) 下流住民の事業への意見

村落の代表者と聞き取りを受けた世帯は、ナムグム第一発電所拡張計画が政府財政にとって重要な計画であることを理解し、事業に同意する。水位変動の影響は、住民の財産に影響する程ではなく、自然災害に比べると影響はずっと小さいため、移転や補償にかかる権利は主張しない。

全体公聴会における主要な参加者のコメントは、以下の通りである。

(1) 村落代表者からのコメント：我々は IESE 調査団が行った初期環社会影響評価の説明と情報と予想される影響を理解し、内容に同意する。関連する県、郡と村代表は、事業は国全体の便益にかかることであり、事業の影響を受ける住民への説明を補佐する責任がある。説明が不足すれば、事業と関係のない洪水についてなど、住民が誤解する可能性がある。

(2) WREA からの環境管理計画に関するコメントと提言：

- 事業が環境に及ぼす長期間の影響について予測すべきである。
- 環境社会管理計画、モニタリングに用いる資金の各機関の配分について、管理とモニタリングが十分に実施されるよう、詳細に明確にすべきである。
- 拡張事業に影響を受けるコミュニティと住民の参加がなされるよう、特に注意が必要である。

(3) 村長および県代表者のコメント：我々は事業者と IESE 調査団に、住民の環境社会への負の影響が無く、または緩和される形で事業が円滑に進捗するよう、環境管理方法を注意深く設定するよう依頼する。また、それらの方法を契約業者との契約に含め、監視が為されるようにすべきである。

上記のコメントは IESE に反映済みである。

将来的な住民参加の必要事項として、工事開始前に、EdL、ナムグム第一発電所と監理エンジニアが公聴会を再度実施する必要がある。内容は以下の通りである。

- 工事内容についての周知
- 乾期の下流水位変動についての詳細情報
- オフピークからピーク時間遷移における急激な水位変動に関する情報提供と警告

加えて、運転期間中、ナムグム第一発電所が社会担当窓口を設け、問題が生じた場合に一般人がコンタクトできるようにしておくことが必要である。

6.4 本拡張事業にかかる CO₂ 排出抑制効果

一般的に、水力発電から排出する二酸化炭素は、火力発電よりもずっと小さい。水力発電の排出係数は 5 g/kWh であり、石油火力発電は 188 g/kWh⁵ である。本事業についての CO₂ 排出増は無く、温暖化の面で地球環境には正の影響がある。水力発電は、一般に、以下に起因する若干の CO₂ リーケージがある。

- 材料運搬に伴う軽油からの排出
- 工事作業重機の使用する軽油からの排出

加えて、メタンの排出が通常考慮される。貯水池底に沈下した有機物の嫌気発酵によるが、この拡張事業には適用されない。貯水池は 1969 年にできたもので、本事業での貯水池創出や増加は無いからである。

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 ACM0002 Version7 の "Consolidated baseline methodology for connected electricity generation from renewable sources" が、本拡張事業に適用できる可能性がある。ラオスのグリッドの電源ほぼすべてが水力であるが、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考えられる。

ナムグム第二発電所のダム建設後、ナムグム第一発電所への流入量の季節変動は調整される。それまで雨期に越流し放流していた流量を発電に用いることが可能になるため、ナムグム第一発電所は第二発電所建設前より多くのエネルギーを発電することが可能になる。そして、40 MW が拡張された場合、さらに拡張分を用いて、雨期に多くの発電を行うことが可能になる。この発電増加分による火力代替分が、40 MW 拡張計画における CO₂ 排出削減量であると見なすことができる。

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、下表に示す通り 56 GWh のみである。これは、新規の 40 MW 水力発電に比すると、数分の一程度である。

平成 20 年 8 月の「JICA 電力エネルギー分野における気候変動対策の案件形成指針調査」で示された手法 (以下、JICA 手法) に準じて、CO₂ 排出係数と CO₂ 排出削減量を産出した。基本となる諸データは、ラオスではなくタイの値を用いた。これは、ナムグム発電所拡張の増加エネルギー

⁵ Dam Handbook (Dam Binran) using material of Ministry of the Environment, Japan, 1995

分は輸出低減となり、輸出先のタイの EGAT グリッドにおいて化石燃料が代替され则认为らるからである。CDM の方法論では、EGAT グリッドの CO₂ 排出係数は 0.49 ton-CO₂/MWh であるが、JICA 手法では 0.708 ton-CO₂/MWh となった。これは、JICA 手法はまず最も高価なエネルギー減から最初に削減すると考えるからである。IEA の 2006 年データによると、EGAT のエネルギー減は、68%が天然ガス、18%が石炭、6%が石油である。CDM 方法論は、エネルギー源の加重平均を用いて排出係数を算出する。一方 JICA 手法は、削減可能量 (全グリッドの 5%) までは最も高価である石油から代替できる。拡張計画代替分は石油の削減可能量より小さいため、石油の排出係数が適用される。石油の排出係数は 0.708 で、0.414 の天然ガスよりも大きい。このため、石油のグリッド排出係数はグリッド平均より大きくなる。

Table 6.4.1 Amount of Emission Reduction by NN1 Expansion Project

Country: Lao PDR (Calculation is based on data in Thailand)

Project effect:	56,000	MWh/year
Conversion factor:	3600	kJ/kWh
	41.868	TJ/ktoe
	10	Tcal/ktoe
	860	kcal/kWh
	3.667	t-CO ₂ / t-C

Description	Energy output		Electricity Input	Thermal Efficiency	Carbon Content	Fraction Factor	Emission coefficient	
	GWh	Ratio	ktoe	%	tC/TJ		kg-CO ₂ /kWh	
Petroleum	8,521	6%	1965	37%	20.0	0.990	0.708	0.556
Gas	94,026	68%	18972	43%	15.3	0.995	0.474	
Coal	24,927	18%	4929	43%	26.8	0.980	0.814	
Other	11,268	8%	1626	60%				
Total	138,742	100%	27492	43%				
5% of Total	6,937	5%						

Description	Fuel cost	Constrain Priority	Installed Capacity	Load factor	Energy output	Reduction incapable	Reduction possible
			MW	%	MWh	MWh	MWh
Petroleum		1		0	8,521,000	6,937,100	1,583,900
Gas		2		0	94,026,000	6,937,100	87,088,900
Coal		3		0	24,927,000	6,937,100	17,989,900

Description	Reduction incapable	Reduction possible	Amount Reduction	Thermal Efficiency	Carbon Content	Fraction Factor	Fuel Reduction	Emission Reduction
	MWh	MWh	MWh	%	tC/TJ		ktoe	ton-CO ₂
Petroleum	6,937,100	1,583,900	56,000	37%	20.0	0.990	12.9	39,650
Gas	6,937,100	87,088,900	0	43%	15.3	0.995	0.0	0
Coal	6,937,100	17,989,900	0	43%	26.8	0.980	0.0	0
Total								39,650

20 US\$/ton-CO₂

Project CO₂ Emission: 0 ton-CO₂/year
 Project Emission Reduction with grid coefficient: 31,135 ton-CO₂/year 622,702 US\$/year
 Actual Project CO₂ Reduction: **39,650** ton-CO₂/year 793,001 US\$/year

Prepared by JICA Survey Team

上表の計算より、リーケージを含まない場合、JICA 手法では排出削減量は 39,650 ton-CO₂/年となった。一方、グリッド排出係数を用いると、削減量は 31,135 トン-CO₂/年である。

認証削減量(Certified Emission Reduction: CER) 価格が 20 US\$/ton-CO₂ とすると、CER の収益は、下表の通りとなる。

Table 6.4.2 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\$

Prepared by JICA Survey Team

一方、新規の水力発電事業とは異なり、拡張事業では、CDM のベースラインの認証とモニタリングが、非常に複雑になる。ベースラインについては、拡張前の発電量を用いる。一方、上記の拡張事業における発電量の増分は、ナムグム第一発電所の 30 年間のデータを用いて、貯水池運用最適方法を数値計算して算出したものである。数値計算結果は実際のナムグム貯水池の状態とよく一致しており、ベースラインデータとして用いることができる可能性はある。これがベースラインとして用いるためには、まず PDD を作成し、それが CDM の理事会で承認される必要がある。しかし、第三者が最適運用の数値計算を検証する必要があるため、これが認められるかどうかは不明である。

また、モニタリングにおいては、拡張事業による毎年の発電量の増分を、ナムグム第一発電所全体の発電量から分離して考える必要がある。年間貯水池流入量は毎年変化する。拡張事業運転開始後の貯水池への年間流入量のモニターを行う必要がある。そして、流量・水位に応じて、40 MW 拡張がある場合とない場合の運用ルールを比較し、拡張の有り・無しの場合の発電量を算出して比較する必要がある。これにより、どこまでが拡張事業によって発電使用可能になった発電量増分かを明確に区別せねばならない。これには、複雑な計算作業が必要であり、事業主体者の負荷が大きくなる、モニタリングの承認のためにも時間と多くの説明が必要である。

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、適用は簡略であるし、獲得できる CER は大きい。