

7.5 タイ国への電力輸出の可能性

7.5.1 電力需給状況

通貨危機後5年間(1997年～2001年)タイ国におけるの最大電力及び発電電力量の推移は下表の通りである。

表 7.5.1 タイ国のピーク電力及び発電電力量の推移

会計年度 (前年10月～9月)	最大電力		発電電力量	
	MW	対前年比伸び率(%)	GWh	対前年比伸び率(%)
1997	14,506	9.0	92,725	7.9
1998	14,180	▲2.3	92,134	▲0.6
1999	13,712	▲3.3	90,414	▲1.9
2000	14,918	8.8	96,781	7.0
2001	16,126	8.1	103,165	6.6

ピーク電力及び発電量とも経済危機後の2年間、1998年と1999年は前年に比べ落ち込みを見たが、2000年からは経済回復に伴いピーク電力で8%台後半、発電量で7%の伸び率を見せている。今後は安定した需要の伸びが見込まれる(図7.5.1及び図7.5.2参照)。

2001年9月末現在の総発電設備容量は21,939MWであり、その内、EGATは18,526MW(84.4%)保有している。EGAT保有設備の電源タイプ別内訳は、水力2,886MW(15.6%)、重油/天然ガス/リグナイトによる汽力が7,875MW(42.5%)、コンバインド・サイクル6,981MW(37.7%)、ディーゼル/ガスタービンが784MW(4.2%)となっている。EGAT以外の3,413MW(全体の15.6%)の電力は、SPP(1,673MW)、IPP(1,400MW)及びラオス国からの輸入(340MW)に頼っている(表7.5.2参照)。

7.5.2 長期電力開発計画

2001年10月にEGATが作成した最新の長期電力開発計画(PDP 2001：表7.5.3参照)によれば、2001年9月末現在の既設容量21,939MWに現在建設中のプロジェクトを加えて、第11次経済開発5ヵ年計画の終了する2016年9月末には、合計33,077MWの新規設備増強を計画している。2016年における総発電設備容量は7,128MWの設備廃棄を考慮して48,272MWと想定されている(表7.5.4参照)。

この長期計画は、タイ需要想定小委員会(TLFS)により作成された2001年度会計年度(10月からスタート)から2016年会計年度(9月末)までの16年間の需要想定(PDP 2001)に基づいている。これによると、最大電力は2006年で22,552MW、2011年で30,587MW、2016年で40,699MWと想定されている(表7.5.5参照)。年平均伸び率についてみると、第8次5ヵ年計画(1997～2001)の実績値4.0%に対し、第9次(2002～2006)は6.9%、第10次(2007～2011)は6.3%、第11次(2012～2016)は5.9%と堅調に推移するものと想定されている。発電電力量に

についてもピーク電力と同様な伸びを示すものとしている。需要想定に当たっては、今後 10 年間の年平均 GDP 成長率を 4.7%、電力需要の GDP 弾性値を 1.45~1.33 と想定している。

7.5.3 新規想定電源と本事業の市場性

長期計画で開発が予定されている新規電源開発プロジェクトの概要は以下の通りである(表 7.5.4 及び 7.5.5 参照)。

第 9 次 5 カ年計画(2002~2006)において開発すべきプロジェクトの総設備所要量は 5,091 MW である。内訳は、1,147MW を EGAT が開発し、残る 3,944MW は国内の IPP から調達する予定である。

第 10 次 5 カ年計画(2007~2011)においては 11,976MW の新規開発が必要である。EGAT が 2,893MW 開発し、ラオス国から 3,283MW を調達し、残る 5,800MW は国内 IPP 又は近隣諸国(ラオスを含む)からの電力購入を予定している。ラオス国からコミット済みの 3,283MW の内訳は、2007 年 9 月までに購入予定の Nam Theun 2 水力、Nam Ngum 3 水力と Nam Ngum 2 水力の合計 1,903 MW、及び 2008 年 3 月までに購入予定の Hongsa Lignite、Xe Kaman 1 水力と Xe Pian-Xe Namnoi 水力の合計 1,380 MW である。ナムニアップ-I 水力の運開予定(COD)である 2011 年前後は毎年 2,000MW 以上の新規電源確保が必要であり、本計画に対する市場ニーズは大きい。従って、価格競争力があれば本事業の実現性は極めて高い。

第 11 次 5 カ年計画(2012~2016)では、13,160MW もの開発が見込まれている。EGAT の開発は 660MW の揚水水力 1 地点のみであり、残りの 12,500MW は国内の IPP、SPP 及び近隣諸国からの電力購入を予定している。

以上から、10 年後のタイ電力市場は国内 IPP 及び近隣諸国からの電力調達に依存した供給構造となり、電力プール制に基づく自由競争市場が定着しているものと思われる。旺盛な電力市場を目指して、多くの発電会社が市場に参入するものと期待される。

7.5.4 ナムニアップ-I 水力発電計画の系統上の位置付け

本事業は、想定される負荷曲線においてピーク又は中間ピークを担うものと期待されている。本計画が、競合電源に比べ価格競争力を保持できる設備利用率を求めめるためにスクリーニング・カーブ分析を行った。この分析の結果を図 7.5.3 に示す。この図は横軸に設備利用率を取り、縦軸に各代替電源の年平均発電費用を取って、どのタイプの電源に価格競争力があるかを示している。本計画のコストとして第 1 フェーズ調査結果の 240 MW と 334 MW 両案のコストデータを用いた。代替電源としては、ガスタービン、コンバンドサイクルと石炭火力の 3 つを採用した。代替電源のコストデータは、EGAT の最適電源開発計画で用いている最新のデータを採用した。

この図からわかるように、ナムニアップ-I 水力の設備利用率は 50%以上、運転時間にして一日 12 時間以上の稼働が望まれる。これ以下ではコンバンドサイクル発電がより安価な電

力を供給でき有利となり、本計画は価格競争力を保持できない。

図 7.5.4 は運開予定年 2011 年の想定日負荷曲線である。図には本計画の位置付けを示している。240MW 案の場合、最大電力 30,587MW の僅か 0.8%しか占めないマージナルな電源ではあるが、中間ピーク時間帯の重要な位置を占めるものと期待される。

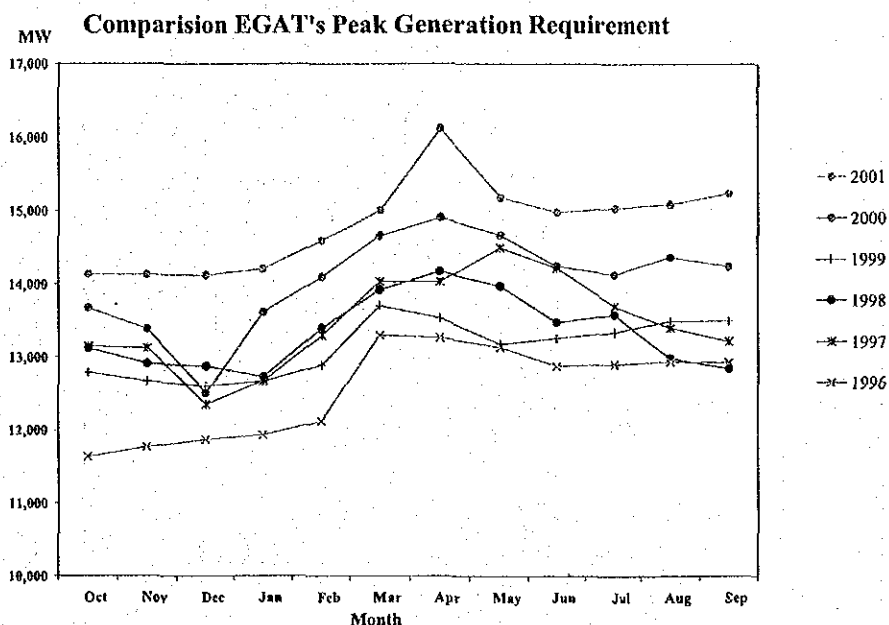
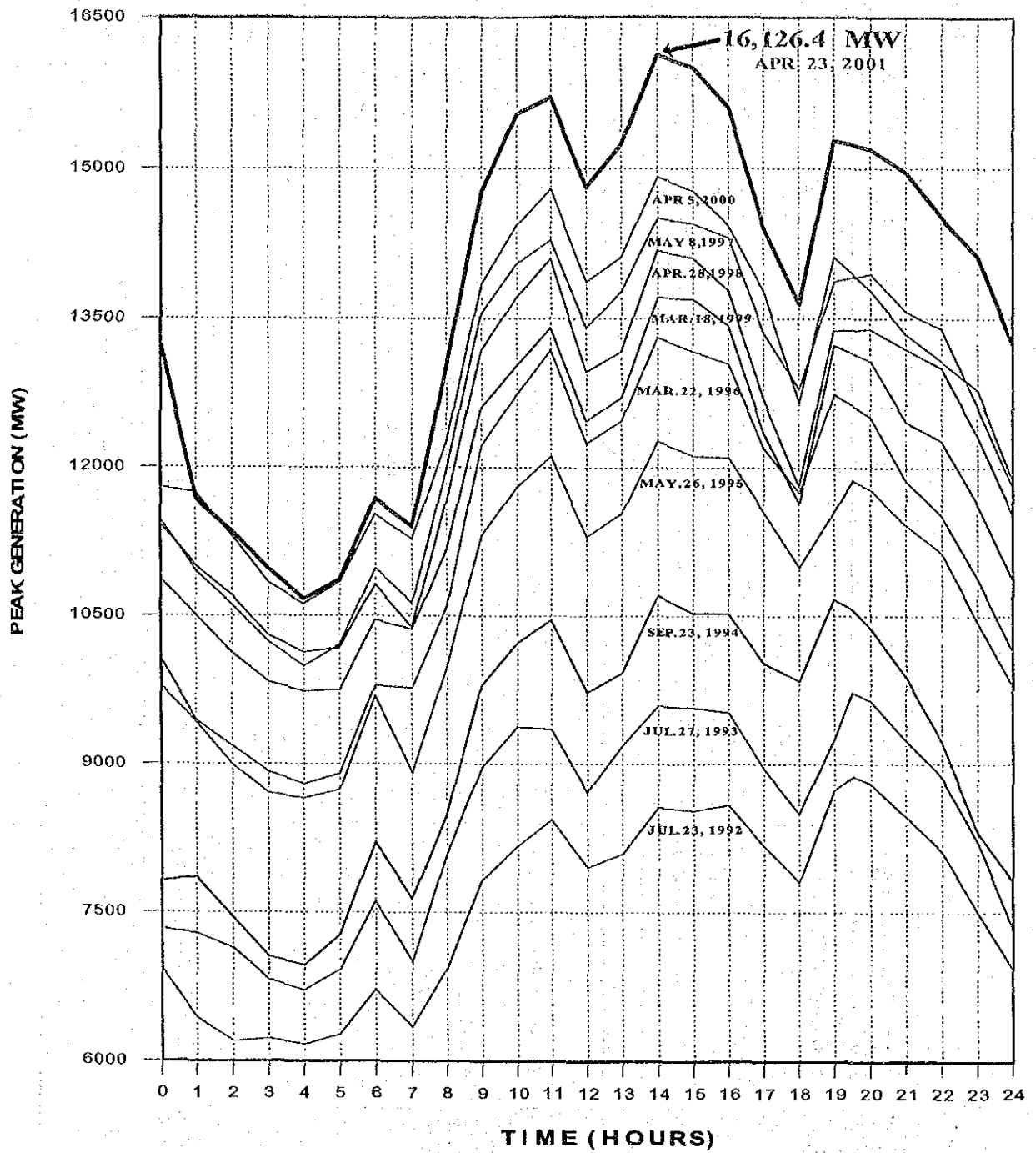


図 7.5.1 タイ国の月別ピーク電力の推移 (出所)EGAT

表 7.5.2 タイ国の既設発電設備(2001年9月現在) (出所)EGAT

プラント名	使用燃料	設備容量(MW)
Hydroelectric	-	2,886.264
Conventional Thermal Plants		7,875.0
◆ South Bangkok	Heavy Oil/Natural Gas	1,330.0
◆ Mae Moh	Lignite	2,625.0
◆ Bang Pakong	Heavy Oil/Natural Gas	2,300.0
◆ Ratchaburi	Natural Gas	1,470.0
◆ Khanom	Heavy Oil/Natural Gas	150.0
Combined Cycle		8,380.6
◆ Nam Phong	Natural Gas	710.0
◆ South Bangkok	Natural Gas	959.0
◆ Bang Pakong	Natural Gas	1,374.6
◆ Wang Noi	Natural Gas	2,031.0
◆ Rayong	Natural Gas	1,232.0
◆ Khanom	Natural Gas	674.0
◆ IPPs	Natural Gas	1,400.0
External Purchase		340.0
◆ Laos	-	340.0
Others		2,457.4
◆ SPPs	-	1,673.4
◆ Gas Turbines	Diesel/Natural Gas	778.0
◆ Diesel Power Plants	Diesel Oil	6.0
出力合計		21,939.264



(出所)EGAT

図 7.5.2 タイ国の日負荷曲線の推移

表 7.5.3 EGAT 需要想定及び発電計画(出力ベース)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Electricity Demand																	
Maximum Demand, MW	14,918	16,184	17,388	18,527	19,913	21,222	22,552	23,951	25,450	27,232	28,912	30,587	32,405	34,352	36,366	38,519	40,699
Annual Increase	14,918	1,266	1,204	1,199	1,326	1,309	1,330	1,399	1,499	1,782	1,680	1,675	1,818	1,947	2,014	2,153	2,180
Annual Load Factor	74.1	73.0	72.8	72.8	72.5	72.5	72.8	72.8	72.9	72.7	72.7	72.8	72.8	72.8	72.9	72.9	73.0
Energy Seng, GWh	96,781	103,496	110,945	118,540	126,449	134,794	143,748	152,743	162,438	173,532	184,215	194,930	206,660	219,134	232,106	245,948	260,262
Annual Increase	6,367	6,715	7,449	7,595	7,909	8,345	8,954	8,993	9,695	11,094	10,621	10,717	11,730	12,474	12,972	13,842	14,314
GDP Growth Rate	3.67	4.42	4.30	4.90	4.68	4.56	4.62	4.86	4.74	4.73	4.63	4.55					
GDP elasticity of electricity demand	2.40	1.92	1.55	1.41	1.52	1.44	1.36	1.28	1.32	1.48	1.33	1.27					
Installed Generating Capacity (end of year), MW																	
EGAT																	
Hydro Power Plant	2,380	2,886	3,386	3,386	3,386	3,386	3,386	3,386	3,386	3,386	3,386	3,386	3,386	3,386	3,386	3,386	3,386
Plant added (net)	0	0	500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Thermal Power Plant	7,238	6,255	5,855	6,155	5,845	5,845	5,225	5,225	5,225	5,075	5,075	5,075	5,000	5,000	4,450	3,600	3,200
Plant added (net)	0	-973	-400	300	-310	0	-620	0	-150	0	0	0	-75	0	-550	-850	-300
Combined Cycle Plant	5,075	5,075	5,075	5,075	5,075	5,075	5,075	5,632	5,632	6,325	7,207	7,207	7,207	6,825	6,825	6,162	5,855
Plant added (net)	0	0	0	0	0	0	0	557	0	693	882	0	-355	0	-690	-307	-55
Gas Turbines	682	785	819	819	453	453	453	453	453	453	453	453	453	453	453	453	453
Plant added (net)	0	123	34	0	-366	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Generation EGAT	15,845	15,001	15,135	15,435	14,759	14,759	14,139	14,696	14,695	15,239	16,121	16,121	16,046	15,691	15,141	14,041	13,654
Total Plant added (net)	0	-844	134	300	-676	0	-620	557	0	543	882	0	-75	-355	-550	-1,100	-327
Purchased Power																	
EGCO, IPP, RGCO																	
Thermal (Oil, Coal)	150	1,620	1,620	1,620	1,620	2,354	3,754	5,101	5,101	5,101	5,101	5,101	5,101	5,027	5,026	5,026	5,026
Plant added (net)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Combined Cycle	3,306	3,306	6,544	6,544	6,544	6,544	6,544	6,544	6,544	6,544	6,544	6,544	5,928	5,620	5,312	5,312	5,312
Plant added (net)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	700	3,000	5,800	8,600	11,800	15,300	18,300
New Capacity	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	700	3,000	5,800	8,600	11,800	15,300	18,300
Plant added (net)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	700	3,000	5,800	8,600	11,800	15,300	18,300
Total EGCO, IPP, RGCO	3,456	4,926	8,164	8,164	8,164	8,898	10,298	11,645	11,645	11,645	12,345	14,645	16,829	19,247	22,128	25,638	28,618
Plant added (net)	3,456	1,470	3,238	0	0	734	1,400	1,347	0	0	700	2,300	2,184	2,418	2,891	3,500	3,660
SPP	1,433	1,678	1,777	1,967	1,967	1,967	1,967	2,057	2,057	2,057	2,057	2,057	2,057	2,057	2,057	2,057	2,057
Plant added (net)	90	245	99	190	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Import from Laos																	
Thuan-Hinboun	214	214	214	214	214	214	214	214	214	214	214	214	214	214	214	214	214
Howay Ho	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126
Import 2007	0	0	0	0	0	0	0	1,903	1,903	1,903	1,903	1,903	1,903	1,903	1,903	1,903	1,903
Import 2008	0	0	0	0	0	0	0	0	1,380	1,380	1,380	1,380	1,380	1,380	1,380	1,380	1,380
Total import from Laos added in year	340	340	340	340	340	340	340	2,243	3,623	3,623	3,623	3,623	3,623	3,623	3,623	3,623	3,623
Other (TNB, Malaysia)																	
TNB	0	0	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Added in year (net)	0	0	300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Power Purchased	5,229	6,944	10,581	10,771	10,771	11,505	12,905	16,245	17,625	17,625	18,325	20,625	22,809	25,227	28,118	31,618	34,618
Added in year (net)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Generating Capacity (end of year)																	
Total Capacity	21,074	21,945	25,716	26,206	25,510	26,264	27,044	30,941	32,321	32,864	34,446	36,746	38,855	40,918	43,259	45,659	48,272
Total Capacity added in year (net)	1,974	872	3,771	450	-676	734	780	3,897	1,380	543	1,582	2,300	2,109	2,663	2,341	2,400	2,613
Dependable Generating Capacity at System Peak in Year	20,398	21,117	21,354	25,102	24,436	24,780	26,000	27,994	31,171	30,975	33,256	35,596	37,705	39,767	39,647	44,509	47,122
Reserve Margin (% of Peak Demand), target minimum is 15%	36.73	30.48	32.23	35.05	22.97	18.28	15.29	16.88	22.48	15.31	15.16	16.38	16.36	15.76	13.61	15.55	15.78

(出所)EGAT PDP2001

Source: EGAT PDP 2001

表 7.5.4 タイ国電力開発計画(2001～2016)

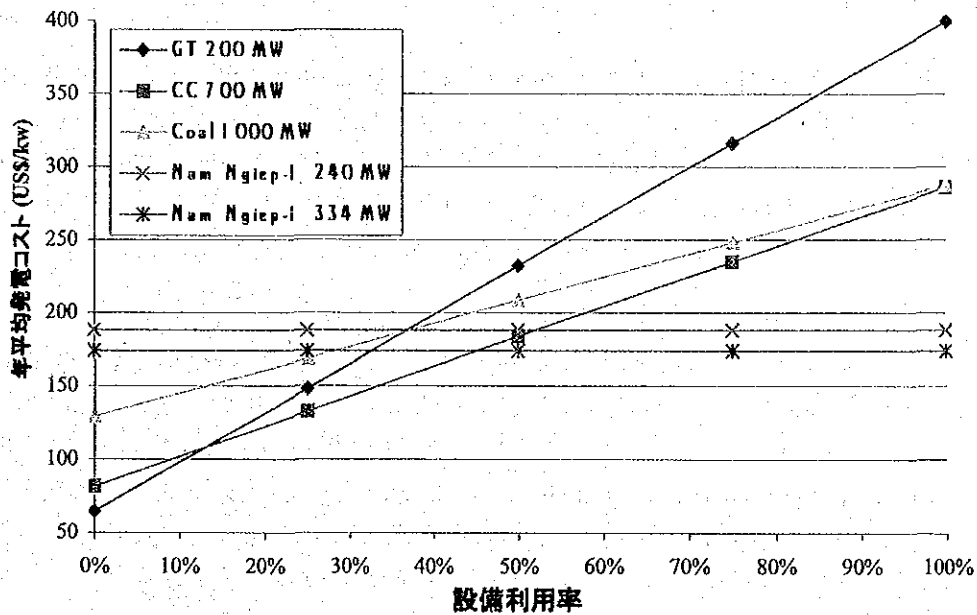
	プロジェクト名	設備容量 (MW)	運開予定日
プロジェクト 済み ミ 口	Lam Takong Pumped Storage	2x250	Oct 01 – Nov 01
	Ratchaburi Combined Cycle Block #1	725	Nov 01
	Ratchaburi Combined Cycle Block #2	725	Dec 01
	HVDC Link with Malaysia	300	Dec 01
	Ratchaburi Combined Cycle Block #3	725	Apr 02
	IPP (Bowin Power)	2x356.5	Apr 02
	Lan Krabu Gas Turbine	122	Jun 02
	IPP (Eastern Power)	350	Jul 02
	Krabi Thermal	300	Dec 03
	IPP (Gulf Power Generation)	2x367	Oct 04 – Apr 05
	IPP (Union Power Development)	2x700	Oct 05 – Jan 06
	IPP (BLCP Power)	2x673.25	Oct 06 – Feb 07
	合計		7,940.5 MW
	将来候補案件	South Bangkok Renovation	2x693
North Bangkok Renovation		625	Jan 07
Power Purchase from Laos		1,903	Sep 07
Power Purchase from Laos		1,380	Mar 08
Bang Pakong Renovation		2x441	Oct 09 – Apr 2010
New Capacity (domestic/foreign)		700	Oct 2009
New Capacity (domestic/foreign)		2,300	Oct 2010
New Capacity (domestic/foreign)		2,800	Oct 2011
New Capacity (domestic/foreign)		2,800	Oct 2013
New Capacity (domestic/foreign)		3,200	Oct 2014
New Capacity (domestic/foreign)		3,500	Oct 2014
Kirithan Pumped Storage		3x220	Oct 2014 – Oct 2015
New Capacity (domestic/foreign)		3,000	Jan 2016
期首初設備容量(2001年8月現在)		21,939.8 MW	
新規開発容量	33,076.5 MW		
SPPからの購入量	383.8 MW		
廃棄容量	7,128.6 MW		
純増分容量	26,331.7 MW		
期末設備容量(2016年末)	48,271.5 MW		

(出所)EGAT PDP 2002

表 7.5.5 EGAT 発電及び販売電力需要予測

開発 計画 年次	会計年度	EGAT 発電		EGAT 販売							
		MW	GWh	MEA		PEA		Direct Customers		Total	
				MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
8	2001	16,184	103,496	6,140	34,817	9,263	60,580	337	1,777	15,740	97,174
	2002	17,388	110,945	6,555	37,037	9,945	65,434	356	1,915	16,856	104,386
9	2003	18,587	118,540	6,879	39,078	10,679	70,584	366	1,971	17,924	111,633
	2004	19,913	126,449	7,167	41,129	11,478	76,093	373	2,017	19,018	119,239
	2005	21,222	134,794	7,498	43,097	12,355	82,058	390	2,118	20,243	127,273
	2006	22,552	143,748	7,841	45,132	13,316	88,500	394	2,146	21,551	135,778
10	2007	23,951	152,743	8,230	47,273	14,319	95,215	398	2,171	22,947	144,659
	2008	25,450	162,438	8,629	49,354	15,392	102,453	402	2,197	24,423	154,004
	2009	27,232	173,532	8,936	51,561	16,647	111,292	376	2,032	25,959	164,885
	2010	28,912	184,213	9,314	53,770	17,847	119,407	380	2,058	27,541	175,235
	2011	30,587	194,930	9,695	55,998	19,087	127,711	384	2,083	29,166	185,792
11	2012	32,405	206,660	10,084	58,116	20,433	136,834	388	2,109	30,905	197,059
	2013	34,352	219,134	10,535	60,271	21,884	146,765	392	2,134	32,811	209,170
	2014	36,366	232,106	10,875	62,470	23,404	157,134	396	2,160	34,675	221,764
	2015	38,519	245,948	11,163	64,702	25,031	168,316	400	2,185	36,594	235,203
	2016	40,699	260,262	11,547	66,972	26,725	179,917	405	2,211	38,677	249,100
	年平均増加率 (%)										
8	1997-2001	3.99	3.79	1.73	1.47	5.37	6.14	3.06	-3.31	3.81	4.11
9	2002-2006	6.86	6.79	5.01	5.33	7.53	7.88	3.17	3.85	6.49	6.92
10	2007-2011	6.28	6.28	4.34	4.41	7.47	7.61	-0.51	-0.59	6.24	6.47
11	2011-2016	5.88	5.95	3.56	3.64	6.96	7.09	1.07	1.20	5.81	6.04

(出所)EGAT



(出所)EGAT

図 7.5.3 スクリーニング曲線分析図

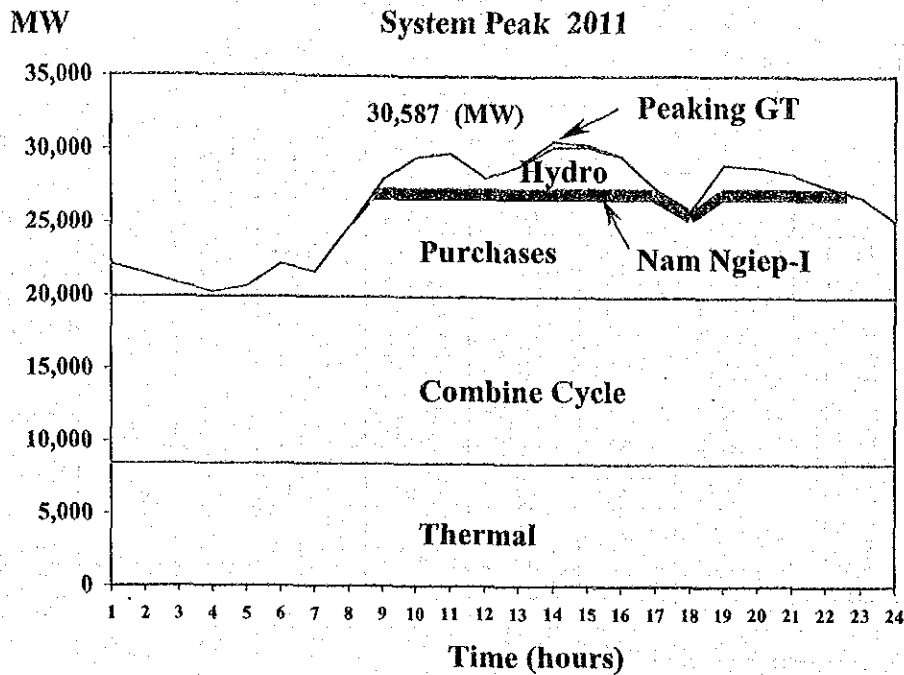


図 7.5.4 ナムニアップ-I水力のタイ国電力系統上の位置

7.5.5 電力価格想定

ナムニアップ-I水力の運開予定 2010 年末における売電価格の想定は、ラオス国における先行水力 3 案件(Theun Hinboun、Houay Ho 及び Nam Theun 2)の売電価格及びタイ国のラオス国からの電力輸入の回避コストから推定される。

1998 年に運開した Theun Hinboun 水力の価格は、4.8 ¢/kwh(1998 年価格、年上昇率 1%)、翌 1999 年に運開した Houay Ho 水力は、4.89 ¢/kwh(99 年価格、年上昇率 1%)であった。現在 PPA 交渉中の Nam Theun 2 水力の価格は、25 年間均等平均価格 4.2 ¢/kwh(2008 年運開後価格、年上昇率 1.3%)と見込まれる。これらの価格は加重平均価格であり、発電モード別の 1 次エネルギー及び 2 次エネルギー価格の内訳が不明なため、あくまでも目安に過ぎない。

Nam Theun 2 水力の低価格は、PPA 交渉が必要が落ち込み 40%近い供給予備率を抱えていた EGAT の買手市場の時期に行われたことを反映している。ただし、低価格でも十分採算がとれることは Nam Theun 2 水力の経済性の良さを意味している。実際、Nam Theun 2 水力の PPA 交渉過程で、EGAT はベースロードプラントの回避費用を 4.1 ¢/kwh、そして中間ロード運転については primary energy 5.4 ¢/kwh、secondary energy 4.0 ¢/kwh を提示したようである(価格水準はいずれも 2001 年である)。Nam Theun 2 水力は 1 日 16 時間運転の中間ロードプラントとして計画されているが、それでも価格は低い価格レベルに設定された。

さて、今から 10 年後の電力料金を予想することは難しい。しかし、2 つの情報ソースから推定することは可能である。1 つはタイ国 NEPO が 2000 年 3 月に公表している Thailand Power Pool and Electricity Supply Industry Reform Study(Phase 1)のレポートである。このレポートに

よれば、2000年代始めは価格が低位に推移したが、2009年から2011年頃には予備率の低下を反映して(表7.5.3によればこの期間の予備率は15%まで低下する見込み)、電力プール価格は高騰するだろうとみている。この頃には経済性の低い発電プラントも商業ベースに乗るだろうともみている。

もう1つのソースはシンガポール国電力プール価格の動向である。同国では1998年4月から電力プール市場が開設されており、プールを通じた電力取引が定着している。タイ国でもシンガポールと同様なプール市場が、本プロジェクトが運開する2011年までには導入されよう。従ってシンガポールのプール価格がどのように変動しているかをみることは、タイ国の将来のプール価格を予想する上で有力な手がかりを与えてくれる。

図7.5.5は2001年における代表的なプール価格の推移を示している。平日ではピーク価格6~7¢/kWh、オフ・ピーク価格が3~4¢/kWhで推移し、土曜日では各々5~6¢/kWh及び3~4¢/kWhとなっている。ナムニアップ-I水力は平日及び土曜日の中間ピーク時間帯に運転を予定しており、このプール価格の動きは、本計画の将来売電価格を予想する上で参考になる。

以上の検討からタイ国では、2011年頃には中間ピーク時間帯の電力価格は少なくとも6~7¢/kWh以上になっているものと想定される。しかし、第11章で展開される経済財務分析では、6¢/kWhという控え目な価格を採用することにした。

参考：シンガポール電力プール(SEP)運用の概要

シンガポール国は、シンガポール電力プール(SEP)と称する卸売り電力市場を1998年4月に開始した。これは24時間前の事前入札マーケットであり、市場は供給業者(小売業者)が想定した需要と発電業者のオファーに基づいて入札価格が決定される。

プール運用ルールは以下の通り。発電業者は給電開始24時間前の30分毎の時間帯は発電可能な出力と価格を応札する。一方、供給業者は同じ時間帯の需要量数を申し入れる。価格の低い発電機から順次給電計画に組込まれ、類型発電量が需要量と即応予備力(スピニング・リザーブ)の合計に一致する価格が当該時間帯(30分毎)の落札価格となる。これがプール価格で当該時間帯に運転される全ての発電機に一律に適用される。

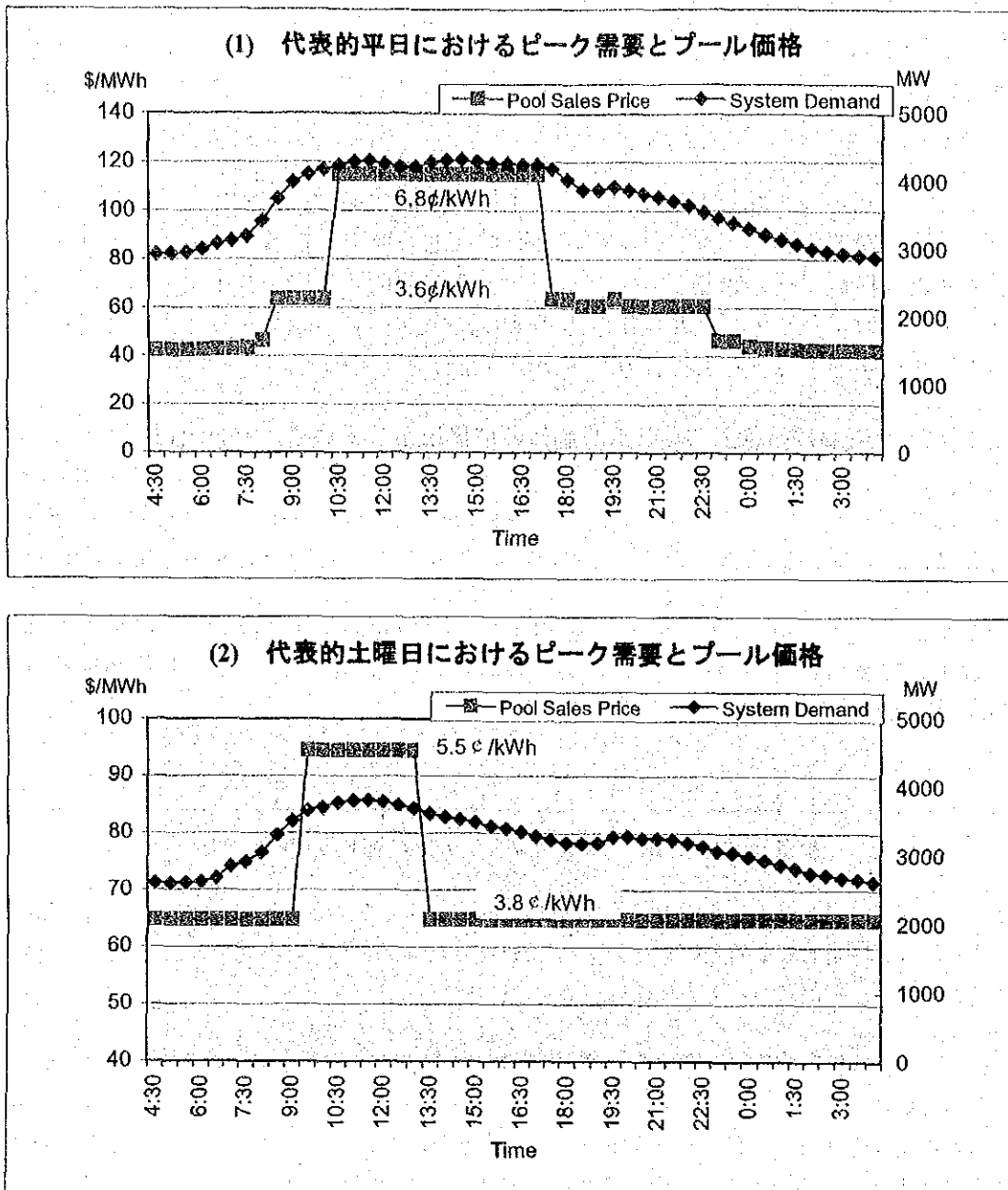


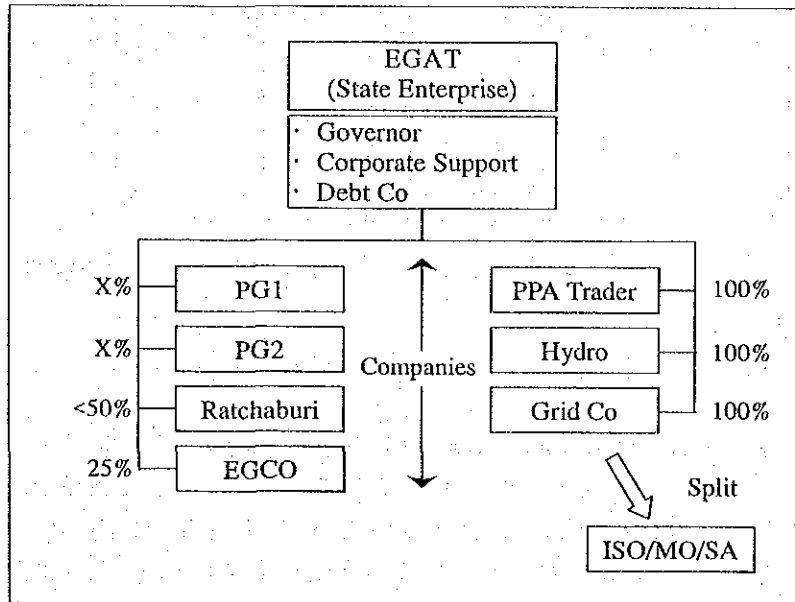
図 7.5.5 2001 年のシンガポール電力における代表的プール価格の動き

7.5.6 タイ電力市場構造改革のインパクト

タイ国の現行電力セクターは政府保有の 3 企業が支配している。EGAT は発電と送電を担い、MEA と PEA は EGAT から電気を購入し、バンコク首都圏へ(MEA)、そして残りの農村部等地方(PEA)へ配電している。

タイ国では現在、電力セクターの構造改革が進行中である。改革の柱は 2 つある。1 つは電力 3 公社の再編(分割・民営化)であり、もう 1 つは電力市場の自由化・規制緩和である。前者は公社主体で、後者は政府主導で進められている。

1992年2月の閣議で電力セクターの再編が決定された。この結果、発電、送電及び配電の各事業の分割がなされることになった。EGATは送電線(高圧分)と水力発電所のみを保有する中央の電力会社となる。EGATの火力発電所は4独立分社化(PG1、PG2、Ratchaburi、EGCO)へ転換し、4電力会社の電力は契約によりEGATへ販売される。2002年には火力発電所の独立会社を商業化し、次に2003年までに完全民営化の予定である(図7.5.6参照)。MEAとPEAはいくつかの配電会社(Disco)に分割・民営化されることになっている。



注:

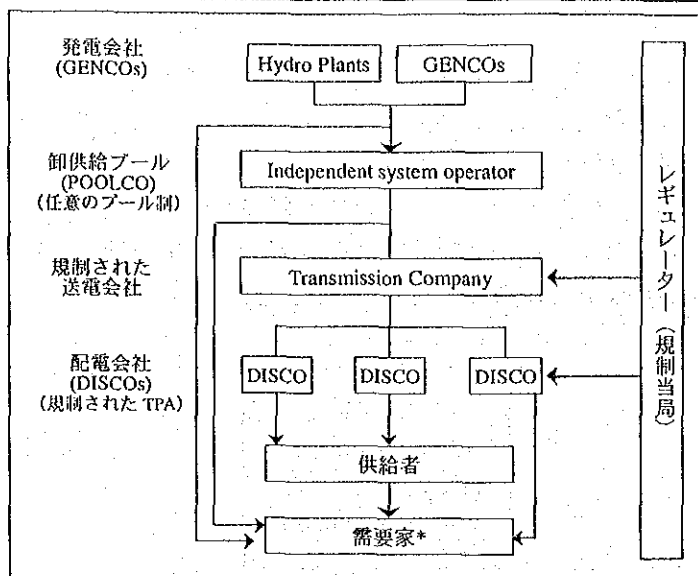
- ISO/MO/SAに分離
- 電力市場は商業運転開始
- 市場参加教育
- 2003年からPG1とPG2の売却、水力、ラチャブリ発電所の一部譲渡、発電資産の完全な売却開始。
- 運営開始。

 (出所) NEPO

図 7.5.6 電力プール導入後のEGAT組織改革

上記の再編・分割民営化と併行して電力市場の自由化も進められる。当該計画では2003年末までに完全競争電力プールが確立されることになっている。自由化モデルは、卸売市場ではシンガポールを目指す任意プール制、小売市場では規制されたTPA(第三者アクセス)が導入される予定である。このモデルでは発電、卸供給と小売り供給が競争に委ねられる。送電や配電などのシステムの機能は独占が許されるが同時に規制を受ける(図7.5.7参照)。

一方、EGATは競争移行期間において既往電力購入契約などのstranded costsを回収するための組織としてDebt Coを創設すると共に既存のIPP契約を引き継ぐ組織としてPPA Traderを設立する。また、System Operator(SO)、Market Operator(MO)とSettlement Administrator(SA)を分離独立させ、将来の電力プールの独立運営に当たらせる予定である。



注: * 大口需要家は発電会社又は電力プールから直接購入可能。規制当局は適格需要家の詳細要件について決定する。
(出所) NEPO

図 7.5.7 タイ国プール制下の電力市場構造

この自由化政策は監督官庁 NEPO(National Energy Policy Office)がイニシアティブを取って進めているアンビシャスな取り組みである。2003年までに電力プール制を開発したいという政府の意向に対し EGAT は時期尚早として延期を求めている。同年までに市場に参加できる発電会社は 8 社しかおらず十分な競争力が確保されているとは言えないこと、また、電力価格が低下するか不透明であること、また、プールシステムを確立するための法令や規則もまだ起草されておらず法整備面からも 2003 年からの開設は困難であるというのが延期の理由である。

多少時期は遅れることはあってもナムニアップが運開する予定の 2011 年までにはプールシステムは確立している。ここでは発電所はプールへの入札参加が基本となる。もちろん、このプールは強制ではないので、PPA Trader、配電会社、大口需要家との相対契約 (一種の PPA 契約) を締結するオプションも残されている。

現在起草中のタイ電力マーケット運用ルール(2001 年 4 月起草 2.0)によれば卸売り市場は電力スポットとスピニング・リザーブスポットの 2 つのスポットマーケット及び市場外取引である相対契約(一種の PPA)より構成される(図 7.5.8 参照)。

オフ・ピーク時間帯の電力スポット価格は最も効率的な火力発電機の短期限界価格(ほとんど燃料代で占められる)で低く設定される。ピーク時間帯ではこの電力スポット価格にスピニング・リザーブ価格が付加され価格は高くなる。これはピーク需要を満たすために新しい発電ユニットのキャパシティ料金(capacity charge)が反映されるためである。キャパシティ・コストが高く、運営・燃料コストが低い発電ユニットはシステムにスピニング・リザーブ容量を提供することにより支払いを受ける。水力発電所はこのようなタイプの代表的例であり、負荷急増に即応できる優れた特性を有するユニットとして位置付けられる。プール市場はまた

長期的相対価格市場を併設している。ここでは水力発電のような発電所は電力スポット価格入札にはなじまず、配電業者、供給業者、大口需要家さらには他の発電業者といったバルク購入者(bulk purchaser)と相対契約(一種の PPA)を結んで運営するのが一般的である。

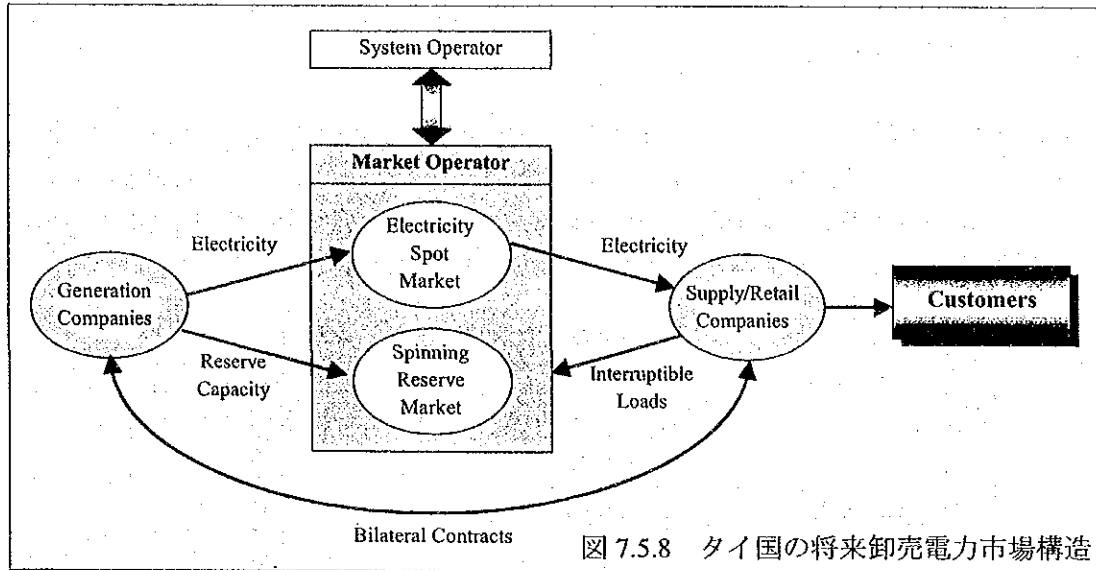


図 7.5.8 タイ国の将来卸売電力市場構造

電力プールの導入が電力価格にどのようなインパクトを与えるか予測することは難しい。上述したように長期 PPA による取引を行っている水力発電所の多くはプールには参加せず、バルク購入者と相対契約を結んで安定的売電収入を図ることになる。将来プール制が定着したとしても、現在、存在している輸出用 IPP に適用されるものと同様な価格決定メカニズムが機能するものと思われる。それは長期的電力取引のために電力購入者に入手可能な価格最小代替電源(least cost alternative)の価格に左右される。これは常用(プライマリー)水力発電よりの電力輸出協定のほとんどに適用されよう。

多くの発電会社が参加する成熟したプール市場では競争原理が働き一般的には、市場価格は導入前より低下することが予想される。しかし、かかる状況下でも市場価格が第 7.5.5 章で推定したベンチマーク・プライスから大きく乖離することはあり得ないであろう。EGAT との現行 PPA 価格相場は IPP 間の激しい競争の下で設定されたものであり、EGAT にアベイラブルな費用最小代替案を反映したものである。プール市場の開設により更なる価格低下圧力が働くとは考えにくい。従って、Pool 市場下でも推定した価格水準は維持されよう。

7.5.7 結論

ナムニアップ-I 水力の運開予定年 2010 年末においては、2,300 MW から 2,800 MW の新規電源の手当が必要であり、本事業はその候補の 1 つである。260MW 程度は容易に市場に吸収される。しかし、他の市場参加者との競争の勝つためには、想定されたベンチマーク価格 6¢/kWh で中間ロードプラント(利用率 50%以上)として稼働できることが必要である。民間 IPP 事業として実現するためには、推定されたベンチマーク価格レベルで民間投資家にとって魅力ある収益性を上げられるかどうか、あるいは、そのような収益性を確保するために低利な資金調達を組成できるかどうかが決り手となる。

7.6 ベトナムへの電力輸出の可能性

7.6.1 電力セクター概要

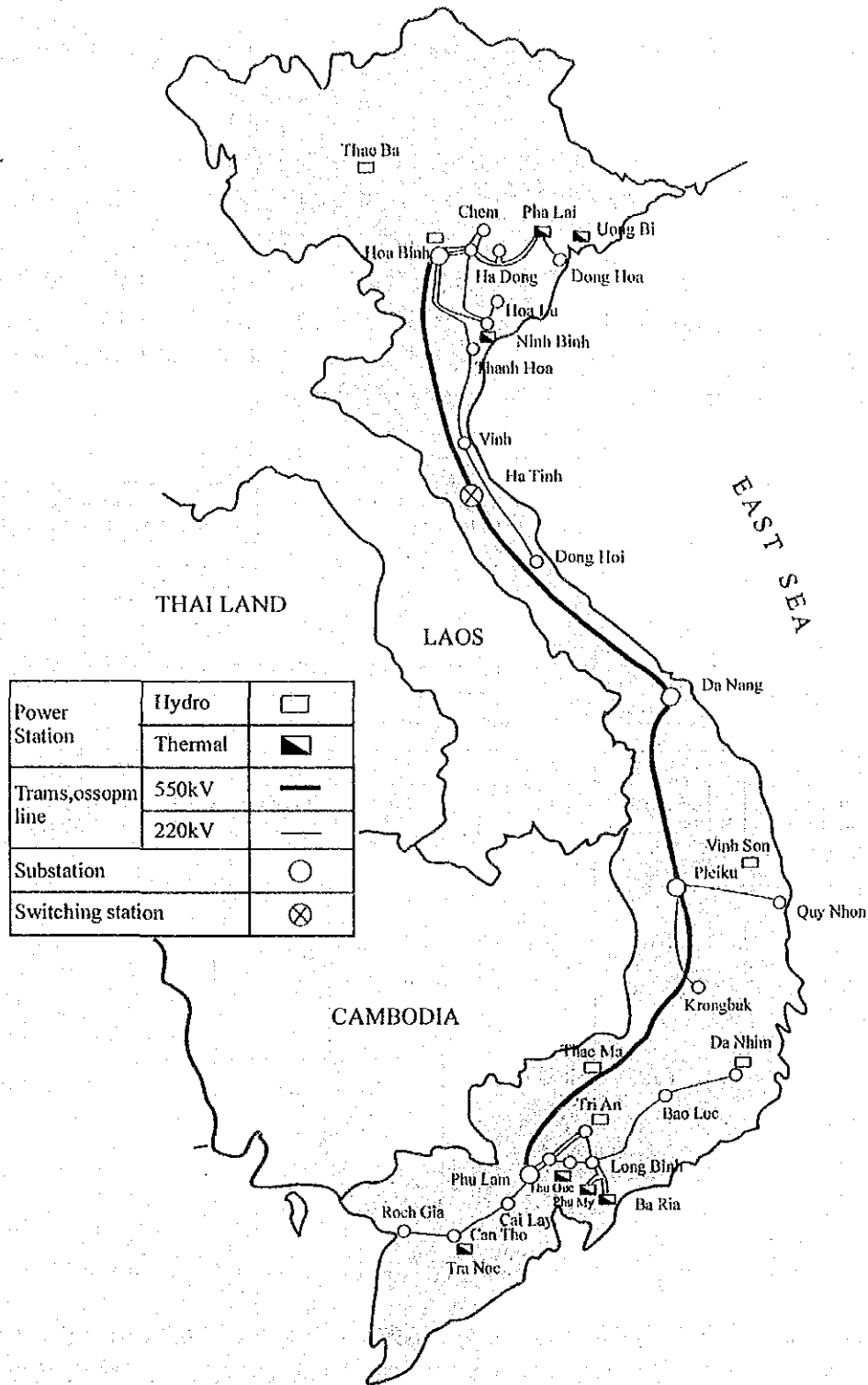
ベトナムの総発電設備容量は 2000 年末現在約 6,900MW に達している。電源別内訳は水力 3,284MW(シェア48%)、石炭火力 843MW(同 12%)、ガスタービン 1,794 MW(同 26%)、ディーゼル&石油 941 MW(同 14%)となっている(表 7.6.1 参照)。発電電力量は 1996 年の 16,960 GWh から 2000 年には 26,594 GWh まで年平均増加率 12%で増加している。

表 7.6.1 ベトナム国の発電設備(2000 年末現在)

地 域	発電所名	設備容量 (MW)
北部		2,732
Hydro	Thac Ba	108
	Hoa Binh	1,920
Thermal (coal)	Small Hydro	17
	Ninh Binh	100
	Uong Bi	105
	Pha Lai	440
Gas turbine		34
Diesel		8
中部		715
Hydro	Vinh Son	66
	Yaly	360
	Song Hinh	70
	Small Hydro	29
Diesel		190
南部		3,415
Hydro	Da Nhim	160
	Tri An	400
	Thac Mo	150
	Small Hydro	4
Thermal (coal)	Thu Duc	165
	Can Tho	33
	Thu Duc	70
Gas turbine	Ba Ria	300
	Can Tho	150
	Phu My 2.1	526
	Phu My 1	120
	Hiep Phuoc (IPP)	375
	Amata (IPP)	169
Oil & Diesel		743
合 計		6,862

(出所)EVN

ベトナムの電力系統は南北に細長い国土を反映して、3つの地域(北部/中央部/南部)に分けられる。3つの地域は94年に1,500 kmの500 kV基幹送電線の完成により一応連系をみたものの、実際には各々独立した給電指命下、運営されている(図 7.6.1 参照)。北部にはベトナム最大の発電所 Hoa Binh 水力(1,920 MW)がある。北部には多くの石炭火力発電所もあり、地域の総設備容量は 2,732 MW に達する。南部は石油と天然ガスを燃料とするガス・タービン発電所が多く、また小規模水力発電所もあり、総設備容量は 3,415 MW となっている。中央部は水力とディーゼル発電所が主体で設備容量は 715 MW に達している。



(出所)Final Report on JICA F/S of Dong Nai No. 3 & 4 Hydropower Project, Mar. 2000

図 7.6.1 ベトナム国既設主要電力設備位置図(1999 年末現在)

前述のように 3 つの地域は 94 年に 500 kV 基幹送電線により連系され、北部の余剰地域かあ南部への不足地域への電力融通が可能となった。地域内の送電システムは北部と南部は 220

kV 一次送電システムと 110 kV 二次送電システムより構成されている。中央部では 110 kV 送電線が海岸沿いの需要センターを連結している。

ベトナムの電力行政は主として計画・投資省(MPI)、工業省(MOI)とベトナム電力公社(EVN)の3つの組織が関与している(図 7.6.2 参照)。MPIは関係省庁と協議の上、国家エネルギー戦略と政策(電力セクターマスタープランを含む)を立案し、首相に提出し承認を得る。MOIは電力マスタープラン等の政策実施のため電力部門を統轄するとともに、EVNの指導・監督に当たる。EVNは国内電力設備の計画、設計、建設及び運営に責任を負う国営企業である。EVNはいくつかの電力会社を傘下に持ち、電力設備の実際の運転・保守に従事させている。EVNはまた傘下の電力建設会社と送電会社の監督も任っている。

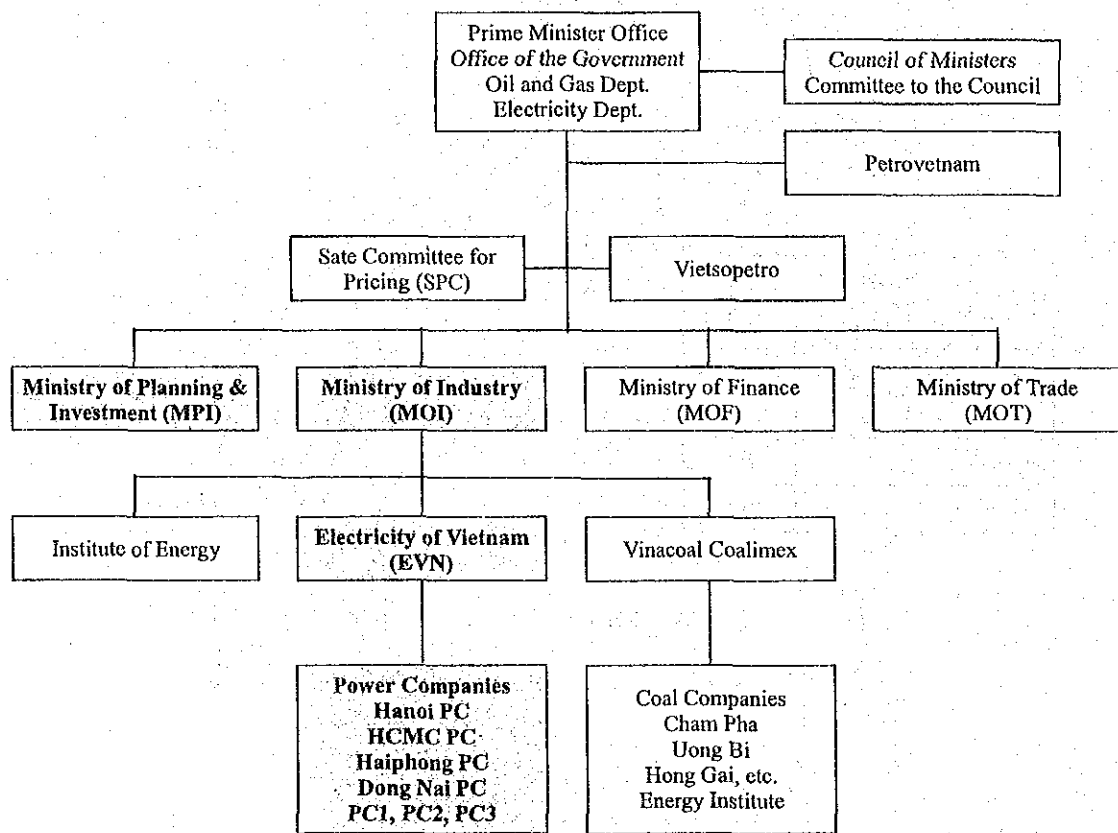


図 7.6.2 ベトナム国電力セクター組織図 (出所)ベトナム工業省(MOI)

最近5年間(1996年～2000年)の最大電力と発電電力量の推移を表 7.6.2 に示す。この5年間の年平均伸び率は、ピーク電力が 11.4%、発電電力量が 11.9%であった。この期間の GDP 成長率が年平均 6.9%であった。従って発電電力量の GDP 弾性値は 1.72 と算定される。

表 7.6.2 ベトナム国の需要(1996～2000年) (出所)EVN Institute of Energy

需要項目	Unit	1996	1997	1998	1999	2000	年平均伸び率 (%)
電力消費量	GWh	13,374	15,305	17,739	19,592	22,405	13.8
発電電力量	GWh	16,960	19,151	21,654	23,740	26,594	11.9
ピーク電力	MW	3,177	3,582	3,875	4,200	4,890	11.4

7.6.2 電力開発計画

(1) 電力需要予測

ベトナムにおける電力需要の最新予測は EVN によれば表 7.6.3 のようになっている。EVN は低成長、ベース・ケース、高成長の 3 つのシナリオに基づいて需要予測を行っている。現在の電力開発計画(2001~2020)はベース・ケースに基づいて策定されている。

表 7.6.3 ベトナム国電力需要予測(ベース・ケース)

項目	2000	2005	2010	2015	2020	年平均伸び率 (%)
ピーク電力 (MW)	4,487	7,802	11,653	17,847	26,854	9.4
- 年増加率 (%)	12.4	11.7	8.4	8.9	8.5	-
発電電力量 (GWh)	26,000	46,459	70,437	109,439	167,022	10.1
- 年増加率 (%)	12.9	12.3	8.7	9.2	8.8	-
GDP 成長率 (%)	7.2	7.2	7.2	6.5	6.5	6.8
発電電力量の GDP 弾性値	1.79	1.71	1.21	1.42	1.35	-

注： 年増加率と GDP 成長率は対応する年度を終了年とする 5 年間の平均伸び率。

(出所) EVN, Master Plan of Vietnam Power Development for the period of 2001-2020, October 2000

需要予想における GDP 成長率は、2001~2010 年は年率 7.2%、2010~2020 年は 6.5%と想定される。

ピーク電力は、今後 20 年間で年平均 9.4%で伸びるものと予測される(2000 年 4,487 MW→2020 年 26,854 MW)。ピーク電力の年平均増加は 1,120 MW に達する。それを満たすために、毎年平均で 1,400 MW の新規電源開発が必要となる(供給予備率 25%と仮定)。

発電電力量は、2000 年の 26,000 GWh から 2020 年には 167,022 GWh へと年平均 10.1%で伸びるものと想定される。対応する電力需要の GDP 弾性値は 1.79 から 1.35 へと推移するものと予測される。

(2) 長期発電計画

上記のベース・ケース需要想定に基づいて作成された EVN の最新の長期発電計画を電源別にまとめると表 7.6.4 のようになる。これによると、2000 年までは IPP を含む国内電源計画で需要をカバーでき、海外からの電力購入は 2007 年から必要になる。2020 年までに新規に必要となる発電能力は 34,791 MW に達する。計画では同年までに国内で 30,791 MW 開発し、近隣諸国からの買電必要量は 4,000 MW に達するものと想定される。

表 7.6.4 ベトナム国電力開発計画(ベース・ケース)

No.	発電所のタイプ	年													
		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020	
設備容量 (MW)															
1	Hydro power	3,234	3,830	4,066	4,138	4,138	4,508	4,901	5,371	5,871	6,141	6,461	10,206	12,794	
2	Pump storage power												400	1,000	
3	Imported power								300	300	700	1,000	2,000	4,000	
4	Coal TP	640	1,240	1,340	1,440	1,890	1,890	1,890	2,190	2,490	2,640	2,940	3,340	4,840	
5	Gas + Oil TP	2,252	2,701	2,521	2,953	3,823	4,777	5,137	5,497	5,857	6,217	6,517	8,737	10,857	
6	Geo-thermal						50	100	100	100	100	100	100	100	
7	Nuclear energy													1,200	
	Total capacity	6,126	7,771	7,927	8,531	9,851	11,225	12,028	13,458	14,618	15,698	17,018	24,783	34,791	
	Peal Load	4,487	5,012	5,598	6,253	6,985	7,802	8,454	9,160	9,925	10,755	11,653	17,847	26,854	
	Reserve Margin														
	- Rain season	36.5%	55.0%	41.6%	36.4%	41.0%	43.9%	42.3%	46.9%	47.3%	46.0%	46.0%	38.9%	29.6%	
	- Dry season	8.7%	34.9%	24.5%	20.0%	18.4%	22.7%	26.0%	30.4%	31.1%	32.1%	32.7%	30.0%	23.1%	
容量のシェア (%)															
1	Hydro power	52.8%	49.2%	51.3%	48.5%	42.0%	40.2%	40.8%	39.9%	40.1%	39.1%	38.0%	41.2%	36.8%	
2	Pump storage power												1.6%	2.9%	
3	Imported power								2.2%	2.1%	3.8%	5.9%	8.1%	11.5%	
4	Coal TP	10.4%	16.0%	16.9%	16.9%	19.2%	16.8%	15.7%	16.3%	17.0%	16.8%	17.3%	13.4%	13.9%	
5	Gas + Oil TP	36.8%	34.8%	31.8%	34.6%	38.8%	42.6%	42.7%	40.8%	40.1%	39.7%	38.2%	35.3%	31.2%	
6	Geo-thermal						0.4%	0.8%	0.8%	0.7%	0.6%	0.6%	0.4%	0.3%	
7	Nuclear energy													3.4%	
	合計	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	

(出所)EVN, Electricity Market in Vietnam for Period 2001-2020, October 2000

7.6.3 ベトナムへの電力輸出計画

ラオス政府とベトナム政府の2国間協定によれば、2010年までにベトナム国はラオス国から1,000MWの電力を購入することになっている。具体的な輸入計画は表7.6.4に示すように、2007年迄に300MW、2009年迄に追加400MW、2010年迄に更に300MWとなっている。

ラオス政府の最新電力開発計画によれば、ベトナム国への輸出用電力プロジェクトの候補案件として次の7つのIPPがリストアップされている(表7.4.14 輸出向けIPP発電計画参照)。

表 7.6.5 ラオス国のベトナム国への輸出用電力プロジェクト

No.	プロジェクト名	出力	発電開始年
1.	Nam Mo	105 MW	2007
2.	Xe Kaman 3	218 MW	2012
3.	Nam Kong 1	240 MW	2012
4.	Sekong 4	440 MW	2014
5.	Sekong 5	253 MW	2014
6.	Nam Theun 1	400 MW	2014
7.	Nam Theun 3	236 MW	2016
Total		1,892 MW	-

取引価格については以下に示すように、タイ国に比べて厳しい条件となっている。

- (i) ADBのPSSSレポートによれば、ベトナムの平均電力生産原価は約3.0US\$/kWhである。現在、ベトナム国での天然ガス価格はタイ国原価よりも安い。更にこの報告書は、EVNの電力輸入の料金限度は、ベトナム国内のIPPからの購入単価である4.2US\$/kWhであろうとも述べている。ベトナム国への電力引渡地点としては、ラオス国Sekong県Ban Sokとベトナム南部のPleikuの経路とラオス国Khammouane県Nam Phaoとベトナム中央のNghe tinh県のHa Tinhを結ぶ2経路である。
- (ii) 2001年7月に訪越した本調査団に対するEDLの説明によれば、ラオス政府とベトナム政府との電力輸出交渉では、技術的な問題はないが、顕著な進展もみられないとのことである。ベトナム側は、ラオス政府に対してベトナムの電力生産価格である4.0US\$/kWhの国境引渡単価を求めている。交渉は引き続き行われることになっている。

このように、ラオス国からベトナム国への電力輸出については、価格面でタイ国より厳しいのが現状である。しかし、ベトナム国では旺盛な電力需要が見込まれる一方、財政的にみて国内電源開発は遅れがちとなっている。今後は海外からの買電依存度は益々高くなるものと思われる。かかる観点から、ラオス国からベトナム国への電力輸出の優先度と可能性は高い。従って、タイ国への輸出を想定しているナムニアップ水力については、タイ側の出方次第ではベトナム国への切り換えも、将来の選択肢の1つとして残しておくべきであろう。

7.6.4 電力開発への民間参入状況

現行の電力開発計画(2001~2020)では、EVN は新規電源開発所要資金のうち 20%程度を IPP により調達したいと希望している。

ベトナム国の IPP は大きく 2 つに分けられる。

- (i) 輸出加工区と工業団地入居企業向け電力供給
- (ii) 20 年の BOT ベースによる EVN への電力供給

ベトナム国の IPP の歴史は浅く、1998 年に運開した前者の工業団地向けの IPP(Hiep Thuoc)が最初のものであった。次に Hai Phong 工業団地向けの野村の自家発(50 MW ディーゼル)が続いている。さらに 120MW ガス発電プラントである Bien Hoa (Amata パワー所有)も稼働している。現在稼働中の IPP は 3 つである。

BOT 方式の IPP は、1997 年に契約締結した Wartsila(300 MW)を皮切りに数多くの商談が進んでいる。2001 年末現在の個別案件の進捗状況をまとめると表 7.6.6 のようになる。このうち注目されるのは、Phu My 2.2/3 火力の PPA が締結されたことである。これにより長年課題であったベトナム国での IPP が成功することが立証された。今後の IPP ビジネスの発展が期待される。

水力発電の BOT としは、現地建設業者が 72 MW の Can Don 水力を建設している。なお、ADB が F/S を行ったセザン 3 水力(260 MW)については、IPP としてのプロモーションは断念されたようである。

表 7.6.6 ベトナム国 IPP 及びプロジェクトの現状(2001 年末現在)

Project	Type	MW	COD	Project Status	Developer
Bac Binh	hydro	52	2006+	Development	Song Da Construction
Ca Mau-1	gas	720	2005	EPC awarded	Petrovietnam
Cam Pha	coal	300	2005+	Development	Vinacoal
Can. Don	hydro	72	2003	Construction	Song Da Construction
Cao Ngan	coal	100	2005	EPC awarded	Vinacoal
Chu Linh/Coc San	hydro	77	2006+	Development	Vinaconex
Haiphong	coal	600	2006+	Development	EVN/Vinacoal/VIC
Na Duong	coal	100	2004	Construction	Vinacoal
Nam Chien	hydro	130	2006+	Development	Song Da Construction
O Mon	gas	600	2005+	Development	EVN/Uncoal
Phu My 2.2	gas	720	2004	Financing	EdF/Sumitomo/Tepeco
Phu My 3	gas	720	2003+	Financing	BP/Sembcorp/Kyushu
Ha Thanh	coal	600	2007+	Development	EVN/Vinacoal
Sesan PoKo	hydro	132	2006+	Development	Song Da Construction

(出所)Power in Asia #356(25 June 2002)(EUN 及び発電会社発表資料)

第 8 章 発電計画

8.1 概要

第 1 フェーズ調査では、IPP 事業として必要とされる経済性を満足すると同時に、貯水池上流域に開けるサイソンブン県タトム郡タピアン地区(全 14 箇村)の大部分が、水没回避できる最も望ましい代替案として、常時満水位 FSL.320m のダム開発が提案された。

しかしながら同調査では、貯水池容量、ダム貯水池への流入量、近隣諸国への電力輸出の見通し等の前提条件に不確実性が残ったため、これらの事項について本第 2 フェーズ調査で重点的に見直しを行った。これらの新たに入手したデータに基づき、第 1 フェーズ調査にて提案された最適開発計画規模の妥当性の確認を実施した。

8.2 貯水池運用

8.2.1 貯水池運用検討の条件

ナムニアップ-I 水力発電計画の最適開発規模を選定するために、シミュレーションモデルを用いて貯水池運用解析を実施し、各代替開発規模に対して発電出力及び年発電力量の計算を行った。

シミュレーションモデルには貯水池容量曲線、放水池水位流量曲線、ダム地点での流入量、蒸発散量、水力機器定数、及びピーク発電時間を固定条件として入力した。

(1) 貯水池容量曲線

本第 2 フェーズ調査にて作成された 1:10,000 地形図を下に、図 8.2.1 に示すように貯水池面積・容量曲線を作成した。標高 320m での貯水池面積と容量はそれぞれ 66.94 km²、2,241.2 mil.m³と算出された。

得られた容量曲線と第 1 フェーズ調査でのものの比較を表 8.2.1 に示した。差異は比較的小さいことが見て取れる。

表 8.2.1 貯水池容量曲線の比較

標高 (EL.m)	貯水池容量 (百万 m ³)		比率 (%)
	第2フェーズ調査	第1フェーズ調査	
300	1,201.2	1,135.4	106%
320	2,241.2	2,279.4	98%
340	3,981.2	4,158.9	96%
360	6,575.2	6,781.5	97%

(2) 放水庭水位

ナムニアップ-I 発電所放水庭からハトカム村流量観測所までの区間における不等流計算により、図 8.2.2 に示すようなエネルギー線分布を得た。不等流計算に当たっては、本調査で現地再委託業務として実施した河川横断図を用いた。

ダムサイトが急流河川であることから、水車からの放流量による放水庭水位は同エネルギー線に基づき求めた。その結果、代替発電規模の最大使用流量に対する放水庭水位が、各ケースで EL.181m 前後となり、第1フェーズ調査時に推定した EL.175m よりも約 6 m 高くなることが判明した。この相違は河川横断測量結果に基づき、ダム下流の河床高を見直したことにより生じたものである。

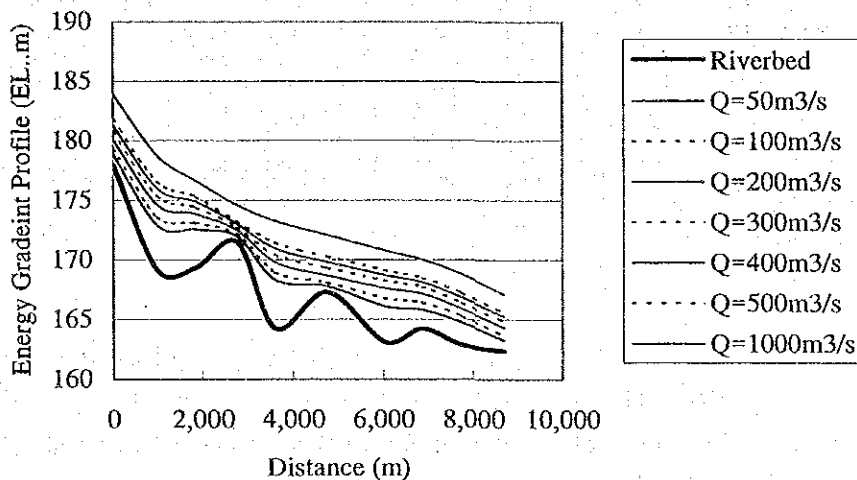


図 8.2.2 放水庭下流のエネルギー線分布

(3) ダム地点流入量

ダム地点流入量には、本報告書の第 5.5 章に詳述されている水文解析により得られた長期流入量を採用した。解析では、1971 年から 2000 年までの 30 年間の月流入量をカバーしており、年平均は 147.2 m³/s となった。これは第1フェーズ調査で用いた 162.3 m³/s の約 91% に相当する。

表 8.2.2 ダム地点での流入量

Site: Proposed Dam Site		Unit: m ³ /sec												
Year	Month	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Annual Mean
	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.		
1	1971	81.7	70.8	93.7	73.4	131.6	233.3	412.3	263.0	214.3	133.0	107.1	88.3	158.5
2	1972	74.0	60.8	53.3	73.1	91.1	242.0	231.6	279.5	143.0	118.0	86.8	71.6	127.1
3	1973	59.1	50.9	40.3	34.4	80.3	120.5	139.7	208.2	272.0	103.8	80.4	65.4	104.6
4	1974	55.5	46.9	37.2	36.5	55.7	92.9	159.6	243.1	197.8	84.8	70.4	58.6	94.9
5	1975	49.9	39.7	33.7	32.2	107.1	299.8	157.6	192.4	226.0	168.6	95.3	80.2	123.5
6	1976	65.0	72.4	48.4	44.4	68.6	150.8	175.2	316.1	230.3	184.8	106.4	86.0	129.0
7	1977	71.7	59.6	51.9	46.1	51.8	108.6	298.5	163.6	215.0	91.9	77.0	63.0	108.2
8	1978	53.7	43.9	39.0	67.9	40.8	288.6	250.6	302.2	349.5	161.1	110.8	92.1	150.0
9	1979	77.4	63.9	55.4	50.3	169.8	172.3	202.0	189.8	130.5	85.0	68.7	57.3	110.2
10	1980	48.2	38.5	35.3	34.3	100.0	233.2	276.1	325.9	296.6	136.6	110.6	91.9	143.9
11	1981	77.0	63.0	54.3	66.8	114.3	186.8	332.4	273.7	293.5	210.5	115.7	96.4	157.0
12	1982	80.6	66.0	63.2	93.9	130.3	234.9	266.8	403.5	382.6	237.7	145.7	120.3	185.5
13	1983	99.9	103.5	86.6	83.9	122.6	164.8	329.2	354.7	308.2	209.1	142.5	111.6	176.4
14	1984	96.0	81.4	64.7	69.1	114.6	178.4	219.9	276.9	262.7	131.7	105.3	86.4	140.6
15	1985	71.6	59.6	51.7	57.9	275.0	296.2	327.1	250.5	241.3	139.2	111.9	95.2	164.8
16	1986	78.8	64.7	55.8	77.1	78.7	201.3	139.2	231.8	202.8	131.3	88.8	73.9	118.7
17	1987	60.5	52.5	41.7	36.3	64.5	211.1	264.3	317.9	320.4	200.3	116.4	96.4	148.5
18	1988	98.1	76.0	70.2	90.4	128.7	301.7	338.4	307.2	255.0	206.9	126.4	105.6	175.4
19	1989	86.7	73.1	70.3	110.6	114.2	268.7	214.7	288.1	233.9	164.2	109.6	91.2	152.1
20	1990	76.6	63.2	60.2	58.0	75.7	346.8	547.0	340.5	300.5	321.0	163.9	133.7	207.3
21	1991	110.5	92.5	78.9	92.1	98.1	190.4	278.1	311.3	245.5	145.4	108.7	89.7	153.4
22	1992	81.0	64.2	56.1	47.5	52.3	186.4	223.7	224.6	155.0	101.3	81.4	74.1	112.3
23	1993	57.3	48.6	38.8	46.5	97.9	232.2	414.1	294.3	198.6	149.7	108.5	89.7	148.0
24	1994	75.8	66.6	69.4	84.3	102.5	247.5	258.3	300.9	249.2	179.7	124.9	100.7	155.0
25	1995	83.4	69.5	58.4	64.4	128.5	210.8	381.5	464.4	306.8	159.6	128.7	107.1	180.3
26	1996	88.0	74.4	63.6	63.2	118.6	220.8	295.1	435.6	288.2	158.0	157.3	110.0	172.7
27	1997	91.4	77.3	67.8	131.3	167.2	190.8	342.6	347.1	337.7	182.0	136.3	112.9	182.0
28	1998	93.8	79.6	65.0	66.2	107.6	167.9	247.1	214.9	185.9	104.4	85.2	71.2	124.1
29	1999	59.0	50.8	43.2	43.8	227.7	251.8	237.4	331.0	292.6	158.0	117.8	98.2	159.3
30	2000	81.9	70.1	58.4	89.7	152.8	229.5	209.4	295.8	305.0	151.2	110.8	91.9	153.9
Average		76.1	64.8	56.9	65.5	112.3	215.4	272.3	291.6	254.7	157.0	110.0	90.4	147.2

Source: JICA Study Team (2002)

(4) 蒸発散

本報告書の第 5.7 章に詳述されているように、シミュレーションで用いた貯水池蒸発散量は、1971 年から 2000 年までの月間パン蒸発量に 0.8 を乗ずることで推定した。その結果、年平均蒸発量は 1,268 mm と見積もられた。また純蒸発散量は、同値から年平均降雨を減ずることで、557.8 mm と見積もられた。

(5) 水力発電機器特性

輸出用ユニットの発電機及び水車の総合効率は、0.88 と仮定した。定格落差は、定格水位 (FSL から有効水深の 1/3 下位として設定) から放水庭水位を減じて得られた値の 97% とした。また、最低使用流量は水車 1 台あたりの最大使用流量の 50% とした。

(6) ピーク発電時間

本報告書の第 7 章に詳述されているように、ナムニアップ-I 発電所は設備利用率を 50% 未満とした場合には、経済性において競争相手となるタイ国内コンバインドサイクルによる IPP

発電所に劣る結果となる。このため、EGAT などの買電先が経済性に勝る電力をこれらの IPP から優先的に購入することが想定される。

したがって本検討では、ナムニアップ-I 発電所を中間ピークロード対応として設定した。但し貯水池運用解析は、16 時間及び 12 時間の 2 ケースについて比較検討を行った。又、EGAT は日曜日及びタイ休日には買電を行わないと仮定し、年に 60 日間発電が休止とした。

8.2.2 貯水池運用ルール

貯水池内の水収支は、下記の式を用いて計算した。

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

ここで、 S_i : 当月の貯水量

S_{i-1} : 前月の貯水量

I_i : 当月の流入量

O_i : 当月の流出量

EV_i : 当月の蒸発量

貯水池運用モデルに入力される流量、蒸発散、発電使用流量等は、月ベースにて扱った。本検討に用いた貯水池運用ルールは、以下の通りである。

- (i) 初期貯水池水位を FSL に設定する。
- (ii) 貯水池水位が定格水位を上回った場合には、ピーク時発電として設備容量にてフル運転する。
- (iii) 貯水池が満水になった場合には、ピーク時発電に加えてオフピーク時の運転を行う。
- (iv) 貯水池水位が定格水位を下回った場合(但し、MOL 以上)には、その水位にて発電可能な最大出力にてピーク時発電を行う。
- (v) 貯水池水位が MOL に達した場合には、水位が MOL 以下に降下しない流量にて、ピーク時発電を行う。

シミュレーションモデルにて扱う固定条件及び変数のリストを表 8.2.3 に示す。また、シミュレーションのフローを図 8.2.3 に示す。

表 8.2.3 シミュレーションモデルの固定条件と変数

Item	Symbol	Unit	Description
1 Fixed Condition			
1) Reservoir HAS Curve	f1		(function of reservoir water level)
2) Tailrace HQ Curve	f2		(function of tailwater level)
3) Monthly Inflow Discharge	Vin	mil.m3	= 147.2 m3/s in annual average
4) Monthly Evaporation Depth	Evap	m	= 557.8 mm in annual total
5) Combined Efficiency for Turbine and Generator, IPP	η_1		= 0.88 for IPP units
6) Combined Efficiency for Turbine and Generator, EDL	η_2		= 0.84 for EDL unit
7) Ratio of Minimum Plant Discharge	μ		= 50% of max. plant discharge for one unit
8) Ratio of Loss Head	β		= 3% of gross head
9) Acceleration of Gravity	g		= 9.8
10) Riverbed Level	RBL	EL.m	178m
2 Independent Variables for Alternative Schemes			
1) Full Supply Water Level	FSL	EL.m	
2) Minimum Operation Level	MOL	EL.m	(min head/max head >70%)
3) Maximum Peak Discharge (in total for IPP and EDL)	Qpmax	m3/s	
4) Ratio of Peak Discharge for EDL	α		= 0, 5, 10, or 20%
5) Peak Hours for IPP	PeakHipp	hours	= 16 or 12 hours
6) Peak Hours for EDL	PeakHedl	hours	= 24 hours
7) Monthly Operation Days for IPP	OpeDipp	days	(no operation for Sundays and holidays)
8) Monthly Operation Days for EDL	OpeDedl	days	(operation for all days)
9) Unit Number for IPP	UnitN	Nu.	= 2 units
3 Subordinate Variables			
1) Reservoir Water Level at the Beginning of the Month	WL1	EL.m	= FSL or WL2 of previous month
2) Reservoir Storage Volume at the Beginning of the Month	S1	mil.m3	= f1(WL1)
3) Reservoir Area at the Beginning of the Month	A1	mil.m3	= f1(WL1)
4) Monthly Evaporation Volume	Vevap	mil.m3	= A1 x Evap
5) Reservoir Storage Volume (step 1)	Se1	mil.m3	= S1 + Vin - Vevap
6) Max. Peak Discharge for IPP	Qpmaxipp	m3/s	= (1- α) x Qpmax
7) Max. Peak Discharge for EDL	Qpmaxedl	m3/s	= α x Qpmax
8) Monthly Outflow for Max. Peak Discharge for IPP	Vpmaxipp	mil.m3	= Qpmaxipp x PeakHipp x OpeDipp x 3600
9) Monthly Outflow for Max. Peak Discharge for EDL	Vpmaxedl	mil.m3	= Qpmaxedl x PeakHedl x OpeDedl x 3600
10) Monthly Outflow for Max. Peak Discharge (in total)	Vpmax	mil.m3	= Vpmaxipp + Vpmaxedl
11) Monthly Outflow for Min. Peak Discharge (in total)	Vpmin	mil.m3	= (Vpmaxipp/UnitN + Vpmaxedl) x μ
12) Reservoir Storage Volume for FSL	Smax	mil.m3	= f1(FSL)
13) Reservoir Storage Volume for MOL	Smin	mil.m3	= f1(MOL)
14) Rated Water Level	RWL	EL.m	= (2x FSL + MOL)/3
15) Rated Head divided by Effective Head	Hn/H		
16) Monthly Outflow for Peak Discharge (in total)	Vpeak	mil.m3	= Vpmax x Hn/H, Vpmax x (H/Hn) ^{0.5} , Se1 - Smin, or 0
17) Reservoir Storage Volume (step 2)	Se2	mil.m3	= Se1 - Vpeak
18) Max. Non-Peak Discharge for IPP	Qnpmaxipp	m3/s	= (1- α) x Qpmax
19) Max. Non-Peak Discharge for EDL	Qnpmaxedl	m3/s	= α x Qpmax
20) Monthly Outflow for Max. Non-Peak Discharge for IPP	Vnpmaxipp	mil.m3	= Qnpmaxipp x (24 - PeakHipp) x OpeDipp x 3600
21) Monthly Outflow for Max. Non-Peak Discharge for EDL	Vnpmaxedl	mil.m3	= Qnpmaxedl x (24 - PeakHedl) x OpeDedl x 3600
22) Monthly Outflow for Max. Non-Peak Discharge (in total)	Vnpmax	mil.m3	= Vnpmaxipp + Vnpmaxedl
23) Monthly Outflow for Min. Non-Peak Discharge (in total)	Vnpmin	mil.m3	= (Vnpmaxipp/UnitN + Vnpmaxedl) x μ
24) Monthly Outflow for Non-Peak Discharge (in total)	Vnpeak	mil.m3	= Vnpeak x Hn/H, Vnpmax x (H/Hn) ^{0.5} , Se2 - Smax, or 0
25) Reservoir Storage Volume (step 3)	Se3	mil.m3	= Se2 - Vnpeak
26) Monthly Spillover	Vspil	mil.m3	= Se3 - Smax, or 0
27) Reservoir Storage Volume (step 4)	Se4	mil.m3	= Se3 - Vspil
28) Reservoir Water Level at the End of the Month	WL2	EL.m	= f1 ⁻¹ (Se4)
29) Reservoir Water Level (monthly average)	WL	EL.m	= (WL1 + WL2)/2
30) Peak Discharge	Qpeak	m3/s	= f(Vpeak)
31) Spillover Discharge	Qspil	m3/s	= f(Vspil)
32) Tailwater Level under Peak Discharge	TWLP	EL.m	= f2(Qpeak + Qspil)
33) Effective Head under Peak Discharge	Hepeak	m	= (WL - TWLP) x (1 - β)
34) Peak Discharge for IPP	Qpeakipp	m3/s	= (1- α) x Qpeak
35) Peak Discharge for EDL	Qpeakedl	m3/s	= α x Qpeak
36) Peak Output for IPP	Ppeakipp	MW	= Hepeak x Qpeakipp x g x η
37) Peak Output for EDL	Ppeakedl	MW	= Hepeak x Qpeakedl x g x η
38) Peak Energy for IPP	Epeakipp	GWh	= Ppeakipp x PeakHipp x OpeDipp x 3600
39) Peak Energy for EDL	Epeakedl	GWh	= Ppeakedl x PeakHedl x OpeDedl x 3600
40) Non-Peak Discharge	Qnpeak	m3/s	= f(Vnpeak)
41) Tailwater Level under Non-Peak Discharge	TWLP	EL.m	= f2(Qnpeak + Qspil)
42) Effective Head under Non-Peak Discharge	Henpeak	m	= (WL - TWLP) x (1 - β)
43) Non-Peak Discharge for IPP	Qnpeakipp	m3/s	= (1- α) x Qnpeak
44) Non-Peak Discharge for EDL	Qnpeakedl	m3/s	= α x Qnpeak
45) Non-Peak Output for IPP	Pnpeakipp	MW	= Henpeak x Qnpeakipp x g x η
46) Non-Peak Output for EDL	Pnpeakedl	MW	= Henpeak x Qnpeakedl x g x η
47) Non-Peak Energy for IPP	Enpeakipp	GWh	= Pnpeakipp x (24 - PeakHipp) x OpeDipp x 3600
48) Non-Peak Energy for EDL	Enpeakedl	GWh	= Pnpeakedl x (24 - PeakHedl) x OpeDedl x 3600

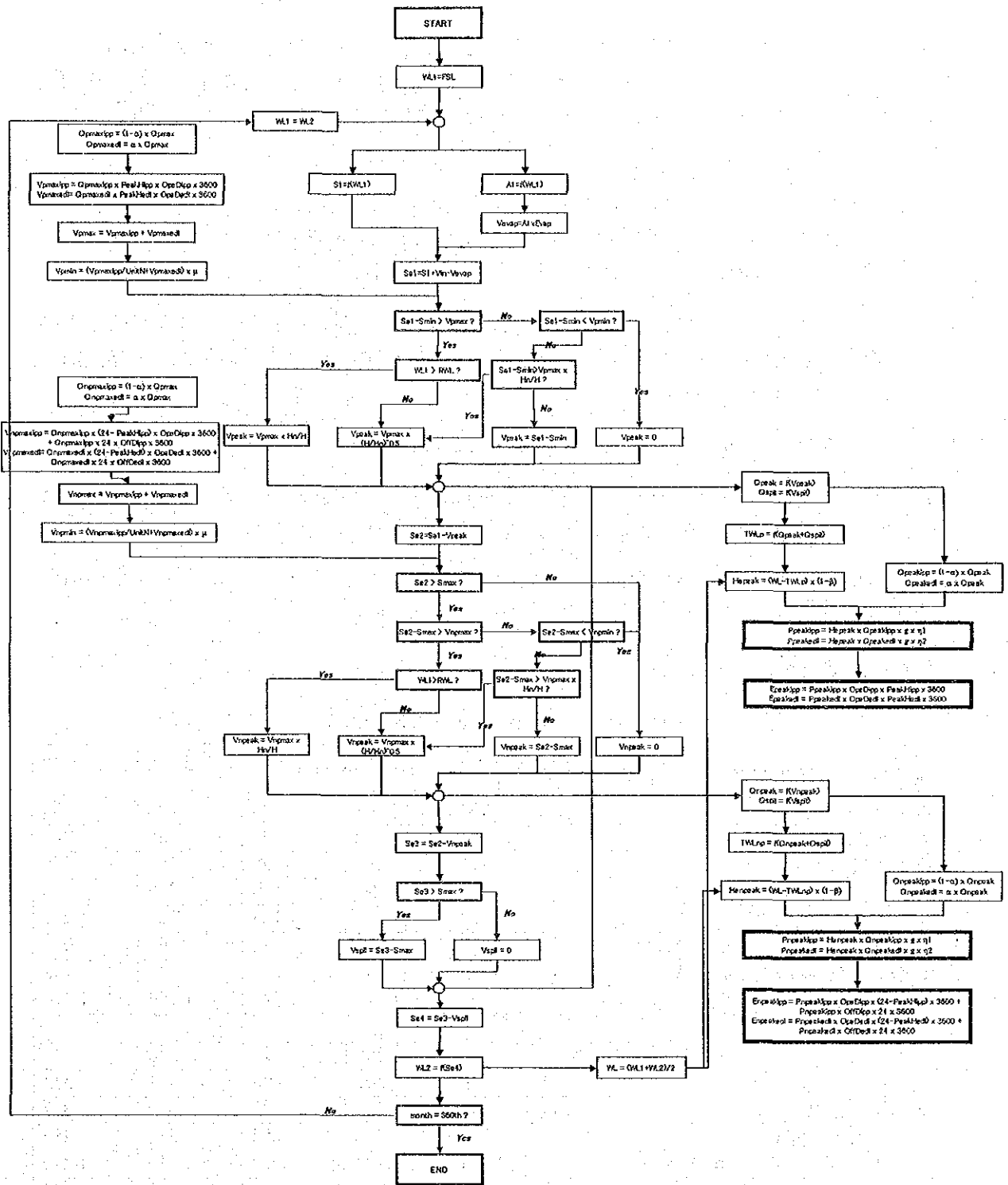


図 8.2.3 シミュレーションモデルのフロー

8.2.3 発電出力及び発電力量の計算

上述した固定条件及び貯水池運用ルールに基づき、FSL、MOL及び最大使用水量の各代替ケースについてのシミュレーションを行い、発電出力及び発電力量の計算を行った。検討は輸出電力のみを対象とし、国内消費電力用の小規模発電所設置は考慮に入れていない。計算条件は以下の通りである。

- (i) FSLの計算対象は、EL.312m～EL.328mの4m間隔とした。これは、本調査で実施した1:10,000縮尺の地形図判読により、FSLをEL.320m以下に設定すれば、タビアン地区の大部分の村落と水田が水没を免れることが明らかとなったことによる。
- (ii) MOLの設定は、堆砂位を考慮して取水口敷高より導水トンネル内径の2.5倍以上の標高に設定した。100年堆砂に相当する135 mil.m³のダム地点堆砂位は、概略検討によりEL.230mと推定した。
- (iii) 更にMOLは、最大落差に対する最低落差の比率が70%を下回らないように定めた。
- (iv) 各ダム規模にでの最大使用流量は、解析全期間(30年間)の95%期間における年間ピーク時発生電力量が、年平均ピーク時発生電力量の80%を下回らないように定めた。
- (v) 各開発規模の年間発生電力量は、16時間ピークと12時間ピークの両ケースについて計算した。

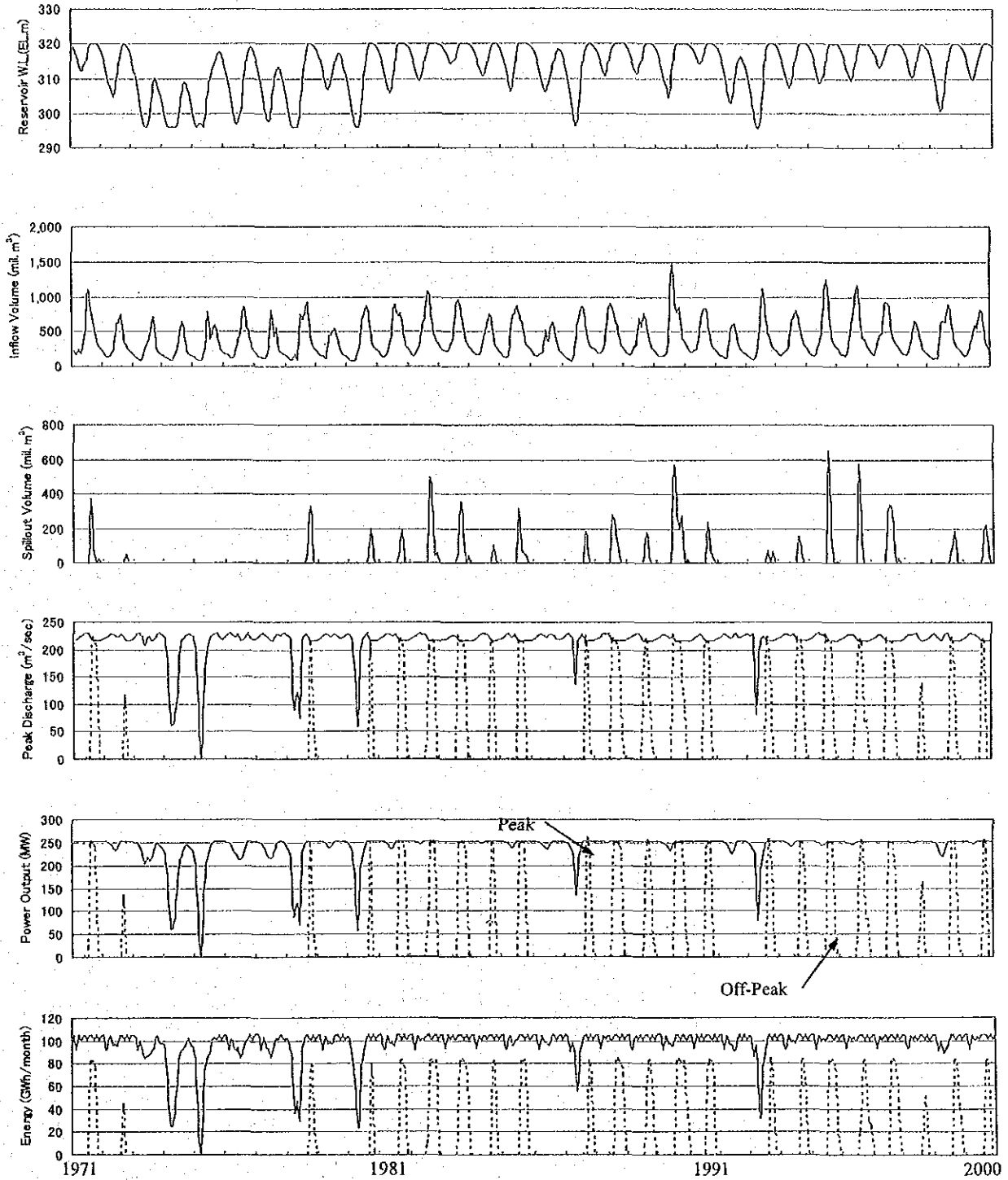
これらの計算結果を表8.2.4に示す。

表 8.2.4 代替規模別年発生電力量

	FSL	312m	316m	320m	324m	328m
16時間ピーク運転						
MOL (標高.m)		284	288	296	292	296
最大使用流量 (m ³ /s)		230	230	230	238	242
最大出力 (MW)		234	242	252	263	276
95% 保証出力 (MW)		175	194	190	206	217
年平均ピーク時電力量 (GWh)		1,082	1,126	1,173	1,227	1,284
95% 保証ピーク時電力量 (GWh)		874	932	948	990	1,044
年平均非ピーク時電力量 (GWh)		152	151	154	142	132
年平均発生電力量 (GWh)		1,234	1,277	1,327	1,369	1,416
12時間ピーク運転						
MOL (標高.m)		280	288	296	296	296
最大使用流量 (m ³ /s)		310	306	308	312	322
最大出力 (MW)		312	322	338	349	367
95% 保証出力 (MW)		237	258	252	282	289
年平均ピーク時電力量 (GWh)		1,081	1,122	1,173	1,219	1,280
95% 保証ピーク時電力量 (GWh)		874	934	944	988	1,047
年平均非ピーク時電力量 (GWh)		203	213	213	204	186
年平均発生電力量 (GWh)		1,284	1,335	1,386	1,423	1,466

注釈：上記は各 FSL 毎の最適 MOL に対する値である。また、記載した最大出力は合成効率として平均値を適用した場合の値を示す。

FSL.320m(MOL.296m)の場合のシミュレーション結果を図 8.2.4 に示す。年平均発生電力量は 1,327GWh で、第 1 フェーズ調査時の計算値(1,349GWh)の約 98% となった。



註：FSL.320m、MOL.296m、輸出用ユニット 2 基のケース

図 8.2.4 貯水池運用シミュレーション結果

8.3 貯水池内の水没

8.3.1 標高別土地利用状況

本第2フェーズ調査にて作成した1:10,000縮尺の地形図に基づき、各標高別の土地利用状況の確認を行った。土地利用は下記表に示す通りに8区分に分類した。

表 8.3.1 土地利用区分

No.	項目	内容
1.	Urban area	居住地、道路
2.	Rice paddy	田
3.	Agricultural land	畑
4.	Other cleared agriculture	草地
5.	Mixed deciduous forest	落葉樹が50%を越す森林
6.	Ray, scrub, forest generation	焼畑、他
7.	Sand	砂地
8.	Water	河、池

図 8.3.1 に、EL.320m 及び EL.360m 以下の全貯水池面積に対応する土地分布図を示した。また、EL.316m、EL.320m、EL.324m 及び EL.328m 以下についてタピアン地区に限った土地分布図を図 8.3.2 に示した。

タピアン地区の各標高に対応する土地利用面積を集計し、図 8.3.3 に示した。各エリアが EL.320m を境に拡大の度を増すのが見てとれる。

更に、タピアン地区の各村落の標高を同 1:10,000 縮尺図面にて確認した。

表 8.3.2 タピアン地区村落の標高

No.	村落名	標高 (m)
1.	B. Pou	316
2.	B. Naphang	324
3.	B. Hatsamkone	326
4.	B. Phiangta	321
5.	B. Dong	326-330
6.	B. Phonyeng	326-330
7.	B. Naxong	330
8.	B. Naxay	338
9.	B. Viengthong	343

現在、本プロジェクトと関係なく移転が計画されているポウ村(No.1 B. Pou)を除けば、フィアンタ村(No.4 B. Phiangta)の標高が EL.321m と最も低くなっている。

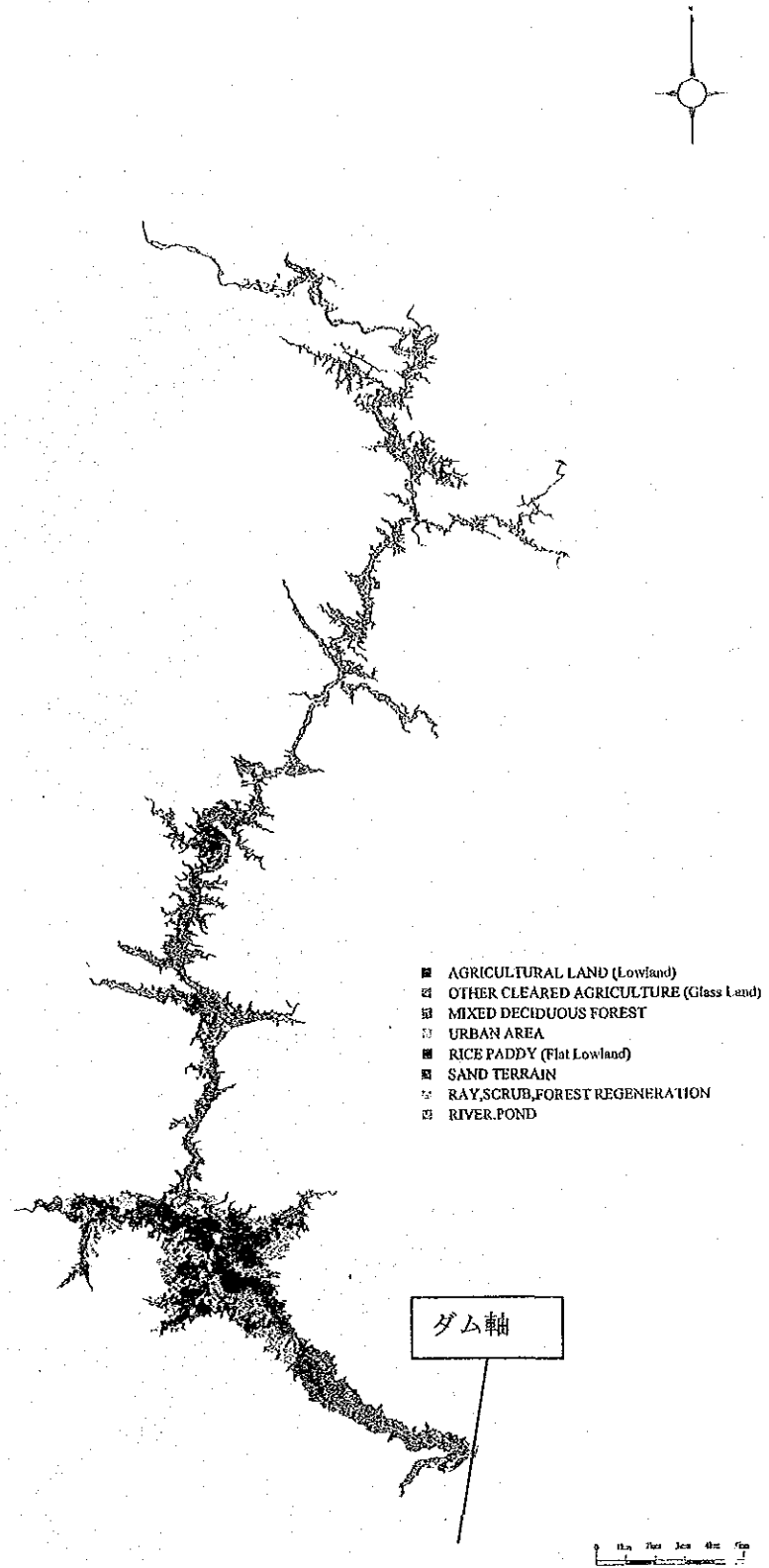


図 8.3.1 貯水池内土地利用状況(1/2 : EL.320m)

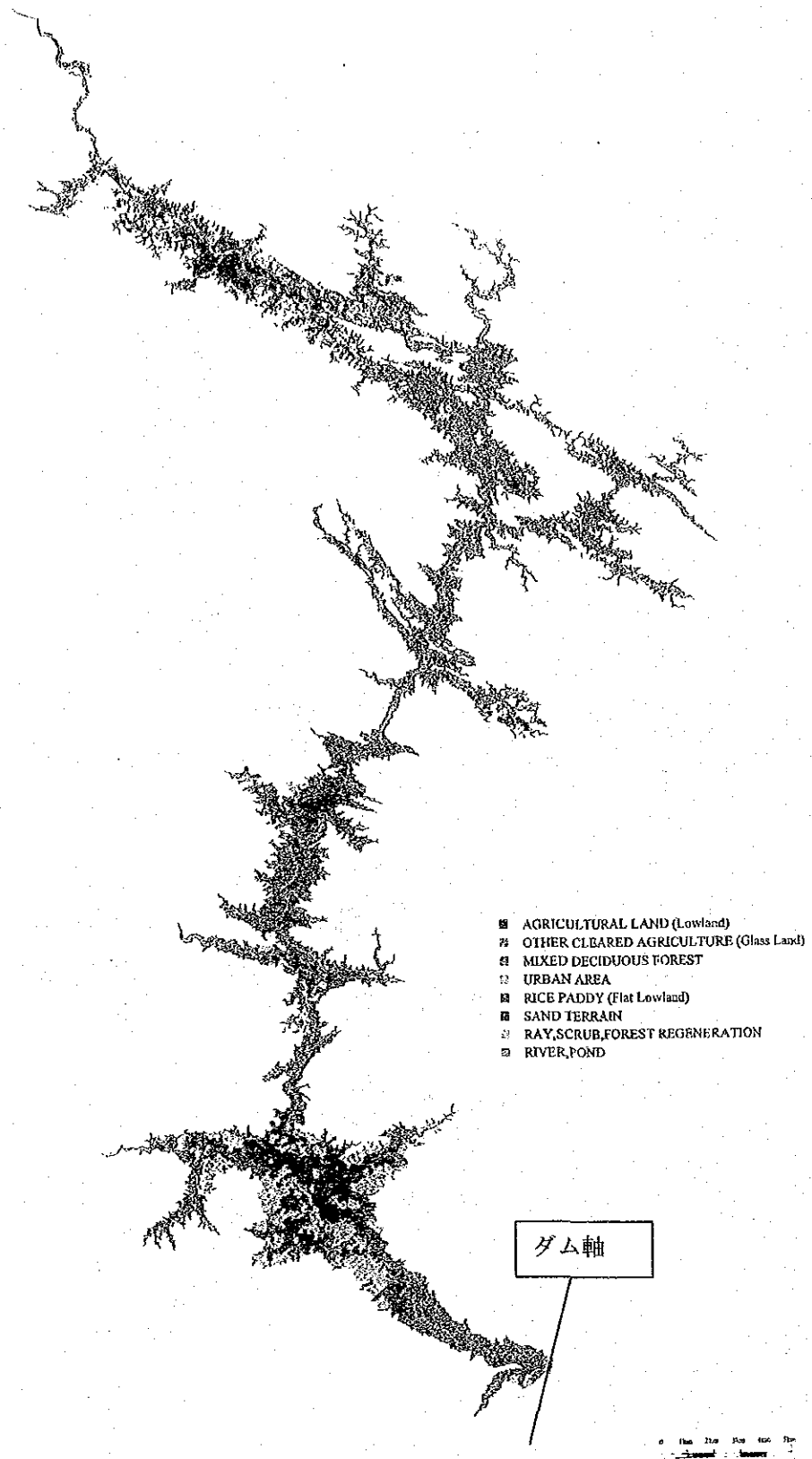
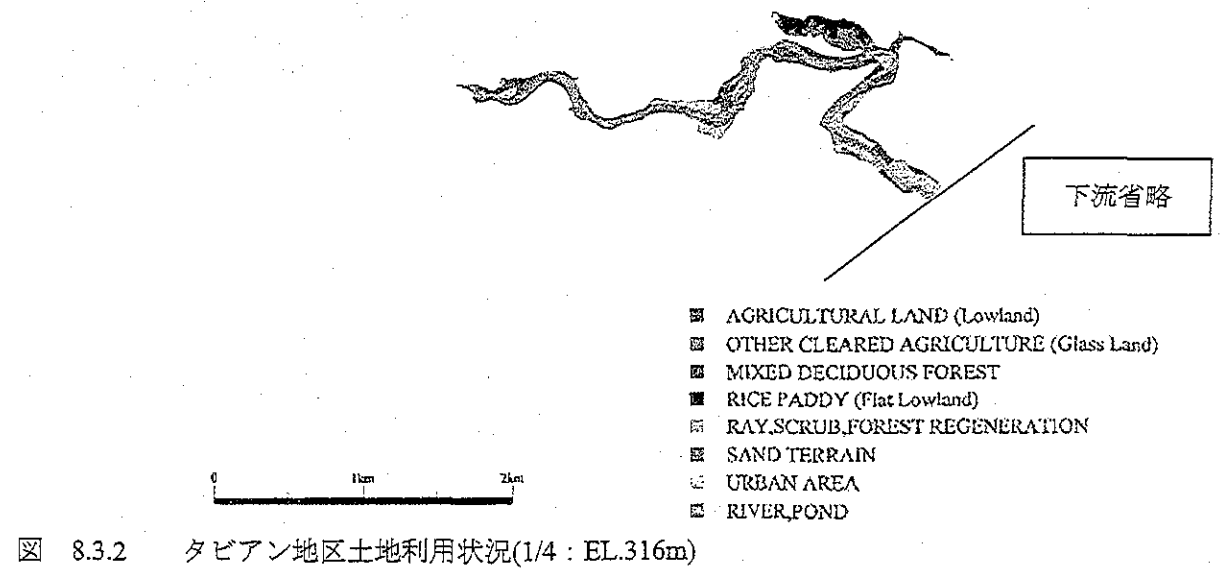


図 8.3.1 貯水池内土地利用状況(2/2 : EL.360m)



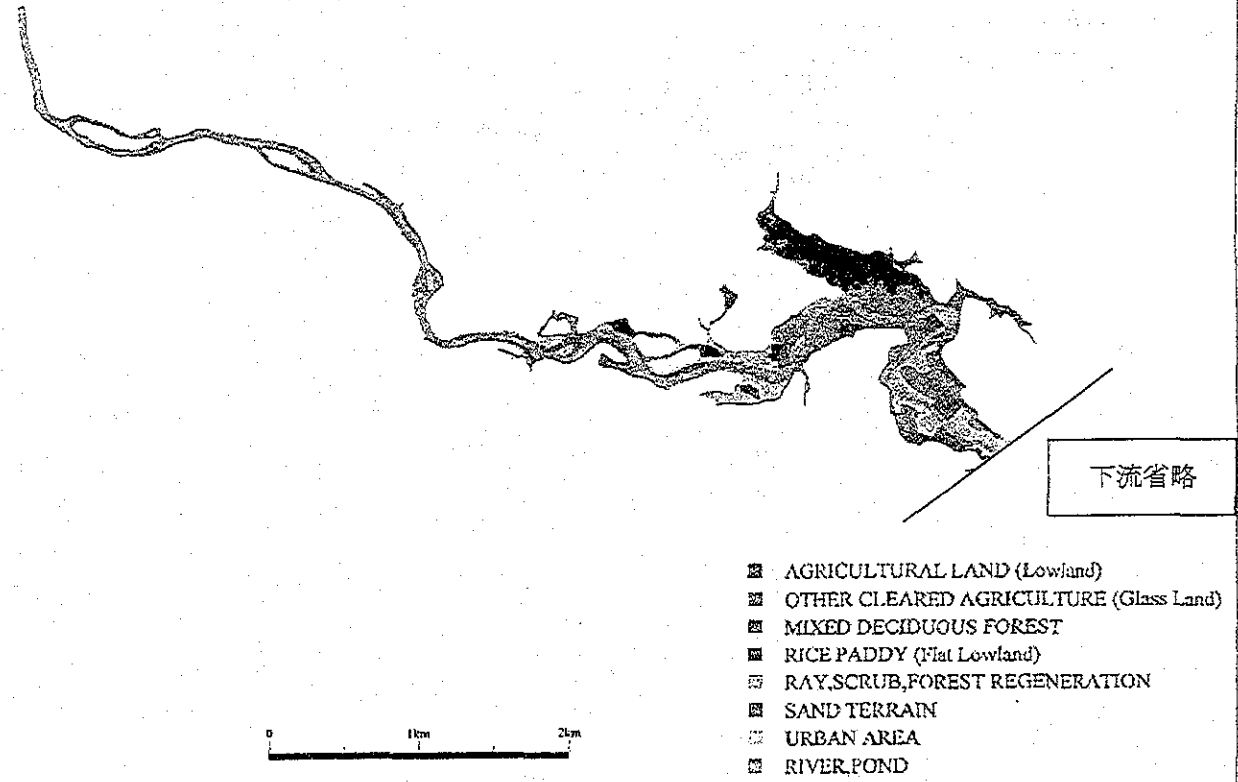


図 8.3.2 タビアン地区土地利用状況(2/4 : EL.320m)

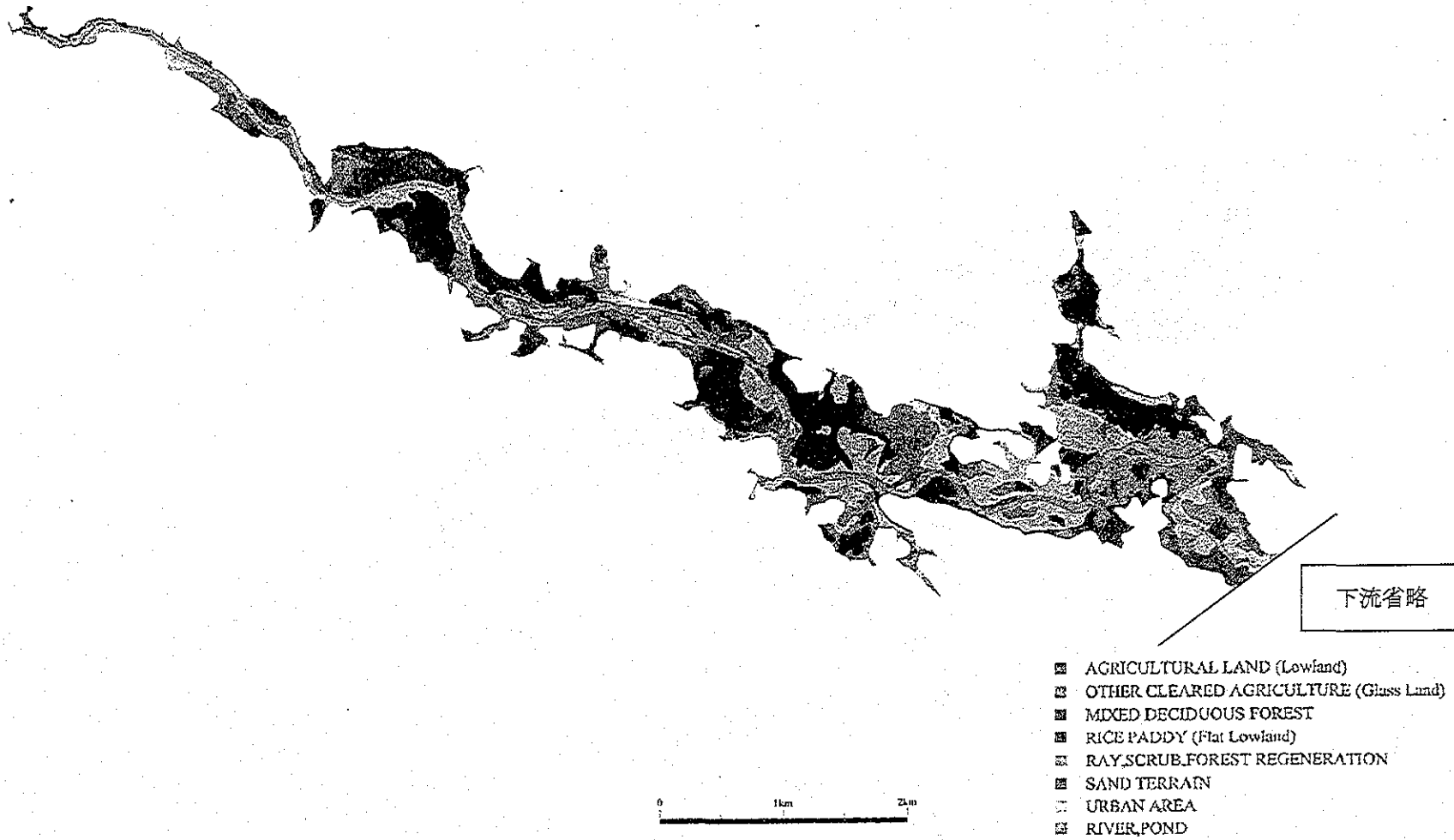


図 8.3.2 タビアン地区土地利用状況(4/4 : EL.328m)

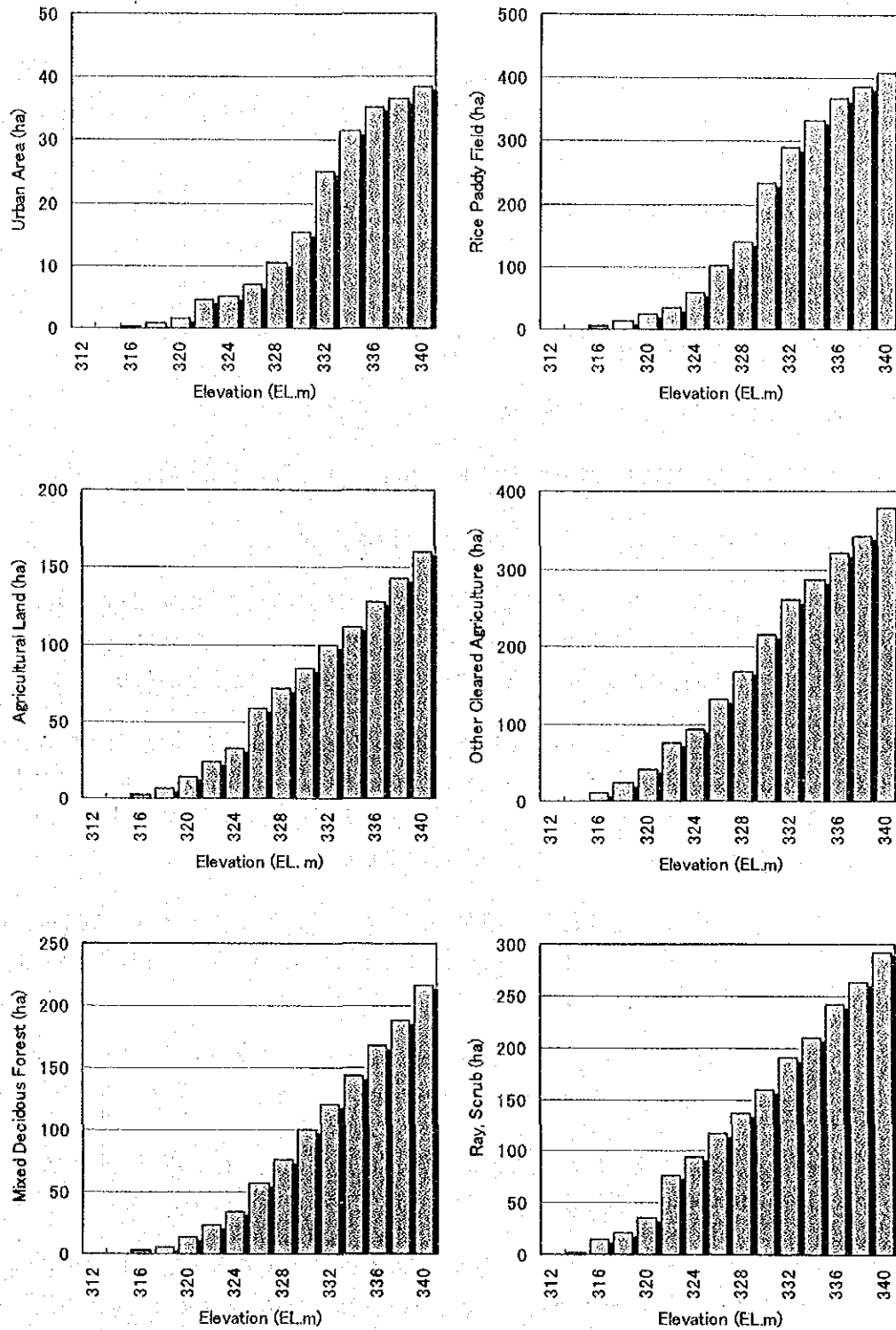


図 8.3.3 各標高毎の土地利用面積

8.3.2 背水の影響

貯水池上流域における背水の影響を FSL.320m のケースについて、ナムニアップ-I 発電所から貯水池上流域のタピアン地区までの不等流計算結果に基づき評価した。不等流計算のための断面図は、1:10,000 縮尺図より設定した。

水面縦断を複数の洪水規模に対し、以下のケースについて計算した。

ケース 1: ダム建設前。

ケース 2: ダム建設後、貯水池内の堆砂発生前。

ケース 3: ダム建設後、貯水池内に 堆砂が 5m 厚で一様に生じた場合。

ケース 4: ケース 3 の堆砂の内、河道付近の EL.310m 以上を除去した場合。

計算結果を図 8.3.4 に示す。同結果より以下の点が指摘される。

- (i) ドン村及びこれより上流の村落では、ダム建設前後で洪水時の水位が変わらない(ケース 1 及び 2 の比較)。これは堆砂後も同様である(ケース 2 及び 3 の比較)。この結果、ドン村より上流の村落では、貯水池の背水の影響が生じないことがわかる。
- (ii) ドン村より下流のフィアンタ村の場合、堆砂が無く且つダム地点での洪水流量が $2,000\text{m}^3/\text{s}$ 以下の場合(ケース 2)には、FSL.320m 上に約 1m 高の背水による水位上昇が生じる。一方、ダム地点洪水流量が $2,000\text{m}^3/\text{s}$ を上回る場合には、洪水時の水位はダム建設前後でほぼ変わらず、背水の影響が生じない。
- (iii) 同じくフィアンタ村で、貯水池に堆砂が 5m 厚で生じた場合(ケース 3)、約 2m 高の背水が生じる。しかしながら、堆砂が河道付近で EL.310m まで除去された場合(ケース 4)には、堆砂無しの場合(ケース 2)と同水位まで低下する。
- (iv) 概略の検討によれば、5m 厚堆砂は 50 年確率堆砂にほぼ相当する。一方、河道付近での EL.310m までの堆砂撤去は約 2 百万 m^3 と見積もられる。
- (v) 堆砂が進行した場合でも、堆砂頂部標高を河道付近で標高 310m 以下に押さえることができれば、洪水時に背水による重大な被害が生じることはない。
- (vi) 浚渫にて対応する場合には、50 年間年平均 $40,000\text{m}^3$ の土砂撤去によりこの状況を確保することができ、仮にその費用を年維持管理費に加えても B/C が大きく低下することはない。
- (vii) 堆砂時の背水による洪水被害を防ぐために FSL を下げるよりも、浚渫等により堆砂高を制限する方が経済的に有利である。

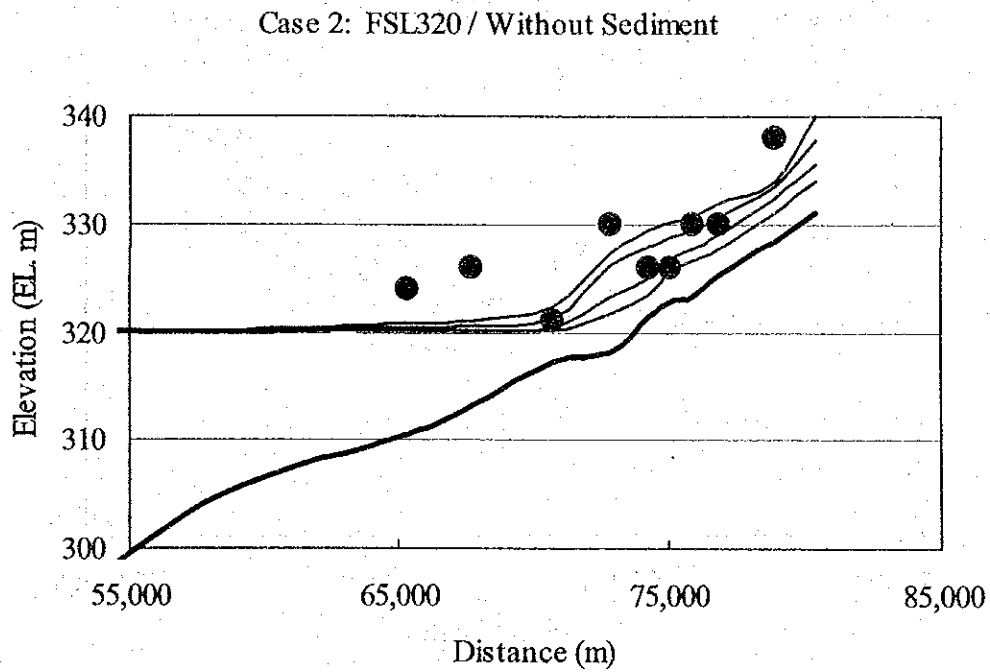
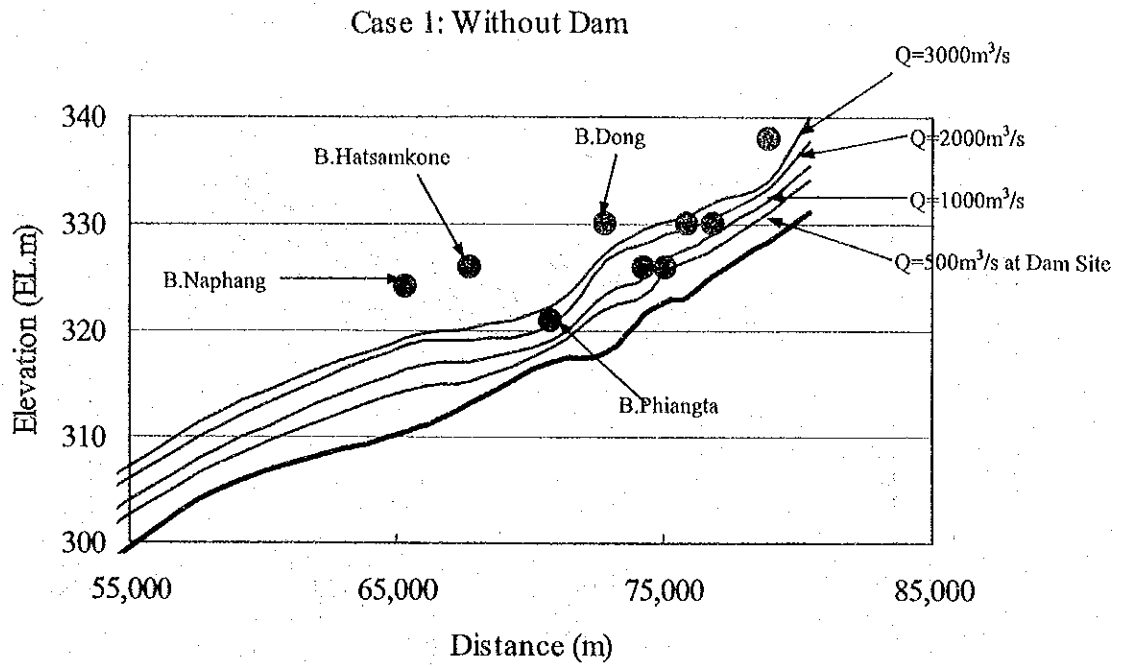


図 8.3.4 洪水時の貯水池内水位縦断(1/2)

8.4 開発規模の最適化

8.4.1 開発規模最適化のアプローチ法

最適開発規模決定のために本検討で用いた評価基準は以下の通りである。

- (i) 便益/費用(B/C)比の最大化を図る。
- (ii) 本プロジェクト実施に係わらず現在移転が計画されているポウ村を除き、タビアン地区の村落と水田の水没を避ける。

本 B/C 評価のために用いた事業費は、ラオス国並びに周辺アジア諸国で近年実施された類似プロジェクトにおける国際競争入札(ICB)時契約単価を参照して求めた。工事数量は水理・構造諸元から概算した。また、以下の仮定を用いた。

- (i) 年維持管理費は事業費の 1%とした。
- (ii) 便益はピーク時発生電力量に対し、5.4 ¢/kWh の売電価格に所内電源・送電ロスを考慮して求めた。
- (iii) 割引率は 10%とした。また事業費、維持管理費及び売電価格に対し価格上昇は考慮外とした。

8.4.2 最適開発規模

B/C 検討結果を図 8.4.1 に示す。同図から、以下の事項が明らかとなった。

- (i) 16 時間ピークは、12 時間ピークに比して約 0.1 ポイント高い B/C をもたらす。
- (ii) 第 1 フェーズ調査結果同様、より高い FSL がより高い B/C となる。
- (iii) ポウ村を除くタビアン地区の全村落の水没を回避するためには、FSL を EL.320m 以下とする必要がある。
- (iv) FSL を EL.320m とした場合、最も高い B/C は、MOL が EL.296m の場合に得られる。

以上により、本検討で推奨される最適規模は以下の通りである。

表 8.4.1 輸出用発電計画推奨規模

No.	項目	最適規模
1.	FSL	EL.320m
2.	MOL	EL.296m
3.	最大使用流量	230 m ³ /s
4.	設備容量	260 MW
5.	年平均ピーク発生電力量	1,173 GWh/year
6.	年平均発生電力量	1,327 GWh/year

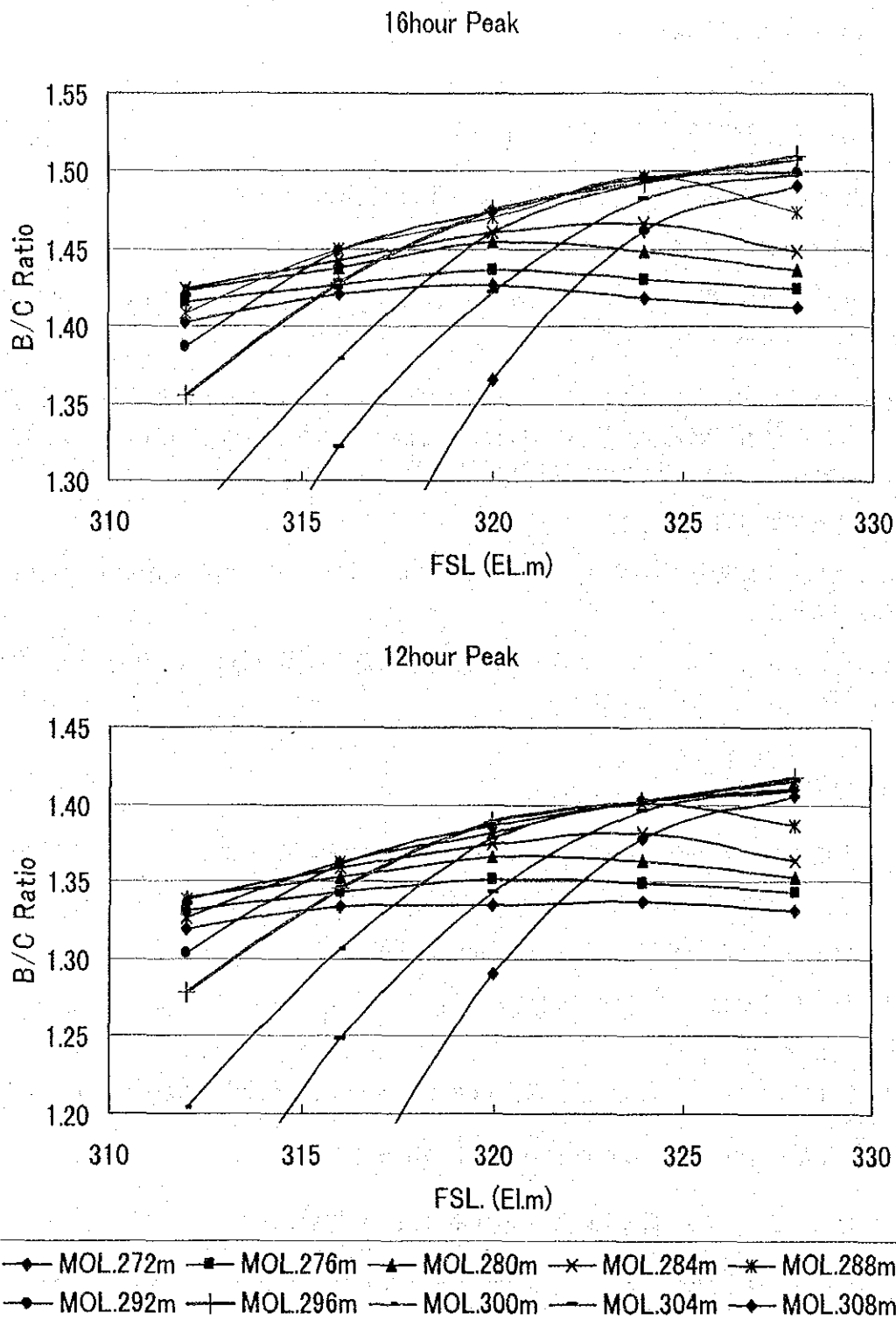


図 8.4.1 代替規模毎の B/C

8.5 国内供給用電源としての発電設備

8.5.1 概要

ラオス国の電力政策では、輸出用 IPP 発電所は、出力の 5%以上を国内消費電力に振り向けることが期待されている。稼働中のテンシンボン(210MW)、ホワイホ(150MW)両水力発電所では、いずれも出力の 5%をラオス国内消費電力に回すようになっている。

本プロジェクト近傍の県都パクサンから郡都ポリカムまでの国道 4 号線沿いには、EDL による 22kV 既設送電線がある。従って、ナムニアップ-I 発電所からの国内消費電力は、孤立した需用地が対象となるのではなく、パクサンを経由して EDL の国内グリッドに組み入れられることになる。EDL グリッドに繋ぎこむには、ダムサイトよりパクサンまで新たに 115kV 回線の送電線を引く必要がある。

ナボン変電所が完全に建設され、230kV から 115kV への降圧ができるようになれば、同変電所を経由して国内消費電力を供給することも可能となる。しかしながら、ナボンの建設工程にはなお不透明な点があるので、本プロジェクトでは国内消費電力の独立した電源が必要であると判断された。輸出国側の国内グリッドに繋がっている輸出用発電機よりナボン変電所を経由せずに直接 EDL グリッドに繋げることは、システム安定上の問題から避けることが望まれている。

以下に、本ダムの発電所内に併設して設置する場合、さらに下流での放流量安定のため建設される逆調整池ダムに設置する場合の検討結果を示す。これによれば、本ダムに設置した場合は B/C 比が低下するものの、逆調整池ダムに設置した場合には B/C 比が若干ながら好転することが分かった。但し、逆調整池ダムでは全設備容量の 6%に相当する設備容量 16.8MW の設置が技術的限界である。

8.5.2 本ダムに設置する場合の国内供給用発電設備

ここでは、本ダム直下の発電所に独立した追加発電ユニットを設けた場合、本プロジェクトの経済性にどのような影響が及ぶかを以下の条件の下に検討した。

- (i) 設備容量の 5%、10%、15%及び 20%を国内消費に廻した場合の 4 ケースの検討を行った。
- (ii) 輸出用・国内用の全最大使用流量は、解析全期間(30 年間)の 95%期間における輸出用ユニットの年間ピーク時発生電力量が、年平均ピーク時発生電力量の 80%を下回らないように定めた。
- (iii) 便益は発生電力量に対し、ベースロードに対する EGAT 回避費用 4.1¢/kWh から送

電ロスを割引いたものを乗ずることで求めた。

- (iv) 国内用ユニットは輸出用ユニットと同じ発電所内に設け、輸出用ユニット用のペンストックと分岐管でつながれるとする。
- (v) FSLとMOLをそれぞれEL.320m、EL.296mに設定し、先述のシミュレーションモデルに基づき貯水池運用解析を行った。輸出用ユニットの運転は16時間ピーク運転とする一方、国内消費用ユニットはベース負荷対応で年間通じて24時間運転されると仮定した。国内消費用ユニットの水車発電機合成効率率は0.84とした。

上記条件に基づきB/C検討を行い、結果を下表8.5.1に整理した。B/C比は国内用ユニットを設けない場合が最も高く、国内用ユニットの比率を高めるに従い低下する傾向にある。

表 8.5.1 代替国内供給規模毎のB/C

国内供給用施設規模の比率	0%	5%	10%	15%	20%
年発生電力量					
最大使用流量・計 (m ³ /s)					
輸出用	230	222	214	206	200
国内用	0	11	21	31	40
最大出力・計 (MW)					
輸出用	252	243	234	225	218
国内用	0	12	23	33	43
年平均1次電力量・計 (GWh)					
輸出用	1,173	1,171	1,167	1,164	1,164
国内用	0	97	187	271	350
年平均2次電力量・計 (GWh)					
輸出用	154	144	135	126	116
国内用	0	0	0	0	0
年平均発生電力量・計 (GWh)	1,327	1,315	1,302	1,290	1,280
便益現在価値 (百万 US\$)	619.9	606.5	592.9	580.6	570.6
費用現在価値 (百万 US\$)	420.2	424.6	423.6	421.6	420.3
便益/費用 比	1.48	1.43	1.40	1.38	1.36

注釈：上記最大出力は、合成効率として平均値を適用した場合の値

8.5.3 逆調整池ダムに設置する場合の国内供給用発電設備

B/C比を低下せしめる本ダムに設置する場合の代替案として、逆調整池ダムに発電機を設けて剰余落差を利用する案を検討した。落差を最大限に活用するため、調整池満水位を本ダム地点発電所の放水池水位と同じEL.181mに設定した。また、同満水位で4.5百万m³の容量を確保できるように、最低利用水位をEL.176mとした。定格水位は水位差の2/3とし、EL.179.3mとした。

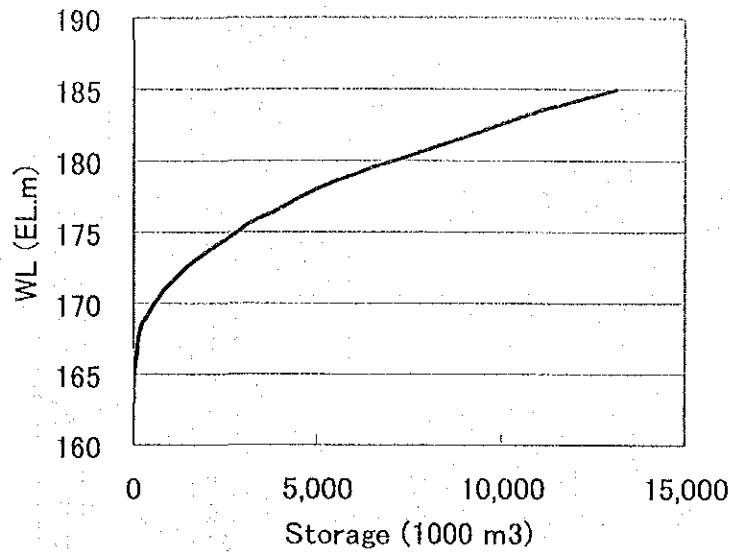


図 8.5.1 逆調整池の容量曲線

最大使用流量は 160m³/s とした。同流量に相当する放水水位は、逆調整池ダムとその下流に位置するハトカム村との区間での不等流計算結果に基づき、EL.167.3m とした。

一般に、チューブラ水車では定格流量及び定格水位に対する許容変動量はそれぞれ約 20% 及び 50% である。満水位及び最低利用水位における流量、水位はいずれもこの条件を満足する。

表 8.5.2 流量・水位の変動

項目	FSL: EL.181m	MOL: EL.176m
流量 (m ³ /s)	138	138
流量比	0.86	0.86
放水水位(EL.m)	167.1	167.1
落差(m)	13.9	8.9
落差比	1.16	0.74

年間発生電力量は、本ダムの FSL と MOL をそれぞれ EL.320m、EL.296m に設定し、先述のシミュレーションモデルに基づき貯水池運用解析を行った結果に基づき求めた。ベース負荷対応で年間通じて 24 時間運転されると仮定し、国内消費ユニットの水車発電機合成効率 は 0.87 とした。結果として、年平均発生電力量として 108 GWh を得た。この場合、B/C 比は国内用ユニットを設けない場合に比べ、設ける場合で若干好転することが分かった。

表 8.5.3 代替国内供給規模毎の B/C

逆調整池ダムでの発電所の有無	無	有
年発生電力量		
最大使用流量・計 (m ³ /s)	230	(230)
輸出用	230	230
国内用	0	160
最大出力・計 (MW)	252	268
輸出用	252	252
国内用	0	16
年平均1次電力量・計 (GWh)	1,173	1,281
輸出用	1,173	1,173
国内用	0	108
年平均2次電力量・計 (GWh)	154	154
輸出用	154	154
国内用	0	0
年平均発生電力量・計 (GWh)	1,327	1,435
便益現在価値 (百万 US\$)	619.9	663.3
費用現在価値 (百万 US\$)	420.2	444.9
便益/費用 比	1.48	1.49

注釈：上記最大出力は、合成効率として平均値を適用した場合の値

8.5.4 最適開発規模

B/C 比検討によると、本プロジェクトから国内消費電力への供給は、逆調整池ダムに独立した発電所を設けることで最も経済的に行えることが分った。

本検討で推奨される国内消費電力発電計画の規模は以下の通りである。

表 8.5.4 国内消費電力発電計画推奨規模

No.	項目	最適規模
1.	FSL	EL.181m
2.	MOL	EL.176m
3.	最大使用流量	160 m ³ /s
4.	設備容量	16.8 MW
5.	年平均発生電力量	108 GWh/year

第9章 予備設計

9.1 概要

最適開発規模として選定された FSL.320m ダム案について、現段階で検討している配置計画を述べる。主要なプロジェクト諸元は下記の表 9.1.1 に示す通りである。

表 9.1.1 プロジェクトの主要諸元

Place	Particular	Unit	FSL.320m
Reservoir	Catchment area at dam site	km ²	3,700
	Annual basin rainfall	mm	1,873
	Annual mean runoff	m ³ /s	147.2
	Annual mean runoff	mill. m ³	4,642
	Average run-off coefficient	-	0.67
	Probable max. flood, PMF	m ³ /s	14,220
	Mean annual sediment flow	t/km ² /yr	500
	Reservoir area at FSL	km ²	66.94
	Gross reservoir capacity	10 ⁶ m ³	2,241.2
	Min. operation level (MOL)	EL.m	296
	Draw-down	m	24
	Effective storage volume	10 ⁶ m ³	1,191.8
Main Dam	Dam type	-	CFRD
	Dam crest level	EL.m	325
	Parapet wall top level	EL.m	325.7
	Plinth bottom level	EL.m	174
	Dam height	m	151
	Dam crest width	m	10
	Dam crest length (in total)	m	513
	Upstream embankment slope	-	1:1.4
	Downstream embankment slope	-	1:1.4
	Face slab thickness	m	0.3 to 0.8
	Plinth apron width	m	4 to 12
	Curtain grout row numbers	nos	1 or 2
	Curtain grout depth	m	25 to 100
	Consolidation grout row numbers	nos	2
	Grouting tunnel length	m	30 and 100
	Dam embankment volume	10 ⁶ m ³	7.3
	River Diversion	Design flood capacity for diversion	m ³ /s
Tunnel lane numbers		nos	2
Tunnel diameter		m	9.2
Tunnel length		m	1,176 and 1,079
Tunnel inlet level		EL.m	191.5
Tunnel outlet level		EL.m	180.5
Inlet tower top level (tunnel No.2)		EL.m	231
Upstream cofferdam crest level		EL.m	228.5
Upstream cofferdam height	m	46.5	

Place	Particular	Unit	FSL.320m
Spillway	Design flood capacity for FWL	m ³ /s	14,220 (Q=PMF)
	Design flood capacity for FSL	m ³ /s	5,210 (Q=1,000yr)
	Design flood capacity for stilling basin	m ³ /s	3,290 (Q=100yr)
	Spillway pier top level	EL.m	325
	Forebay sill level	EL.m	300
	Overflow crest level	EL.m	305
	Spillway gate numbers	nos	4
	Spillway gate width	m	12.25
	Spillway gate height	m	16.5
	Overflow weir length	m	33
	Chute width	m	58
	Chute length (horizontal)	m	250
	Slope of chute	-	1:1.99
	Stilling basin bottom level	EL.m	168
	Stilling basin width	m	58
	Stilling basin length	m	114
	Spillway excavation volume	10 ⁶ m ³	5.8
Spillway concrete volume	10 ³ m ³	135	
Bottom Outlet	Discharge capacity of outlet valve	m ³ /s	200 (FSL.320m)
	Diameter of outlet valve	m	2.5
	Access gallery length	m	410
	Plug length in diversion tunnel	m	45
Power Intake	Design discharge	m ³ /s	230
	Inlet forebay sill level	EL.m	262
	Inlet sill level	EL.m	263
	Inlet width	m	6.0 x 2
	Inlet height	m	5.25 x 4
	Intake shaft height	m	53
Headrace Tunnel	Lane numbers	nos	1
	Tunnel diameter	m	9
	Tunnel length	m	504
	Tunnel slope gradient	-	1:500
Surge Tank	Surge tank type	-	Restricted orifice
	Main tank shaft diameter	m	12
	Main tank shaft top level	EL.m	333
	Main tank shaft bottom level	EL.m	288
	Main tank shaft height	m	45
Penstock	Lane numbers	nos	1 (tunnel) to 2 (open)
	Penstock tunnel length	m	50
	Open penstock length (horizontal)	m	243
	Penstock diameter	m	8.0 to 4.0
	Steel penstock weight	ton	2,100
Power Station (Main Dam)	Design flood discharge for yard	m ³ /s	3,290 (Q=100yr)
	Powerhouse yard level	EL.m	195
	Powerhouse type	-	Surface type
	Powerhouse length	m	70
	Powerhouse width	m	50
	Powerhouse height	m	46
	Turbine center level	EL.m	177.5
	Tail water level	EL.m	181.4
	Rated head	m	127.7
	Type of turbine	-	Vertical Francis
	Number of unit	No.	2
	Plant capacity	MW	260
	Peak operation hour	hour	16
	Annual energy	GWh	1,327
Switchgear type	-	GIS	

Place	Particular	Unit	FSL.320m
Re-regulating Pond	Full Supply Level (FSL)	EL.m	181
	Pond area for FSL	km ²	1.1
	Gross storage capacity	10 ⁶ m ³	8.2
	Min. operation level (MOL)	EL.m	176
	Effective storage volume	10 ⁶ m ³	4.7
Re-regulating Weir	Weir type	-	CFRD with spillway
	Weir crest level	EL.m	184
	Design flood capacity for FSL	m ³ /s	3,290 (Q=100yr)
	Check gate numbers	nos	5
	Check gate width	m	12
	Check gate height	m	9.5
	Overflow crest elevation	EL.m	172
	Stilling basin bottom level	EL.m	163
	Design flood capacity for diversion	m ³ /s	1,590 (Q=5yr)
	Diversion channel width	m	50
Power Station (Re-regulating Weir)	Design flood discharge for yard	m ³ /s	3,290 (Q=100yr)
	Powerhouse yard level	EL.m	184
	Powerhouse type	-	Surface type
	Powerhouse length	m	49
	Powerhouse width	m	26
	Powerhouse height	m	30
	Turbine center level	EL.m	161
	Tail water level	EL.m	167.3
	Rated head	m	12.0
	Design discharge	m ³ /s	160
	Type of turbine	-	Tubular
	Number of unit	No.	2
	Plant capacity	MW	16.8
	Peak operation hour	hour	24
	Annual energy	GWh	108
Switchgear type	-	Outdoor switchyard	
Transmission Line	Capacity for main P/S	kV	230
	Distance from main P/S to Nabong	km	125.2
	Capacity for re-reg. P/S	kV	115
	Distance from re-reg. P/S to Pakxan	km	40
Permanent Access Road	B.Nonsomboun to B.Hatkham	km	20.9
	B.Hatkham to dam site	km	12.1

9.2 アクセス道路

9.2.1 輸送ルートを選定

ダムサイト外から運び込まれる建設資材は、主にコンクリート構造物用のセメント及び鉄筋、メタルワーク用のゲート及びペンストック、発電設備用の発電機及び水車が挙げられる。なお、コンクリート用粗骨材については、原石山候補地がダムサイト付近と上流貯水池内で確認され、これら2カ所でボーリング調査が実施されており、全ての粗骨材は原石山開発によって調達可能と判断される。

一方、ダムサイトへ運び込まれる建設機材は、主に土工用大型建設機械、骨材プラント及びコンクリートプラントが挙げられる。ラオス国における建設資機材の市場調査の結果から、上記に挙げた建設資機材の大部分は外国からの輸入調達品となる。セメント及び鉄筋は主に隣国タイから、建設機械、変圧器、ゲート及び導水管等は、主に先進国からの輸入となる。

これら輸入機材の輸送ルートとしては、まずタイ国バンコク港にて陸揚げされ、陸路でラオス国ビエンチャン市まで運搬するルートが有望となる。タイ側国境からビエンチャン市内へは、メコン河を渡る友好橋を利用する。友好橋通過後は、ビエンチャンを通過し北から南へ延びる国道 13 号線へ入ることになる。その後、ポリカムサイ県都パクサンで国道 13 号線から分岐し県道を北上、郡都ポリカンの手前ノンソボン村でこの県道から西へ分岐し、無舗装のアクセス道路へ入る。最終的にこのアクセス道路がダムサイトまでを結んでいる。

一方、木材運搬車両を積んだフェリーボートが、現在タイ国とラオス国間のメコン河を定期的に往復しているが、その他の水上輸送ルートは確認されていない。加えて、県都パクサン周辺メコン河並びにナムニアップ川沿いに荷揚設備は存在しない。したがって、メコン河及びナムニアップ川を利用した建設資機材の水上輸送の可能性はほとんど無いと思われる。

このような状況から、ダムサイト外から運び込まれる建設資機材のほとんどは、ダムサイトまで陸路で運搬されることが推薦される。

9.2.2 既設アクセス道路の改善

友好橋からハトカム村までの輸送ルートは、巻末に添付した図面 25 及び 26 に示す通りである。既設道路状況の調査結果から、各区間別の運搬距離並びに道路状況は以下に示す通りである。

表 9.2.1 友好橋とハトカム村間の既設道路状況

No.	道路区間	距離(km)	道路状況
1	ビエンチャン友好橋～パクサン	161.7	全線アスファルト舗装、幅員 6m、途中 PC 橋 2 箇所(Capacity:80ton)を渡る。
2	パクサン～ノンソボン村	19.9	パクサンから 3km 地点までアスファルト舗装、それ以外はラテライト舗装、幅員 6m。途中鋼構造橋(Capacity:20ton, Width:4m, Length:25m)を渡る。
3	ノンソボン村～タフア村	18.3	無舗装、幅員 3.5m。途中浅瀬 6 箇所を渡る。
4	タフア村～ハトカム村	2.6	無舗装、幅員 1.5-2.0m。途中浅瀬 5 箇所を渡る。
	合計	202.5	—

建設期間中における輸送最大重量は、変圧器輸送時に想定される運搬車輛重量も含めた約 80 トンと見積もられる。したがって、この荷重制限並びに最小幅員を考慮すると、既設道路において次の改良工事が必要と考えられる。

- ① 8 箇所ボックスカルバートの建設
- ② 3 箇所仮橋の建設
- ③ ノンソボン村とハトカム村間の既存道路の拡幅並びに舗装