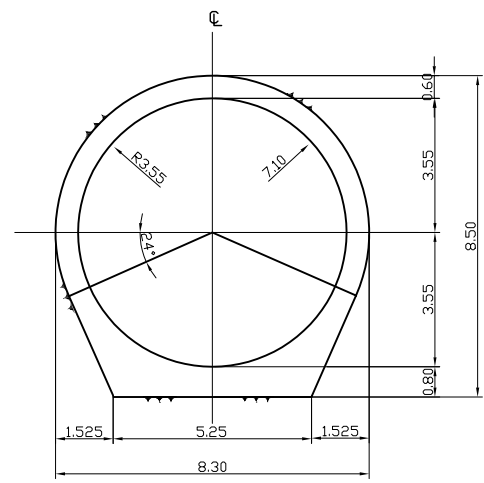
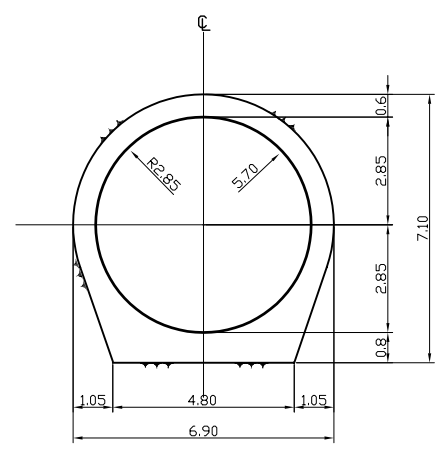


LONGITUDINAL SECTION (SCALE A)



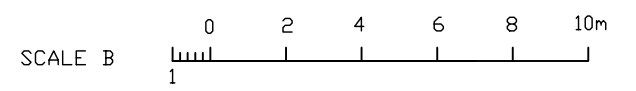
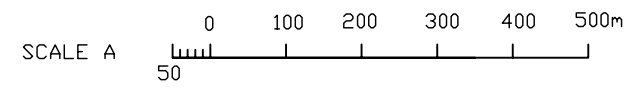
HEADRACE, TAILRACE TUNNEL

SECTION A
SCALE B

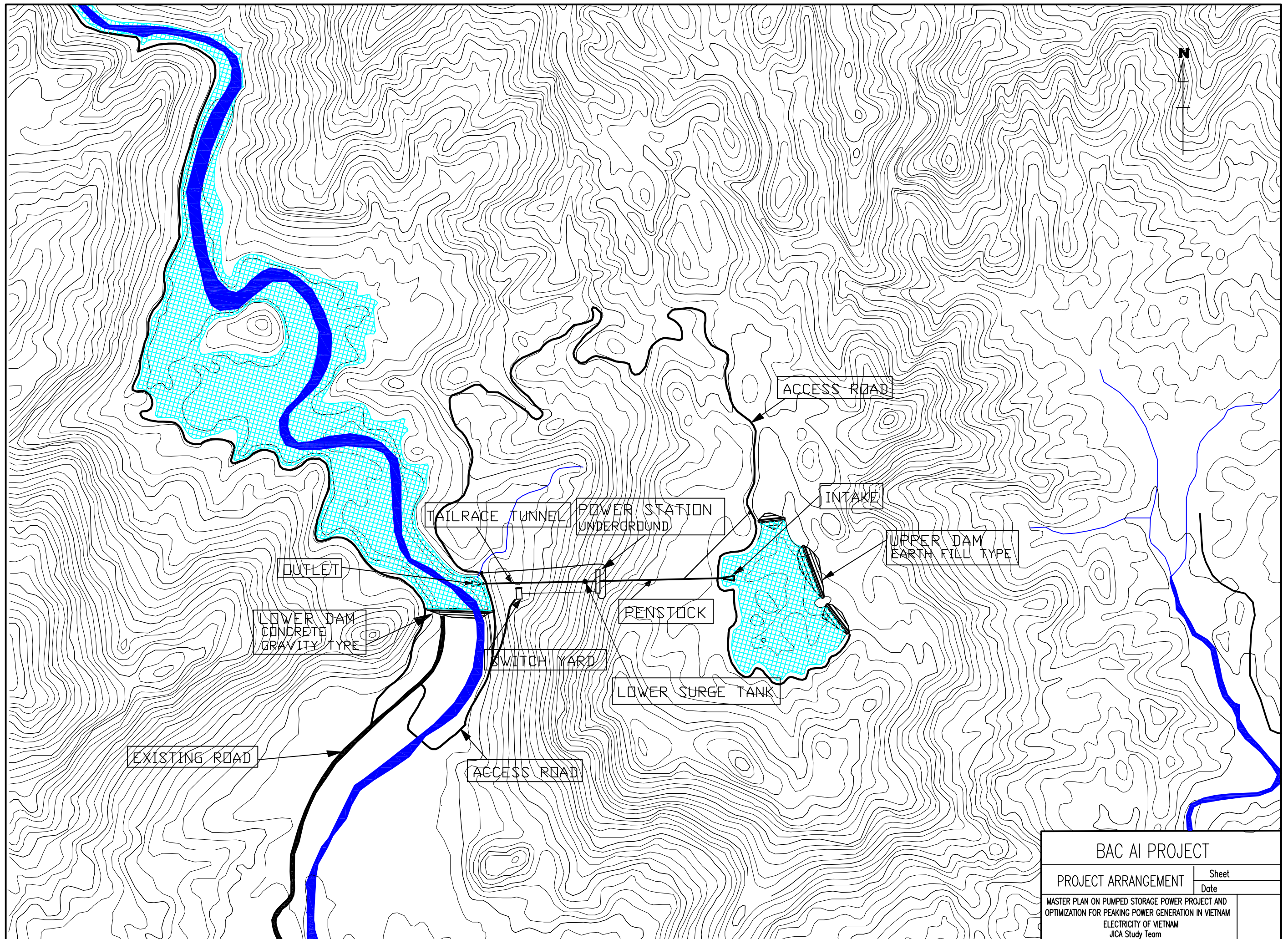


PENSTOCK

SECTION B
SCALE B

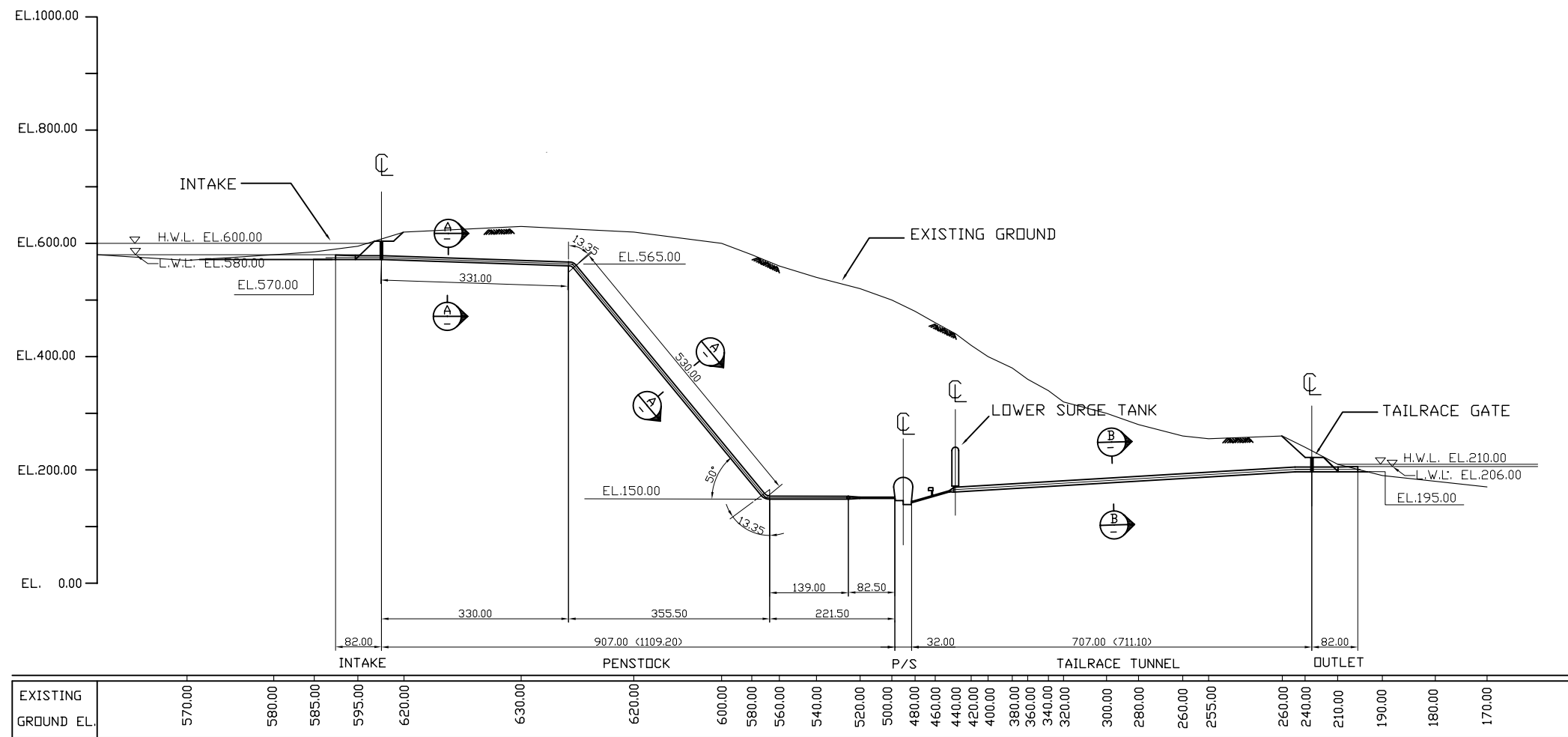


PHU YEN WEST PROJECT	
WATERWAY SECTION	Sheet of 2/5
Date	
MASTER PLAN ON PUMPED STORAGE POWER PROJECT AND OPTIMIZATION FOR PEAKING POWER GENERATION IN VIETNAM	
ELECTRICITY OF VIETNAM	
JICA Study Team	

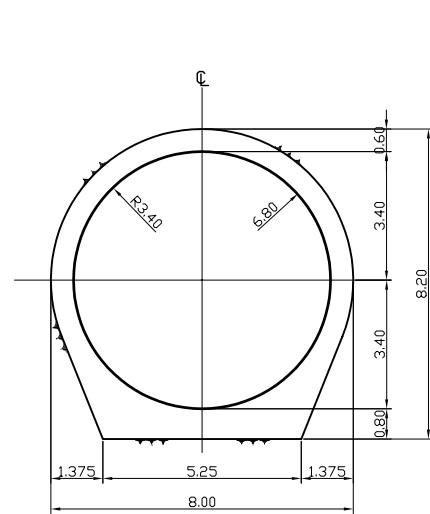


BAC AI PROJECT	
PROJECT ARRANGEMENT	Sheet
	Date
MASTER PLAN ON PUMPED STORAGE POWER PROJECT AND OPTIMIZATION FOR PEAKING POWER GENERATION IN VIETNAM ELECTRICITY OF VIETNAM JICA Study Team	

図 4-3-11 Bac Ai地点の計画平面図

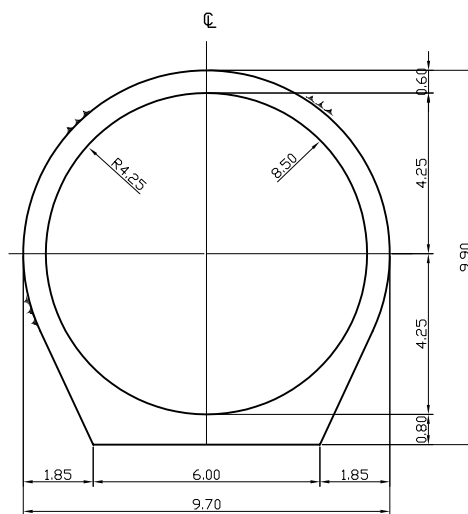


LONGITUDINAL SECTION (SCALE A)



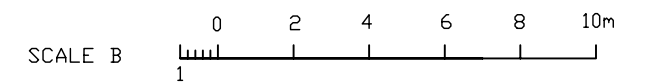
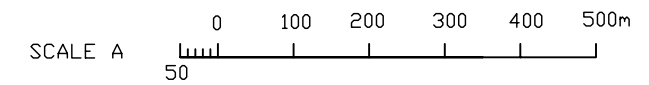
PENSTOCK

SECTION A
SCALE B



TAILRACE TUNNEL

SECTION B
SCALE B



BAC AI PROJECT	
WATERWAY SECTION	Sheet of 2/5
Date	
MASTER PLAN ON PUMPED STORAGE POWER PROJECT AND OPTIMIZATION FOR PEAKING POWER GENERATION IN VIETNAM ELECTRICITY OF VIETNAM JICA Study Team	

(2) 概算工事費

Phu Yen East 地点同様に、施設概念設計を基に概算工事費を算出した。その結果を表 4-3-11 に示す（詳細は添付資料 4-8-2, 4-9-2 参照）。

表 4-3-11 Phu Yen West, Bac Ai 地点の概算工事費

(Unit; 1,000US\$)

Cost Items	Phu Yen West	Bac Ai	Note
I .Cnstruction Cost	581,659	547,659	
1.1 Preparation Works	30,622	19,370	
1.2 Civil Works	271,647	259,832	
1.3 Hydromechanical Works	42,630	31,697	
1.4 Hydroelectrical Works	236,760	236,760	
II .Engineering Service	43,624	41,074	
III .Administration Expense	2,908	2,738	
IV .Land Compensation and Resettlement	11,748	2,467	
V .Others (VAT)	27,939	26,846	
VI .Physical Contingency	66,788	62,078	
Total Project Cost	734,666	682,862	Except transmission line
Unit Cost (US\$/kW)	700	650	Output; 1,050MW

(3) 標準開発工程

標準開発工程については、Phu Yen East 地点と同規模の PSPP プロジェクトであることから、表 4-2-8 を参照。

第5章 各種電源のピーク供給力としての 導入の可能性

第5章 各種電源のピーク供給力としての導入可能性

5.1 ピーク供給力としての一般水力の開発可能性

5.1.1 既設水力発電所の運用状況と本件調査の目的

ベトナムでは、100MW を越える大規模水力発電所 8 箇所（3,945MW）が現在稼働中であるが、この中には、雨期に無効放流（発電利用されずダム洪水吐から放流）が発生しているものがある。

図 5-1-1 に Tri An 発電所の事例を示すが、約 12%の流量が無効放流されており、同様に Thac Mo 発電所でも 11.8%と同程度の無効放流がある。北部においても図 5-1-2 に示すように Hoa Binh 発電所の無効放流量は多いのが現状である。

この無効放流量の有効活用の観点から Be 川水系の Thac Mo 発電所では、増設計画の F/S が日本（JETRO）の技術協力により実施され、その結果 75MW の増設計画が第 5 次マスタープラン改訂版に織り込まれた。

無効放流量の発電利用は、再生可能なクリーンエネルギーの有効化による化石燃料消費の削減が図れ、地球温暖化防止に貢献するものであり、この観点に立った既設水力発電所の運用最適化の検討が望まれる。一方、水利用は発電のみならず、灌漑、上水、水運等多様であり、水資源開発に当たっては、洪水制御を含め、総合的に計画運用管理することが重要である。したがって、今後、一般水力の新增設計画策定に当たっては、電力需給バランス上ピーク供給力としての水力発電所に求められる機能の他、シリーズ開発が計画されている主要な河川については、水系一貫の総合的な河川開発および水運用計画の最適化検討を、水系毎に個別に実施して、最適な開発計画を策定する必要がある。

将来の需要増嵩に伴って開発するピーク供給力の候補として、本件調査で新たに検討した揚水式水力の他に、一般水力が想定される。本章では、一般水力の新設・増設等によるピーク供給力開発の可能性・経済性を概略検討し、ピーク電源の開発順序および揚水式水力の導入時期検討の基礎資料とすることを目的とする。

具体的な増設検討地点の候補としては、最近の一般水力開発においてはピーク供給力として計画されていることから、開発から 5 年以上経過した大規模発電所を対象とすると Tri An、Thac Mo、Hoa Binh 発電所に絞り込まれる。このうち Thac Mo の増設は既に検討されている。また、Hoa Binh は上流に Son La、Nam Nhun 等のダム開発が計画され、水系一貫した総合的な水運用計画が検討されている。従って、本調査では、Tri An 発電所の増設可能性を検討する。

一方、新規に開発する一般水力は多数あるが、本調査では、喫緊にピーク電源の開発が

必要と想定される北部のピーク電源としてカスケード開発が計画されている Huoi Quang、Ban Chat 発電所を選定した。同発電所は、Son La ダム上流の Da 水系の支川に計画されており、国際河川である Da 川本川の複雑な水運用の影響を受けずに単独で運用が可能と考えられることから、ピーク電源としての開発可能性が高いと想定される。

本章では、上記一般水力の検討に加えて、その他電源の導入可能性についても検討した。

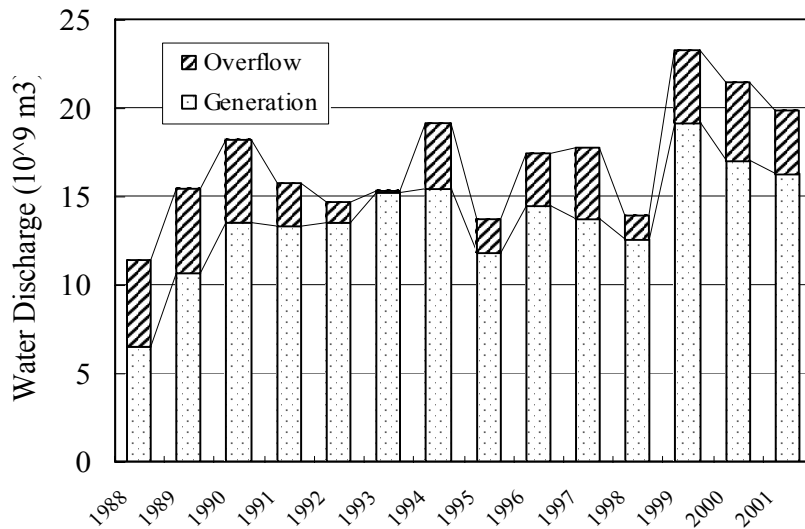


図 5-1-1 Tri An 発電所の発電流量と無効放流量

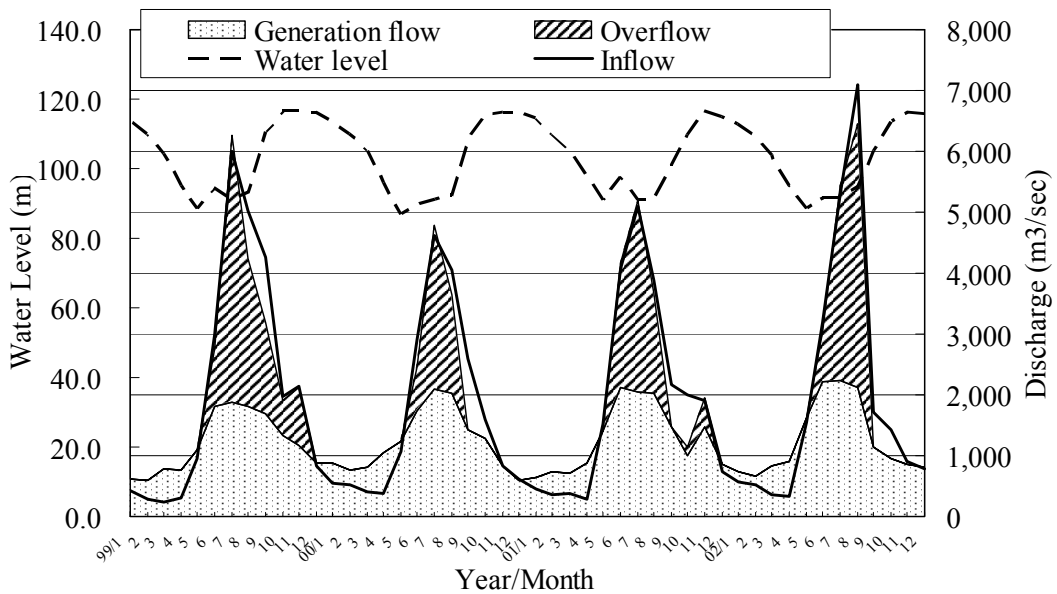


図 5-1-2 Hoa Binh 発電所の貯水池水位、発電流量、無効放流量

5.1.2 既設 Tri An 水力発電所増設によるピーク供給力の開発

a. 既設 Tri An 水力発電所の概要（添付資料 5-1 参照）

既設 Tri An 発電所は、ホーチミン市に近い Dong Nai 川下流域に位置しており、1991 年に完成した貯水池式水力発電所である。

主要構造物は、Dong Nai 川を堰き止める高さ約 45m の主ダム、3 つの副ダム、4 条の埋設式水圧鉄管及び 400MW (=100MW×水車発電機 4 台) の発電所から成る。貯水池は 323km² の湛水面積（満水位時）を有し、その有効容量約 25 億 m³ である。

表 5-1-1 Tri An 水力発電所の主要諸元

Installed capacity (MW)	400
Plant Discharge (m ³ /s)	880
Effective head (m)	52
Annual generated energy (GWh)	1,700
Plant Factor (%)	49

b. 検討条件

1) 流量資料

本検討で利用した流量資料は、Tri An 発電所ならびにその近傍に位置する Ta Lai および Ta Pao 流量観測所の観測データを基に、流域換算により算定した既設 Tri An ダム地点の 1979 年～2002 年までの 24 年間分の月単位の流量データ（年間平均流量：約 540m³/s）である。

2) 増設規模

本検討では、増設規模を 100MW と仮定した。これは、増設後の発電運用の利便性を考慮し、既設発電所単機容量と同等としたことによる。

なお、最適増設規模については、将来の F/S 調査において、様々な条件を考慮した上で決定されるべきである。

3) 増設計画の水路構造物レイアウト

本検討では、縮尺 1/50,000 地形図と現地調査結果を基に、水路長(L)と有効落差(H)の比(L/H)が最小となる水路ルートを選定した。増設計画の水路構造物は、取水口、導水路トンネル、サージタンク、水圧鉄管及び発電所から成り、その延長は約 1.5km である。

4) 有効落差

本増設計画の有効落差は、既設発電所の有効落差より 5m 少ない 47m と仮定した。これは、増設計画の近くに位置する主ダム（高さ約 40m）と、既設発電所に位置している Suoirop ダム（高さ約 45m）とのダム高の差が約 5m あることによる。

c. 増設計画の発電便益推定のための Tri An 貯水池運用シミュレーション

1) 検討条件

増設計画により得られる発電便益(90%保証出力及び年間発生電力量)を推定するため、上記条件の下で、Tri An 貯水池運用シミュレーションを実施した。このシミュレーションの実施に当たっては、既設 Tri An 発電所の上流に位置する下記水力発電プロジェクトの影響を考慮することとした。

- Ham Thuan - Da Mi 水力発電計画……………2001年より運転開始
- Dai Ninh 水力発電計画……………建設中
- Dong Nai No.3 & 4 水力発電計画……………計画中

Dai Ninh 水力発電計画は他流域への転流を伴う計画であるので、これにより既設 Tri An ダム地点の流量が減ずる。一方、Ham Thuan - Da Mi 及び Dong Nai No.3 & 4 水力発電計画は、河川流量の年間調整が可能な貯水池を有するため、その発電運用により、河川流況が変化する(雨季の流量が減り、乾季の流量が増える)。これらの影響を考慮し、Tri An 貯水池運用シミュレーションを実施した。

2) シミュレーション結果

シミュレーションでは、まず上記条件下において、Tri An 貯水池のマスカーブを作成し(添付資料 5-1 参照)、90%保証流量を算定した。その結果、Tri An 貯水池の90%保証流量は327m³/sとなった。

増設計画の発電便益は、増設計画が「ない場合(Without Extension)」(既設発電所のみ)と「ある場合(With Extension)」で実施し、それぞれの発電便益の差分を、増設計画による便益として評価した。その結果は、表 5-1-2 に示す通りである。

表 5-1-2 増設の有無による貯水池運用の検討結果

	Without Extension	With Extension	Extension Project
90%firm discharge (m ³ /s)	327		
Min. operation hours (hours)	8.9	7.0	7.0
Installed capacity (MW)	400	500	100
Effective head (m)	52	52, 47	47
Maximum Discharge (m ³ /s)	880	1,125	245
90% firm peak power (MW)	354	441	87
Generated energy (GWh/year)	1,863	1,952	89
Plant factor (%)	53	45	45
Rate of spillway discharge (%)**	9.4	3.4	3.4

**Rate of spillway discharge to total inflow volume

上表より、増設計画により得られる発電便益は、90%保証出力(増分)：87MW、年間発生電力量(増分)：89GWh となる。また、本増設計画と既設発電所は、乾季においても、約7時間程度の最大出力（500MW）運転が可能であることも、この貯水池運用シミュレーションにより確認した。

一方、シミュレーション結果をハイドログラフに表した（添付資料5-1参照）。この結果から明らかな通り、棒グラフで表される無効放流量が、増設計画により減少しており、河川流量の有効活用が図られている。

d. 増設計画のプロジェクトコストの推定

本増設計画は、その設備構成や水路延長が既設タクモ水力発電所増設計画（以下、タクモ増設計画）のそれと極めて類似している。したがって、本増設計画のプロジェクトコストは、タクモ増設計画 F/S 調査結果で得られた kW 建設単価の 674USD/kW を利用して推定し、その結果は 67.4millionUSD (=674USD/kW×100,000kW) となった。

e. 増設計画に伴う環境影響

本増設計画は、新たなダム の構築や貯水池の湛水を一切伴わないため、大規模な住民移転や自然・社会環境の改変を伴うものではない。したがって、本増設計画実施に伴う環境影響は、建設工事実施範囲に留まるため、極めて限定的なものであると言える。

f. 増設計画の実施可能性評価

1) ピーク需要対応型電源としての経済性評価

前述の Phu Yen East 揚水発電地点の経済性評価と同様に、経済便益(B)を代替火力（ガスタービン発電）の費用、経済費用(C)を水力発電の費用で評価する、B/C 手法を用いて経済性を評価した。その結果、Tri An 増設計画の B/C 値は、1.42 となった。この B/C 値は、Phu Yen East 揚水発電地点の 1.47（揚水原資：一般水力）とほぼ同等である。

2) 増設計画により得られる増分発生電力量に注目した財務性評価

本増設計画では、上記 kW ピーク需要対応型電源としての役割に加えて、河川流量の有効活用により、新たに 89GWh の年間発生電力量を生み出すことができる。この増加電力量をピーク時間帯に売電し、その電力料金収入を便益として、本増設計画の FIRR を概算すると、9.1%¹となる。これはタクモ増設計画の JETRO-F/S 調査で算定された 6.8%を上回っている。

¹ FIRR の算定に当たっては、タクモ増設計画の JETRO-F/S 調査で適用された計算条件（ピーク時間帯対応の電力料金=12US¢/kWh 等）を適用した。

したがって、本増設計画は、財務面でも実施可能性を有している。

3) 増設計画の実施可能性評価

上記の一連の検討結果より得られた本増設計画の主要諸元と、経済・財務性評価をとりまとめた結果は表 5-1-3 の通りである。

表 5-1-3 Tri An 発電所増設計画の主要諸元

Installed capacity (MW)	100
Plant Discharge (m ³ /s)	245
Effective head (m)	47
90% firm peak power	87
Annual average energy (GWh)	89
Min. operation hours (hours)	7.0
Plant factor (%)	45
Project cost (million USD)	67.4
B/C	1.42
FIRR at consumer's end (%)	9.1

本検討結果をまとめると、以下の通りであり、このことから本増設計画は、有望な水力開発計画であると結論することができる。従って、開発推進に向けて、増設計画の最適化のための F/S 調査の早期実施が望まれる。

- 本増設計画の B/C 値は 1.42 であり、その経済性は Phu Yen East 揚水発電地点の 1.47（揚水原資：一般水力）とほぼ同等であり、ピーク対応型電源として高い経済性を有している。さらに、本増設計画により、既設 Tri An 発電所においてこれまで夜間発電していた分を昼間ピーク時間帯にシフトする効果も期待できることから、本増設計画は Tri An 発電所のピーク対応電源としての能力をより一層高めることに繋がる。
- 上記 kW ピーク対応型電源としての役割に加えて、河川流量の有効活用により、本増設計画は新たに 89GWh の年間発生電力量を生み出すことができる。これによる本増設計画の FIRR は 9.1%と推定され、したがって、本増設計画は、財務面で比較的高い実施可能性を有している。
- 本増設計画は、ダム等の新規築造を伴わないため、自然・社会環境へ与える影響は、タクモ増設計画と同様に極めて軽微である。

5.1.3 北部水力発電所の開発計画のレビュー

(1) Da 川電源開発計画

Da 川は紅河の最大の支流で、流域面積の 37%をしめる大河川で、紅河と合流後に首都ハノイを通過してトンキン湾に流下している。河川長 980km のうち上流側 440km は中国領内を流下し、下流側 540km がベトナム領内となっている。

Da 川水系の水力ポテンシャルは、年間発電量で 316 億 kWh、出力で 6,258MW と目されており、これはベトナム全土のポテンシャルの 40%程度に相当している。

一方で Da 川は洪水河川である。1971～1996 年の統計によれば、Da 川の洪水量は紅河の 42～78%を占めるといわれている。このため、Da 川に建設されている Hoa Binh ダムは、洪水期に 60 億 m³ の洪水調節容量を確保するように運用している。

Da 川における発電所の開発は、既に開発が決定している Son La 発電所を含めて、表 5-1-4 に示す 4 発電所の開発計画が進められている。なお洪水容量は、Son La ダム完成後は Son La が 40 億 m³、Hoa Binh が 30 億 m³ とすることで計画されている。

表 5-1-4 Da 川水系の水力発電開発計画

Project Name	unit	Hoa Binh (Existing)	Son La	Nam Nhun	Ban Chat	HuoiQuang
River System	-	Da	Da	Da	Nam Mu	Nam Mu
Province	-	Hoa Binh	Son La	Lai Chau	Lao Cai	Lao Cai
Catchment Area	km ²	51,700	43,760	26,000	2,017	2,930
Installed Capacity	MW	1,920	2,400	1,200	200	560
Annual Energy	GWh	9,298	8,892	4,423	734	1,957
Effective head	m	109	99	96	96	181
Effective capacity of reservoir	10 ⁶ m ³	5,650	5,871	759	1,380	126
Flood capacity	10 ⁶ m ³	3,000	4,000	0	0	0
Dam type	-	Rock/Earth	Concrete	Concrete	Concrete	RCC

Source: PECCI

(2) Ban Chat, Huoi Quang 水力発電所の最適開発規模の検討

a. Ban Chat, Huoi Quang 水力発電所の計画概要

Ban Chat, Huoi Quang 水力発電所は、Da 川水系の Son La ダム計画地点の上流で Da 川と合流する Nam Mu 川に 2 つのダムを同時期に開発する計画である。Huoi Quang 発電所はダム水路式で、Son La ダム湖の末端部近くに計画され、Ban Chat 発電所（ダム式）は、その約 30km 上流に位置している。

両発電所計画は、2003 年 9 月時点迄に、Huoi Quang 水力発電所は F/S, Ban Chat 水力発電所は Pre-F/S が終了している。主要諸元を、表 5-1-5 に示す。

表 5-1-5 Ban Chat, Huoi Quang 発電所の主要諸元

	Unit	Ban Chat PS	Huoi Quang PS
Installed Capacity	MW	200 (100MW x2)	540 (180MW x3)
Annual Energy Generation	GWh	710	1,822
Total water head	m	82	149
Max. discharge	m ³ /s	279	411
Catchment Area	km ²	2,017	2,930
Dam height	m	127	151
Dam type	-	Concrete gravity	Concrete gravity
Effective Storage	10 ⁶ m ³	1,380	173
Resettled households	-	1,340	305
Total project cost	10 ⁹ VND	4,244	8,268

Source: PECCI

b. 計画妥当性評価のための貯水池運用シミュレーション

Ban Chat, Huoi Quang 水力発電所は、同一河川に計画されているため、下流の発電所は上流側発電所の運用の影響を受ける。従って、計画の妥当性検討に当たっては単独の最適化検討ではなく、水系一貫運用のシミュレーションに基づく総合的な最適計画を検討する必要がある。

本調査では、現状の Ban Chat, Huoi Quang ダム計画に基づき、Nam Mu 川流量観測データから、流域換算によって算定した両ダム位置の月単位の流量データ(30年間;1966年～1995年)を使用した運用シミュレーションによって、Ban Chat, Huoi Quang 水力発電所の最適開発規模を検討した。検討に使用したダム地点の河川流量の平均および各月の蒸発散量を表 5-1-6、表 5-1-7 に示す。

表 5-1-6 Ban Chat, Huoi Quang ダム地点の各月平均流量 (1966-1995)

	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May
Ban Chat	234	354	271	154	79	49	30	25	22	20	33	97
Huoi Quang	339	514	394	223	115	71	44	37	32	30	48	141

(Unit : m³/s)

表 5-1-7 Ban Chat, Huoi Quang ダム地点の蒸発散量

	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May
Evaporation	12.4	11.8	9.9	10.5	11.8	10.7	11.7	13.2	16.3	22.1	20.8	18.8

(Unit: mm)

1) 検討ケース

現計画における各発電所の計画規模は、Ban Chat 200MW(100MW×2units), Huoi Quang 540MW (180MW×3units) である。本調査では、各発電所の発電機数が増減した場合について運用シミュレーションにより発電電力量を算出した。検討ケースの組合せを表 5-1-8

に示す。なお両ダムとも洪水調節容量は持たない発電専用である。

表 5-1-8 検討ケース一覧

Huoi Quang PS Ban Chat PS	No develop-ment	1 unit, 180MW	2 units, 360MW	3 units, 540MW	4 units, 720MW
No development	—	—	—	○	—
1 unit, 100MW	—	—	—	○	—
2 units, 200MW	○	○	○	◎	○
3 units, 300MW	—	—	—	○	—
4 units, 400MW	—	—	—	○	—

Legend ○ : simulation case, ◎ : current plan of PECC1

なお、Ban Chat, Huoi Quang 各ダム規模の最適化検討は行わず、ダムの位置や貯水池の範囲は、現計画と同一とする。

2) シミュレーション方法および結果

シミュレーションでは、上記条件下において上流に位置する Ban Chat ダム貯水池のマスカーブを作成して 90%保証流量を算定し、これに基づいて 30 年間各月の発電電力量を算定した。

次に下流の Huoi Quang ダムについて同様にシミュレーションを実施した。なお Huoi Quang ダムの流入量は、単独開発（BanChat 発電所を開発しない）の場合には Huoi Quang ダム地点の河川流量を、カスケード開発（BanChat, Huoi Quang 両発電所を開発する）の場合には Ban Chat ダムによる水運用を考慮して、Ban Chat ダム・発電所放流流量（シミュレーション結果）に残留域からの流入量を加えたものを各月の流入量とした。シミュレーション結果を表 5-1-9 に示す。なお、90%保証出力は、系統上必要とされる等価ピーク継続時間を 7 時間とした場合の値を記載した。

表 5-1-9 シミュレーション結果

		Independent		Cascade development							
		BC constant				HQ constant					
		HQ	BC	A-1	BASE	A-2	A-3	B-1	B-2	BASE	B-3
Installed Capacity (MW)	BC	-	200	100	200	300	400	200	200	200	200
	HQ	540	-	540	540	540	540	180	360	540	720
	Total	540	200	640	740	840	940	380	560	740	920
95% Firm discharge (m ³ /s)	BC	-	93	93	93	93	93	93	93	93	93
	HQ	49	-	115	115	115	115	115	115.3	115	115
Annual Generation (GWh)	BC	-	723	673	723	722	725	723	723	723	723
	HQ	1,723	-	1,856	1,853	1,849	1,849	1,425	1,775	1,853	1,872
	Total	1,723	723	2,529	2,576	2,571	2,574	2,148	2,498	2,576	2,595
90% firm peak power (MW)	BC	-	177	88	177	201	206	145	177	177	177
	HQ	128	-	499	499	499	499	172	354	499	499
	Total	128	177	587	676	700	705	317	531	676	676
Plant Factor (%)	BC	-	41	77	41	27	21	41	41	41	41
	HQ	36	-	39	39	39	39	90	56	39	30
	Total	36	41	45	40	35	31	65	51	40	32

Legend BC: Ban Chat PS, HQ: HuoiQuang PS, (*) capital recovery factor11%

c. プロジェクトコストの算定

Ban Chat, Huoi Quang 水力発電所のプロジェクトコストは、まず、現計画である Ban Chat 200MW(100MW×2units), Huoi Quang 540MW (180MW×3units)について、計画設計図に基づいて設計数量を算出し、揚水発電所のプロジェクトコスト算定に使用した単価を適用して総工事費を算定した。次に現計画を基準として発電機の増減に係る工事数量・増減費用を算出することにより、各発電規模における総工事費を算定した。

各開発規模におけるプロジェクトコストを、表 5-1-10 に示す。算定されたプロジェクトコストは、F/S、pre-F/S で算定されたコストより高めとなったが、本調査はピーク電源最適化を目的としてことから、揚水発電所との比較を容易にするため、揚水発電所建設費の算定と同じ方法で今回算出したプロジェクトコストを採用し、経済性の評価を行うこととした。

表 5-1-10 概算工事費

	Ban Chat PS				Huoi Quang PS			
	1 unit 100 MW	2 units 200 MW	3 units 300 MW	4 units 400 MW	1 unit 180 MW	2 units 360 MW	3 units 540 MW	4 units 720 MW
I Construction Cost	203,100	236,000	275,800	314,400	354,200	399,100	441,600	487,500
1.1 Preparatory Works	40,700	40,700	40,700	40,700	27,900	27,900	27,900	27,900
1.2 Civil Work	135,400	141,500	155,100	166,200	290,400	307,800	322,800	341,200
1.3 Hydromechanical Works	4,000	8,000	12,000	16,000	8,200	8,200	8,200	8,200
1.4 Hydroelectrical Works	23,000	45,800	68,000	91,500	27,700	55,200	82,700	110,200
II Engineering Service	15,200	17,700	20,700	23,600	26,600	29,900	33,100	36,600
III Administration Expense	1,000	1,200	1,400	1,600	1,800	2,000	2,200	2,400
IV Land compensation and Resettlement	52,500	52,500	52,500	52,500	11,900	11,900	11,900	11,900
V Others (Tax)	2,700	5,400	8,000	10,800	3,600	6,300	9,100	11,800
VI Physical Contingency	27,500	31,300	35,800	40,300	39,800	44,900	49,800	55,000
Total Project Cost	302,000	344,100	394,200	443,200	437,900	494,100	547,700	605,200

d. 最適開発規模の選定

1) B/C 手法による経済性評価

Ban Chat, Huoi Quang 水力発電所の最適規模は、B/C 手法により経済性を評価して最も経済性に優れた規模を採用することとした。ここで、経済便益(B)は代替火力（コンバインドサイクル）の費用、経済費用(C)は水力発電の費用で評価した。

従来ベトナム国においては、年間発電時間 (Tmax)を 4,000 時間程度することを水力発電所の開発規模選定の目安としていた。

$$A = P_{\max} \times T_{\max} \quad , \quad A : \text{年間発電電力量 (MWh)}$$

$$P_{\max} : \text{発電所出力 (MW)}$$

$$T_{\max} : \text{年間発電時間 (hr)}$$

年間発電時間(Tmax)は、発電所利用率 (CF ; Capacity Factor, %) と同様な指標であり、両者は次の関係にある。

$$T_{\max} = A / P = 8,760\text{hr} \times (\text{CF}(\%)/100)$$

従って、年間発電時間 (Tmax) 4,000 時間は、発電所利用率 (CF) 45.7%に、また 3,000 時間は 34.2%に相当する。

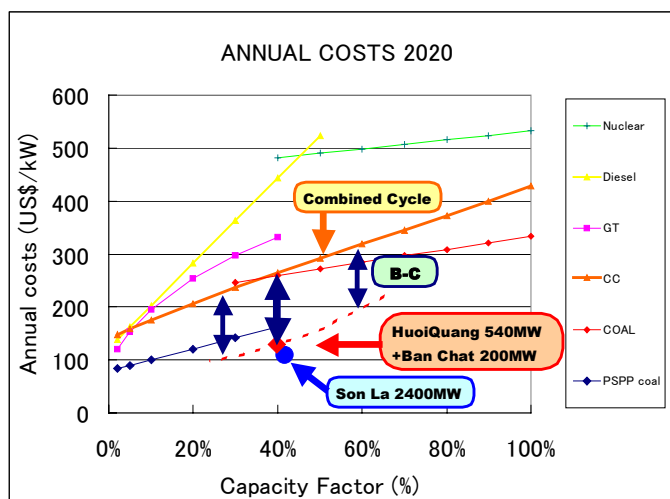
図 5-1-3 に、各種燃料種別毎の電源の経済性と発電所利用率の関係を示す。この図は、第 6 章で詳述する発電原価によるスクリーニングに使用しているものである。図中には Ban Chat および Huoi Quang 発電所および Son La 発電所の年経費を合わせて記載した。

B/C 手法による経済性評価は、比較する電源としてコンバインドサイクルを選定したが、図中でコンバインドサイクルの線は各利用率における便益(B)を表し、Ban Chat/Huoi

Quang 発電所の線は費用(C)を表している。従って、両線の差が B-C に相当し、これが最大となる利用率が最適開発規模である。

図では利用率 40%程度で B-C が最大となるが、これは、T_{max} に換算すると、3,500 時間に相当している。

しかしながら水力発電所の建設工事費は地点によって差が大きい上、河川の出水特性



や、ダム貯水量や発電規模の選定によって、発電電力量が定率で変化するわけではない。従って、最適開発規模の選定は、年間発電時間 (T_{max})によって一律に最適規模を決定することはなく、B/C 手法によって個別の特性を比較し、評価することが適当である。

図 5-1-3 B/C 手法による最適規模

2) Ban Chat, Huoi Quang 水力発電所の特性

貯水池を持つ水力発電所は、出水期に貯留した水を渇水期に利用して発電する。従って、渇水期に発電利用可能な水量は貯水池容量によって決まるため、計画的に発電する必要がある。カスケード開発の場合には、下流側の発電所は上流側の調整池による流量調整の恩恵を受けるため、単独開発の場合に比べて経済性が良いことが多い。

シミュレーション結果によると、現状の計画規模であるベースケース (カスケード開発) の場合、図 5-1-4 に示すように、乾期の等価ピーク運転時間はダム調整池の年間運用によって、Ban Chat 発電所で 8 時間、Huoi Quang 発電所で 6.6 時間程度確保される。しかしながら雨期には河川出水量の年間変動が大きく、24 時間発電運転が可能な年がある一方で、渇水年には乾期と同程度の発電時間しか確保できない。

現計画のダム調整池規模は、出水期の河川流入量を貯留して年間均平化して使用するためには容量が小さすぎるが、ダムを増嵩して貯水池規模を拡大した場合には、出水期の流入量が少ないために満水位に達しない年が増加することとなり、また、渇水年の運転時間の増は見込めないことから、現計画のダム規模はほぼ妥当と考えられる。従って、Ban Chat, Huoi Quang 発電所は、ピーク/ミドル供給力として活用することが望まれる。

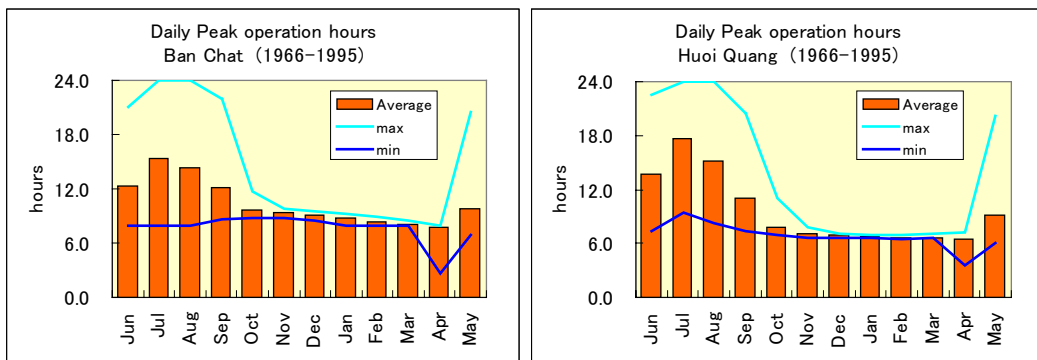


図 5-1-4 各月の日運転時間（ベースケース）

各月に配分された貯水量を用いて、ピーク運転した場合の各月の平均出力を図 5-1-5 に示す（右図にピーク運転の考え方を示す）。

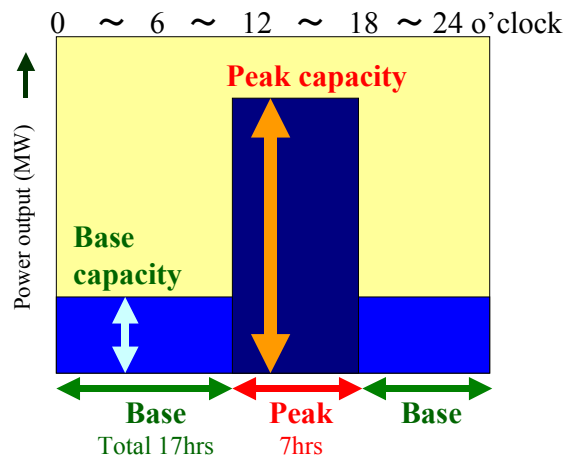
ここでは、第 6 章で詳述するように、将来の需要形状を勘案した場合に、ピーク電源が必要とする等価ピーク継続時間が 7 時間であることから、これと合わせて日ピーク運転時間を 7 時間として、貯水量の範囲で発電可能な出力を算定した。さらに、残った貯水をピーク時間以外の時間帯（17 時間/日）に発電する場合の平均出力を算出し、合わせて表示している。

図中に示すように、乾期には両発電所の利用可能な貯水のほとんどが、ピーク発電に使用されている。

一方、出水期には利用可能水量が豊富なため、ピーク時間帯で使い切れない水をベース供給時間帯に発電することとなる。この出力が大きいと、負荷変動に追従する調整幅（ピークとベース供給力の差分）が小さくなり、ミドル電源的な特性となる。ただし、ピーク供給力が必要な場合には、余剰水を溢水させることにより、出力調整能力は確保できるが、この場合には年間発電電力量が低下することとなる。

従って、当発電所は、基本的にはピーク発電に適した特性を持っているが、貯水の有効活用の観点から、特に出水期の運転方法を工夫する必要がある。

従って、当発電所は、基本的にはピーク発電に適した特性を持っているが、貯水の有効活用の観点から、特に出水期の運転方法を工夫する必要がある。



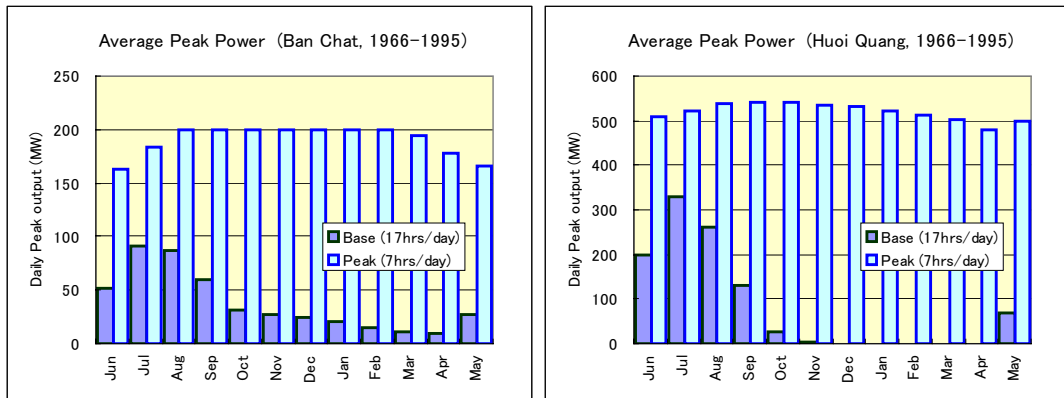


図 5-1-5 各月のピーク・ベース可能出力（ベースケース）

3) 最適開発規模の選定

上述の検討では、等価ピーク継続時間を需要形状から必要な7時間とした。ここでは、等価ピーク継続時間が、最適開発規模に及ぼす影響を検討する。図 5-1-6 に、等価ピーク継続時間が7,6,5時間の場合の Ban Chat, Huoi Quang 発電所の開発規模をパラメータとした B/C 計算結果を示す。

左側に Ban Chat の出力を 200MW とした場合の Huoi Quang 発電所の最適規模を示す。等価ピーク継続時間が7時間から減少するにつれて、B/C, B-C の最大は出力の大きい方に移動するが、ピーク時間6時間以上の場合にはベースケースである Huoi Quang 540MW の開発規模が最適となる。

右側には、Huoi Quang の出力を 540MW とした場合の、Ban Chat 発電所の最適規模を検討した結果を示す。ここでも同様に等価ピーク継続時間が7時間から減少するにつれて B/C, B-C の最大は右側（即ち Ban Chat の出力が大きくなる方向）に移動する傾向が認められるが、ピーク時間が6時間以上の場合にはベースケースである Ban Chat 200MW の開発規模が最適となる。

以上の検討により、Ban Chat, Huoi Quang 発電所の開発規模は、将来の需要形状を勘案した場合、現計画どおり Ban Chat 200MW, Huoi Quang 540MW が適当であると考えられる。

各検討ケースの経済性評価結果（ピーク継続時間7時間の場合）を表 5-1-11 に示す。なお、Ban Chat, Huoi Quang 発電所とも、単独開発の場合には経済性が劣ることから、両発電所をカスケード開発することが望ましい。

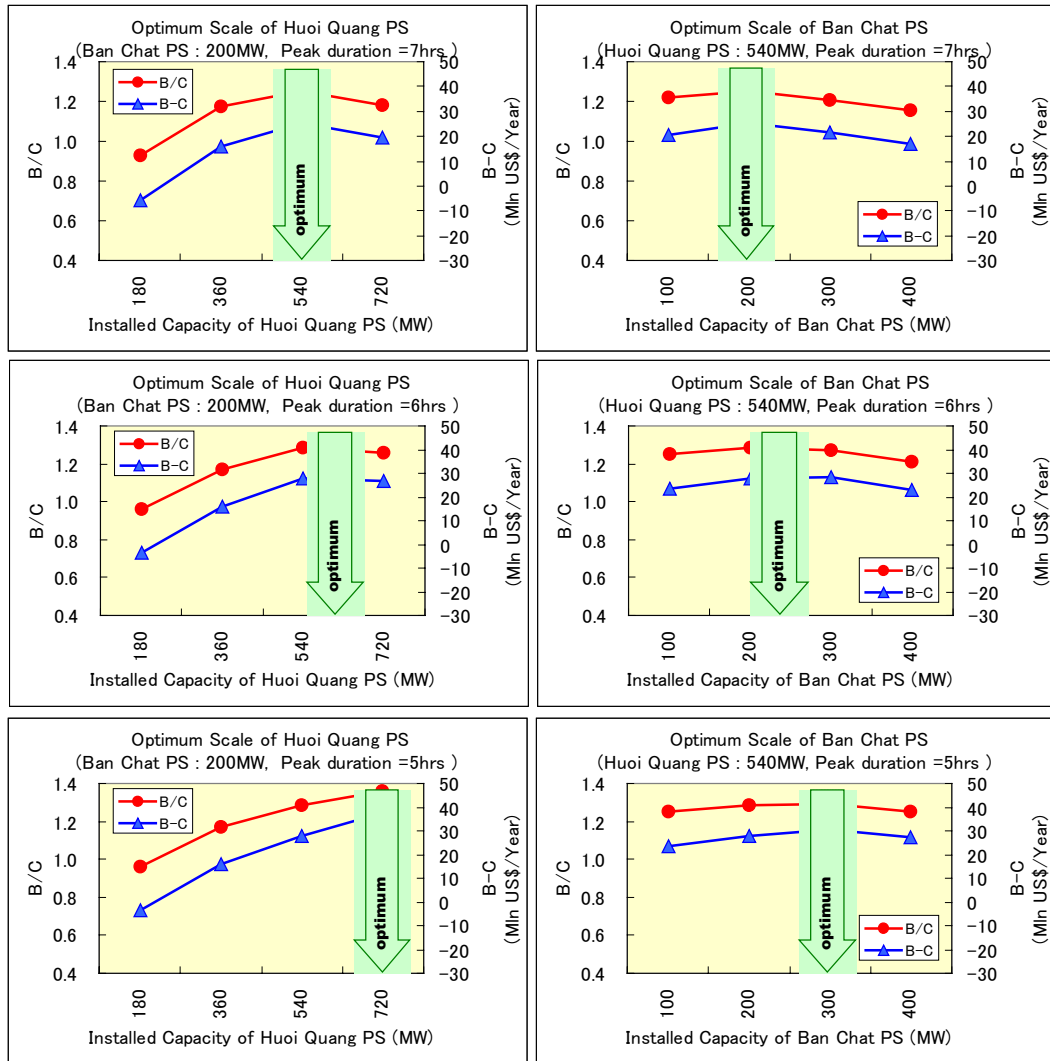


図 5-1-6 Ban Chat, Huoi Quang 発電所の最適開発規模の検討結果

表 5-1-11 経済性評価結果

		Independent		Cascade development							
				HQ constant				BC constant			
		HQ	BC	A-1	BASE	A-2	A-3	B-1	B-2	BASE	B-3
Installed Capacity (MW)	BC	-	200	100	200	300	400	200	200	200	200
	HQ	540	-	540	540	540	540	180	360	540	720
	Total	540	200	640	740	840	940	380	560	740	920
Unit Cost (US\$/kW)	BC	-	1,721	3,020	1,721	1,314	1,108	1,721	1,721	1,721	1,721
	HQ	1,015	-	1,015	1,015	1,015	1,015	2,433	1,373	1,015	841
	Total	1,015	1,721	1,328	1,206	1,122	1,054	2,058	1,497	1,206	1,032
Generation Cost (UScent/kWh)	BC	-	5.2	4.9	5.2	6.0	6.7	5.2	5.2	5.2	5.2
	HQ	3.5	-	3.2	3.3	3.3	3.3	3.4	3.1	3.3	3.6
	Total	3.5	5.2	3.7	3.8	4.0	4.2	4.0	3.7	3.8	4.0
Economic Evaluation (mln US\$)	B/C	0.87	0.44	1.22	1.25	1.21	1.15	0.93	1.17	1.25	1.18
	B-C	-7.6	-42.7	20.6	25.2	21.7	16.9	-5.9	15.9	25.2	19.3