

国際協力事業団

ブータン国

貿易産業省電力局

ブータン国
プナチャンチュ水力発電事業計画調査

最終報告書

要約版

JICA LIBRARY



J1162297(4)

2001年2月

電源開発株式会社

鉦調資
J R
01-004

国際協力事業団
プナチャンチュ水力発電事業計画調査
最終報告書

要約版

要約版

2001年2月

国際協力

02
1.3
PN
RARY
-004

国際協力事業団

ブータン国

貿易産業省電力局

ブータン国
プナチャンチュ水力発電事業計画調査

最終報告書

要約版

2001年2月

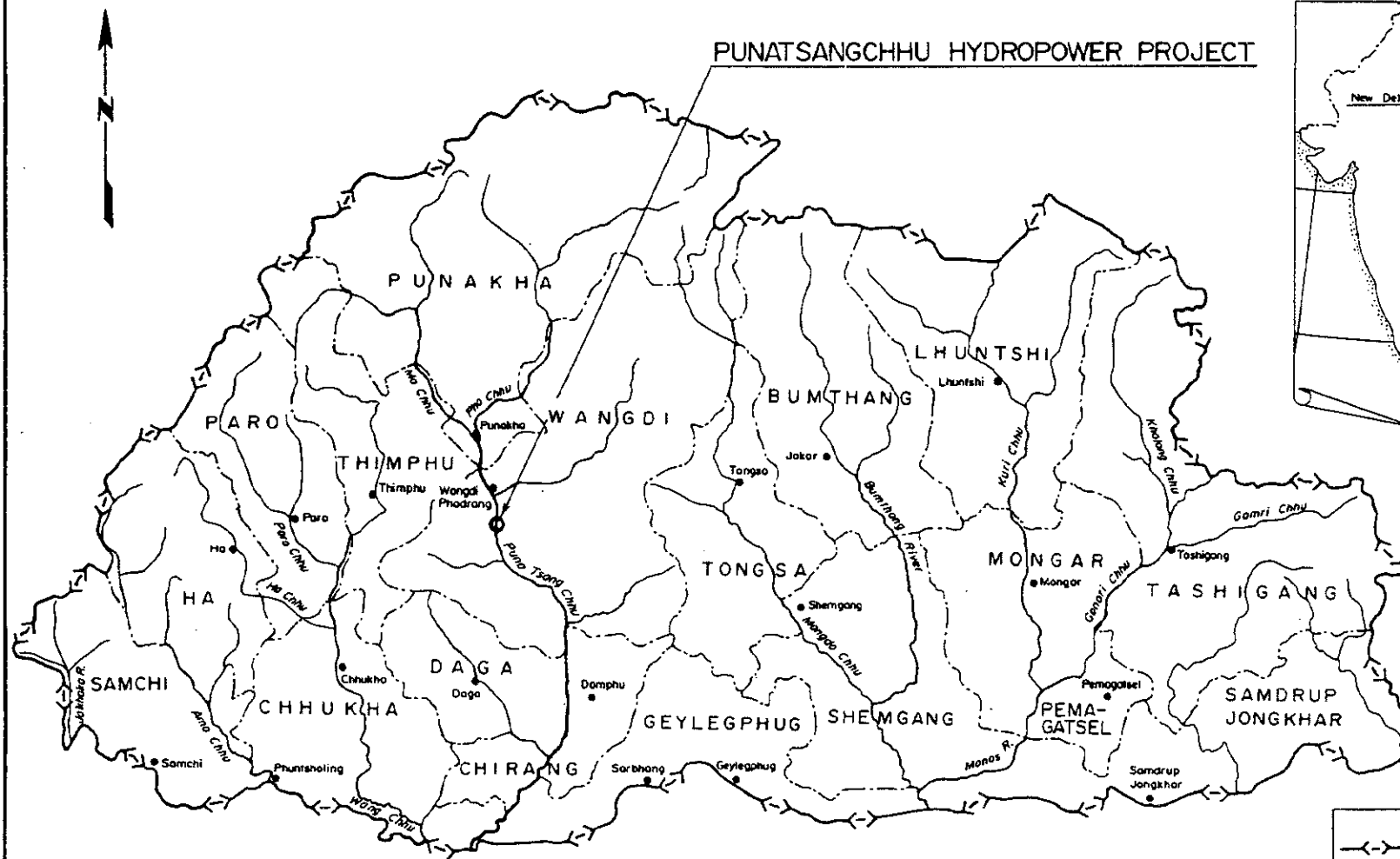
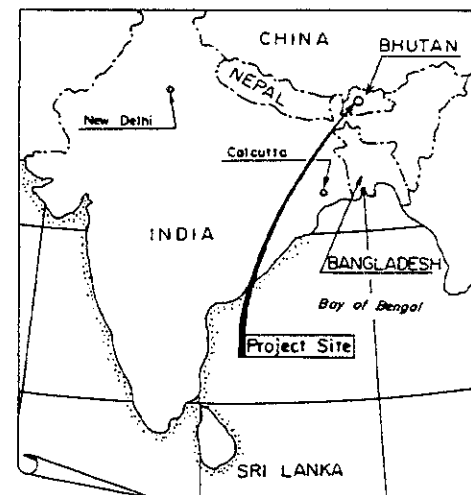
電源開発株式会社



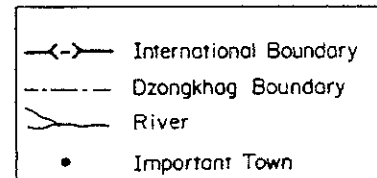
1162297(4)

PUNATSANGCHHU HYDROPOWER PROJECT

KEY MAP



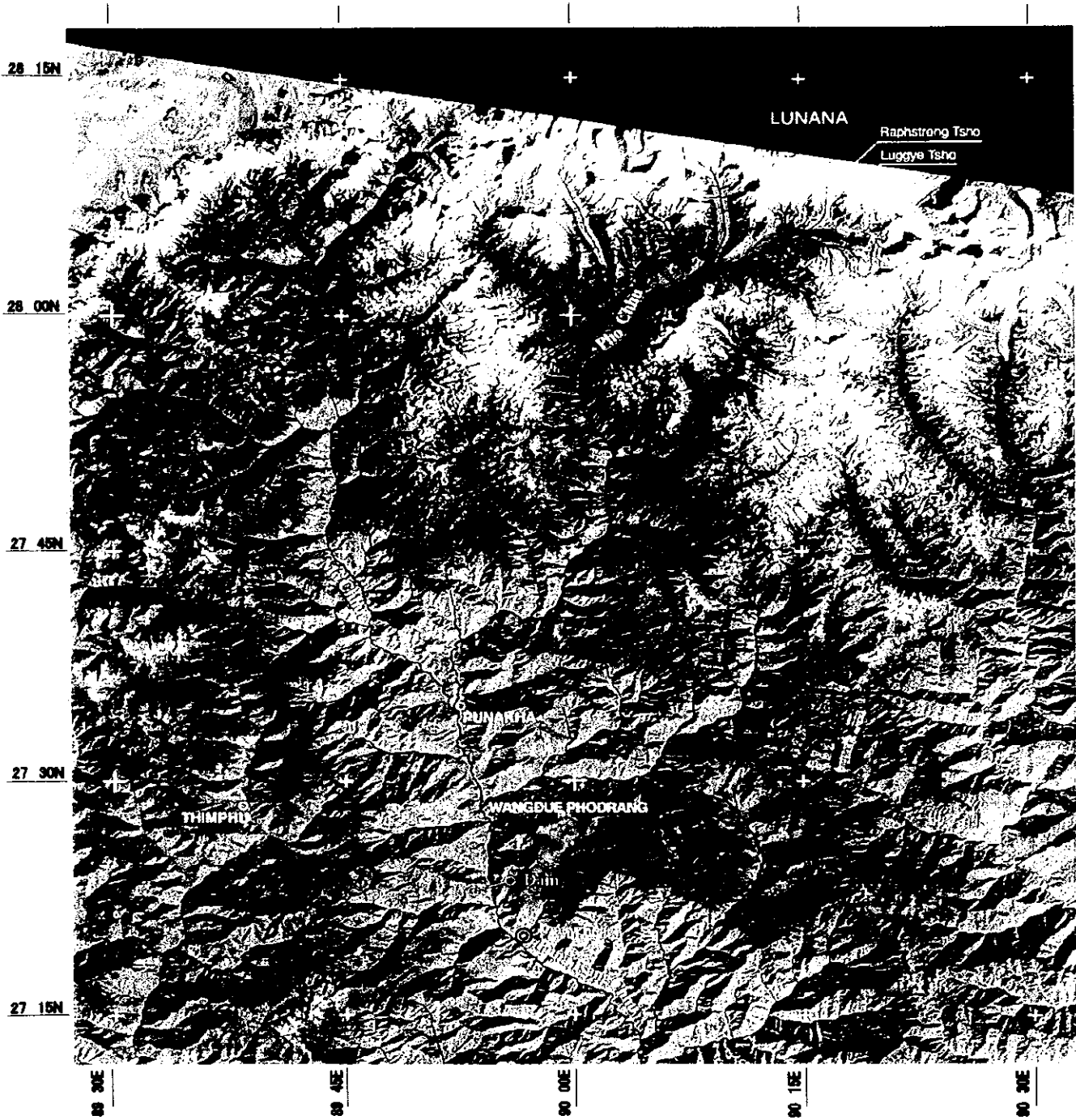
LEGEND






LOCATION MAP



LOCATION MAP OF THE PROJECT

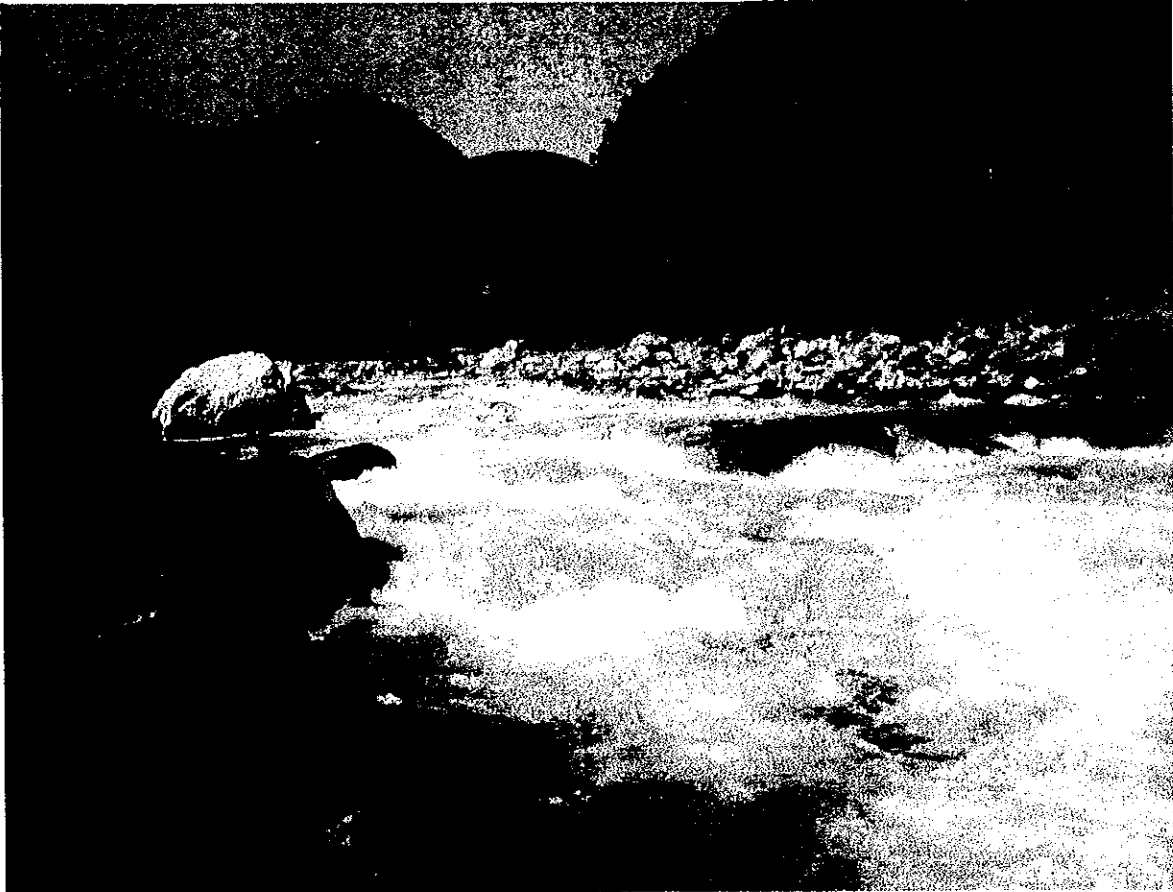


-  1988 Glacier Lake
-  1988 & 1998 Glacier Lake
-  1998 Glacier Lake

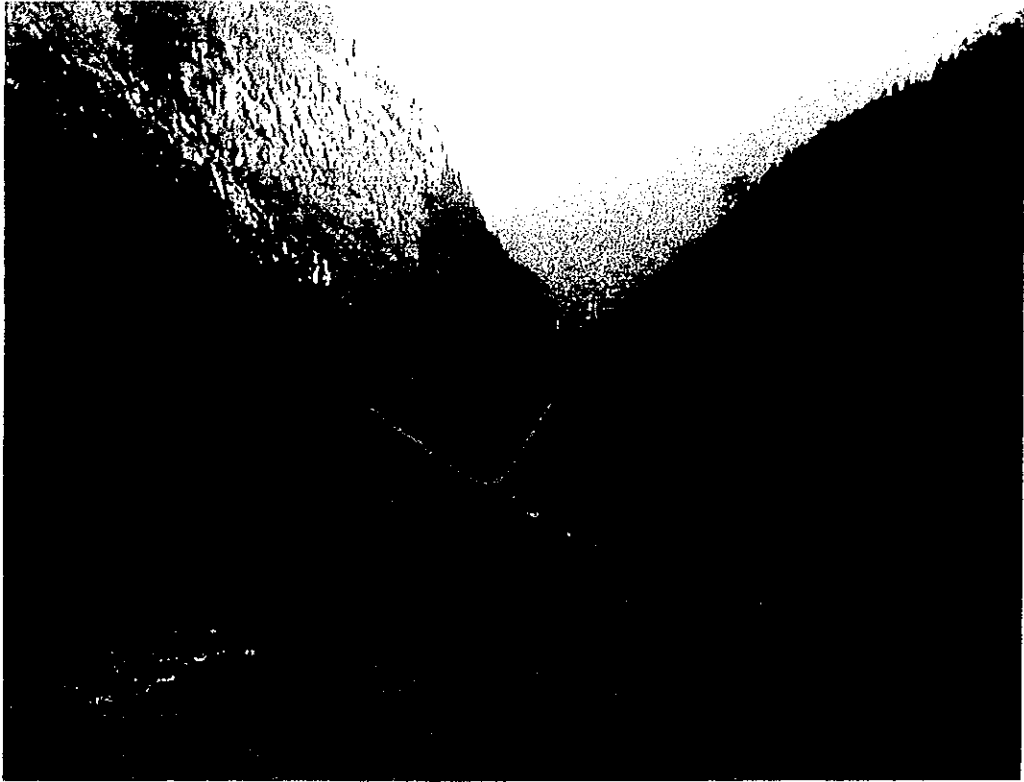


1:652,000

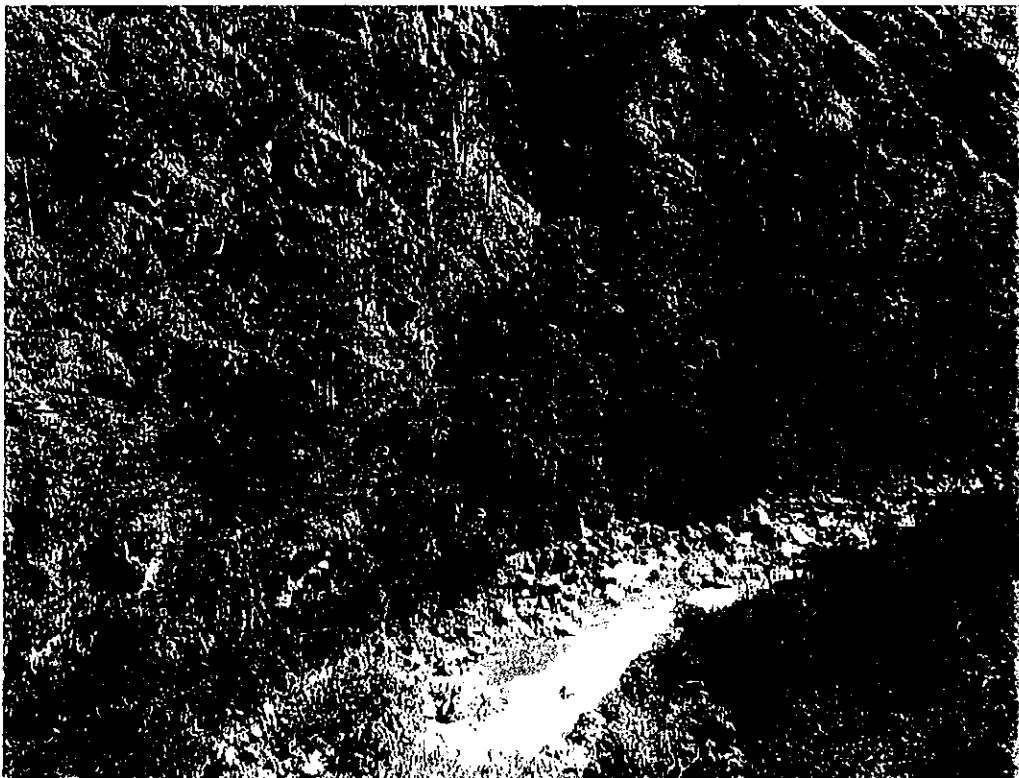
JICA 1999.3



Upstream View from Dam Site (3.120)



Dam Site (3.120), View from Upstream



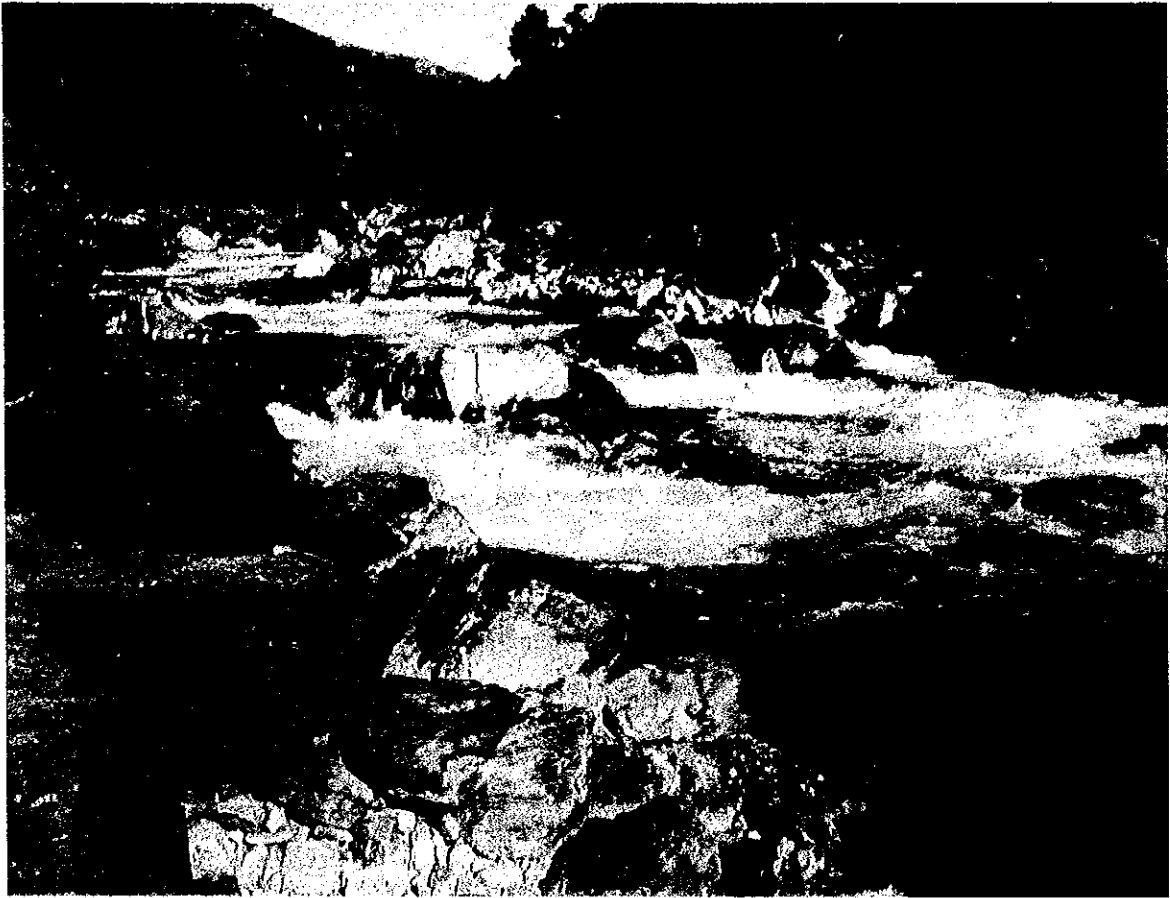
River Flow at Dam Site (3.120)



Upstream View from Dam Site (3.120)



Upstream View from Dam Site (3.120)



Upstream View from Dam Site (3.120)



Upstream View from Dam Site (3.120)



Drilling at Dam Site



Seismic Prospecting



Road Condition at Dam Site



Road Condition (Thimphu – Phuentsoling)

目 次

結論と勧告	1
結 論	1
勧 告	4
1 序 論	5
2 ブータン国の一般事情	6
2.1 概要	6
2.2 経済およびエネルギー資源	6
2.3 運輸および交通	7
3 計画地域および周辺の概要	8
3.1 水資源開発計画とその現状	8
3.2 計画地域内の一般概要	8
4 電力セクター調査	10
4.1 ブータン国の電力調査の概要	10
4.2 インド全国の電力調査の概要	10
4.3 西ベンガル州における電力調査	11
4.4 アッサム州における電力調査	12
4.5 インド国における電力売買事業調査	12
5 電力需給計画の概要	13
5.1 需要規模	13
5.2 供給力	13
5.3 ブータン国の大容量電源の投入時期	13
6 気象および水文	14
6.1 概 要	14
6.2 気象および流量観測所	14
6.3 計画地点の流量	14
6.4 計画地点の洪水量	15
6.5 堆 砂	15
6.6 洪水時の背水計算	16
7 地 質	17
7.1 地形	17
7.2 地質	17
7.3 各地点の地質	17
8 地 震	20
8.1 概 要	20
8.2 設計震度	20
9 開発計画	21
9.1 既存開発計画のレビュー	21

9.2	代替案開発計画の比較検討	21
10	送電計画および系統解析	24
10.1	送電設備の比較検討	24
10.2	系統解析	24
10.3	送電線設備設計	26
11	フィジビリティ設計	27
11.1	ダムおよび付属構造物	27
11.2	水路系および発電所	27
11.3	電気機器	28
12	工事計画および工事費の積算	31
12.1	概要	31
12.2	工事工程	31
12.3	工事費	32
13	環境に関する影響評価	33
13.1	環境影響評価書の作成	33
13.2	環境の現況	33
13.3	予測される環境への影響	34
13.4	影響緩和対策と費用	34
14	経済および財務評価	36
14.1	検討方法	36
14.2	経済評価	36
14.3	財務評価	37
14.4	感度分析	37
15	資金調達と開発シナリオ	39
15.1	調達シナリオ	39
15.2	まとめ	40
16	今後の調査	41

List of Tables

Table 6.1	Availability of Data
Table 9.1	Comparison Table for Alternative Development Plan
Table 12.1	Project Cost
Table 12.2	Disbursement Schedule
Table 13.1	Final TOR for the Environmental Impact Assessment on Punatsangchhu Hydropower Project
Table 13.2	Cost for Implementing Environmental Management Plan
Table 13.3	Cost for Implementing Environmental Monitoring Program
Table 14.1	Economic Evaluation (Tariff)
Table 14.2	Economic Evaluation (Alternative Thermal)
Table 14.3	Financial Evaluation
Table 15.1	Financial Analysis (A-1) : Summary
Table 15.2	Financial Analysis (B-1) : Summary
Table 15.3	Financial Analysis (C-1) : Summary

List of Figures

- Fig. 4.1 Peak Demand and Power Supply Position from 1997-98 to 1999-2000, West Bengal State
- Fig. 4.2 Monthly Peak Demand for the Year 1999-2000, West Bengal State
- Fig. 4.3 Percentage of Power Sold and Purchased in Region Wise, India in 1997/98
- Fig. 6.1 Location Map of Hydrological and Meteorological Stations
- Fig. 6.2 Hydrograph of PMF
- Fig. 6.3 Glacier Lakes in Punatsangchhu Basin
- Fig. 6.4 Simulation of GLOF from Luggye and Raphstreng Lake
- Fig. 6.5 Simulation of Sedimentation
- Fig. 7.1 Geology Dam Plan
- Fig. 7.2 Geology Dam Section
- Fig. 7.3 Geologic Plan of Surge Tank, Penstock and Tailrace
- Fig. 7.4 Geologic Profile of Surge Tank, Penstock and Tailrace
- Fig. 9.1 Bhutan Power System Master Plan in the Kingdom of Bhutan
- Fig. 9.2 Comparative Study of Development Scale Examination (Q_{max} for Case 1-15) (1/2), (2/2)
- Fig. 11.1 Waterway General Plan of Project
- Fig. 11.2 Dam Plan
- Fig. 11.3 Dam Elevations and Sections
- Fig. 11.4 Surge Tank, Penstock and Tailrace Plan, Profile and Sections
- Fig. 12.1 Project Construction Schedule

ABBREVIATION

1. **Country**
 - Bhutan The Kingdom of Bhutan

2. **Domestic Organizations**
 - RGB The Royal Government of Bhutan
 - MoF Ministry of Finance
 - NEC National Environmental Commission
 - MTI Ministry of Trade & Industry
 - DoP Department of Power (ex-Division of Power)
 - GSB Geological Survey of Bhutan
 - SoB Survey of Bhutan
 - CHPC Chhukha Hydro Power Corporation

3. **International and Foreign Organizations**
 - JICA Japan International Cooperation Agency
 - JOCV Japan Overseas Cooperation Volunteers
 - JBIC Japan Bank for International Cooperation
 - IBRD International Bank for Reconstruction and Development
 - ADB Asian Development Bank
 - UNDP United Nations Development Programme
 - NORAD Norwegian Agency for Development Cooperation

4. **Technical Terms**
 - CA Catchment area
 - PMF Probable maximum flood
 - HWL High water level
 - LWL Low water level
 - IWL Intake water level
 - TWL Tailrace water level
 - EL Elevation (m) above sea level
 - HPP Hydropower plant (or project)
 - PS Power station
 - GS Gauging station
 - S/S Sub station
 - T/G Turbine and generator
 - T/L Transmission line
 - D/L Distribution line
 - AC Alternating current
 - DC Direct current

cct	Circuit
S/Y	Switchyard
GIS	Gas insulated switch gear
O&M	Operation and maintenance
Chhu	River
Tsho	Lake

5. Measurement

a) Length

mm	Millimeter
cm	Centimeter
m	Meter
km	Kilometer

b) Area

cm ²	Square centimeter
m ²	Square meter
ha	Hectare
km ²	Square kilometer

c) Volume

cm ³	Cubic centimeter
l	Liter
kl	Kiloliter
m ³	Cubic meter
MCM	Million cubic meter

d) Weight

g	Gram
kg	Kilogram
ton or t	Metric ton
tC	Carbon ton
gC	Carbon gram

e) Time

s	Second
min	Minute
h	Hour
d	Day
m	Month
yr	Year

f) Meteorology

C	Degree in centi-grade
---	-----------------------

K	Degree in Kelvin-grade
mb	Milibar
g) Electrical Measures	
V	Volt
kV	Kilovolt
A	Ampere
Hz	Hertz (cycle)
W	Watt
kW	Kilowatt
MW	Megawatt
GW	Gigawatt
kWh	Kilowatt hour
MWh	Megawatt hour
GWh	Gigawatt hour
kVA	Kilovolt ampere
h) Others	
Btu	British thermal unit
rpm	Revolutions per minute
%	Percentage
Lu	Lugeon

6. Economic Terms

GDP	Gross domestic product
B/C	Benefit cost ratio
B-C	Net benefit (Net present value)
EIRR	Economic internal rate of return
FIRR	Financial internal rate of return
DSCR	Debt service coverage ratio
LLRC	Loan life coverage ratio
FGC	Financial generation cost
IDC	Interest during construction
F/C	Foreign currency
L/C	Local currency
US\$ or \$	US dollar
M.US\$	Million US dollar
USC or c	US cent
Rs.	Indian Rupee
Nu	Bhutanese Ngultrum
¥	Japanese Yen

結論と勧告

結論

ここに述べる結論は、1998年から2001年にかけて実施されたプナチャンチュ水力発電計画のフィジビリティ調査の検討結果に基づくものである。本計画は以下の理由によって技術的、経済的、環境影響と資金計画の面から実施可能であると結論づけられる。

本計画は、プナチャンチュ (Punatsangchhu) における水力を最大限に利用する発電によってインド国への電力輸出を行う開発計画であり、これにより得られる電力収入によってブータン国の財政基盤を強化する計画である。本計画によって、インド国西ベンガル州を中心とした東部地域の逼迫する電力需要に対して、ピーク負荷対応を含む良質の電力を安定的に供給できるものである。

(主要構造物の諸元)

計画は、基盤からの高さ141 mコンクリート重力式ダムによって容量約 4.4×10^6 m³の調整池と、直径7.40 m、長さ約7 kmの圧力トンネル2条、地下発電所の建設によって、最大出力870 MW、年間発生電力量4,330 GWhの発電を行う、ピーク発電対応の流込式発電計画である。構造物の諸元は表に示す通りである。

(開発計画地点)

本計画は、ブータン国の西部を流れる代表的な河川であるPunatsangchhuの中流域にあって、1990年から1993年にかけて、UNDPとNORADの援助で実施されたマスタープランで取り上げられ、その後のPre-F/Sで検討されたProject 3.120の発電計画である。

本計画は、ブータン国西部の代表的町であるWangdue Phodrangから約10 km下流地点をダム地点とし、発電所地点をさらに約8 km下流に位置する、ダム水路式の開発計画である。

計画河川は、本計画が位置する中流部では比較的河川勾配が急であり、導水路により落差を得るいわゆるダム水路式の発電計画に適した地形である。

(電力需要想定)

本計画は、電力輸出を目的とした開発計画であり、ブータン国における需要想定とともに、インド国、特にインド東部地域の需要想定を行った。ブータン国における最大電力は1996年の72 MWから2020年には418 MWに増加すると想定される。インド東部地域においては、1996年における最大電力と最大電力量はそれぞれ、3,240 MWと16,975GWhであったが、2020年における最大電力と最大電力量はそれぞれ、10,391 MWと54,616GWhと想定さ

れる。このために必要電源の一部として現在ブータン国に建設中のTala (1,020 MW)やプナチャンチュ発電所(870 MW)からの供給を期待しなければならない。

(最適開発規模)

開発規模は、ダム位置、ダム高、必要ピーク時間 (4 hr) を共通の条件とし、発電所を下流案 (Case 1~5)、中流案 (Case 6~10)、上流案 (Case 11~15) と変化させ、さらに最大使用水量を変化させた検討を行った。検討の結果、落差を最大に利用する、Case 2(出力870 MW)が最適開発計画として選択された。

(氷河湖決壊洪水 (GLOF))

GLOF (Glacier Lake Outburst Flood) は、氷河および氷河湖を持つ流域での特有の水理現象である。衛星画像解析と、LuggyeとRaphstreng、二つの氷河湖がほぼ同時に決壊すると仮想したシミュレーション解析から、GLOFによるダム地点のピーク流量は4,600 m³/sと想定できる。この洪水量は、ダム地点の設計洪水量の約1/3程の規模であり、ダムに被害を与えずに安全に流下させることができる。

GLOFへの対応策としては、ダム地点の上流域における水位観測やセンサー設置により、GLOFがダム地点に到達するまでに、洪水吐ゲート操作によって貯水位を下げる 것이重要である。

(工事工程と工事費)

本計画の、準備工事の着手から、初号機の運転開始までの工事工程は、準備工事1年、土木工事および電気工事等の本体工事6年、合計7年かかる。

本計画の所要資金は、準備工事、土木工事、電気機器等の直接工事費と、建設工事管理費、用地補償費および数量変動に対する予備費などの間接費を含み、西暦2000年ベースで総額813百万US\$である。

送電線費用は、本計画の発電所からSarpangを経てブータン国境を越えインド国の第一次変電所BongaigaonまでのAルート費用を含む。

(環境影響)

本計画は、小規模な調整池を建設する流込式発電計画であり、調整池および工事区域における住民が少ないため、耕地の水没や住民移転はごく限られたものである。また計画区域は、環境保全指定地域でないため、自然環境の保護に関して特に問題ないと考えられる。しかし、適切な補償、影響緩和対策、建設中と運転開始後の適切な監視・管理が行われる必要がある。

ダム地点から発電所までの減水区間においては、ダムから適切な量の河川維持用水が放流されねばならない。

送電線ルート（Aルート：発電所－Sarpang－Bongaigaon）は、発電所からインド国境に至るルート上で生物回廊を横断することになる。この間の送電線ルートは、既設道路に沿うルートを採用して環境影響を最小限に留めることができると考えられる。

(経済・財務評価)

本計画を全額自己資金で建設・運営する場合の送電端における財務的発電コスト(FGC)は、割引率を10%とした場合、2.59 UScent/kWhである。これは想定需要先であるインド国東部地域諸州における平均売電単価に比べると競争力がある。

また、計画の経済性に関して、売買収入を基準にした内部収益率および代替火力を基準にした内部収益率は、それぞれ13.1%と29.8%であり、企業化が可能である。

(資金調達と開発シナリオ)

本計画の資金調達のケーススタディを、想定されるスキームと融資条件によって検討した。これは、インド国からの在来型の調達（シナリオA）、BOTによる資金調達（シナリオB）および地域を対象とするODAによる場合（シナリオC）の三ケースである。この結果、いずれの場合も返済可能であり、返済金額に対するキャッシュフローの割合を表す債務返済比率(DSCR)は、国際金融機関の標準とされる1.5を上回っている。

勸告

プナチャンチュ水力発電計画は、ピーク発電対応の流込式発電計画であり、技術的、経済的にフィジブルであり、付加価値を高めた電力輸出計画として開発すべきである。

本計画は、今後行われるであろう、詳細設計、資金調達活動、建設工事等を考慮すると2010年頃に運転開始が可能である。本調査で実施した需要想定によればこの時点におけるインド国、特に東部地域の電力事情は逼迫することが予想され、従って、現在建設が進められている水力地点の次期候補地点として開発計画を推進すべきである。

本調査報告書に示す発電設備施設のレイアウト、工事費等は、フィジビリティ設計に基づくものであり、本計画を推進するための実施設計を行い、本計画の精度を高めておく必要がある。

ダム地点の河床堆積、右岸斜面部、トンネルルートおよび発電所地点における地質をさらに明らかにするため、適切な追加調査等を早急に行うべきである。

また、送電線ルートについては、A案（発電所－Sarpang－Bongaigaon）、B案（発電所－Kerabari－Coah Bihar）の建設費、環境影響等を概略検討してAルートを選定したが、今後詳細検討によって最終的に決定すべきである。

氷河湖決壊洪水（GLOF）軽減対策は、流域管理の一環として現在調査が進められている。本計画では既往調査と、調査団による調査結果を取り入れた発電計画としたが、GLOF軽減対策の実施によって、本発電計画はさらに確かなものになると考えられる。

本調査における環境影響評価（EIA）は、建設工事期間における土砂運搬、廃棄、工事排水、濁水、粉塵、機械騒音、生活污水等の環境影響について確認した。工事中における環境影響は今後実施設計における詳細施工計画に基づく検討によってさらに精度を高めておく必要がある。

電力セクターにおける組織改革および法整備を行って、国際金融機関および投資機関の融資、投資を導くための環境整備を行うべきである。これによって、ブータン国政府が可能な限り独自の立場で電力輸出が行える計画実施のシナリオを選ぶべきである。

PUNATSANGCHHU HYDROPOWER PROJECT

River

Name of River	Punatsangchhu
Catchment Area	5,796 km ²
Annual Inflow	9,398 × 10 ⁶ m ³ (298 m ³ /s)

Reservoir

High Water Level	1,161.50 m
Low Water Level	1,147.00 m
Available Drawdown	14.50 m
Sedimentation Level	1,142.00 m
Gross Storage Capacity	12.49 × 10 ⁶ m ³
Effective Storage Capacity	4.39 × 10 ⁶ m ³
Reservoir Area	0.53 km ²

Infrastructure

New road (highway)	400 m
Bridge (permanent)	110 m

Dam

Type	Concrete Gravity Dam
Elevation of Dam Crest	1,171.00 m
Elevation of riverbed	1,090.00 m
Height of Dam (from foundation)	141.00 m
Length of Dam Crest	265 m
Volume of Dam	830 × 10 ³ m ³

Diversion Tunnel

Design Flood	1,470 m ³ /s
Type	Standard Horse Shoe, Pressure, Concrete Lining
Number	Two
Inner Diameter	7.80 m
Length	822 m/932 m

Outlet Equipment

Type	Service	Jet Flow Gate
	Auxiliary	High Pressure Slide Gate

Spillway

Design Flood	13,900 m ³ /s
Type	Shute with Gates
Elevation of Overflow Crest	1,142.00 m
Width of Overflow Crest	84.00 m (excluding pier width)
Energy Dissipator	Bucket Type
Type of Gate	Radial Gate
Number of Gate	Seven
Size of Gate	Width 12.00 m × Height 20.00 m

Emergency Spillway

Type	Flap Gate
Number	4
Size of Gate	Width 12.00 m × Height 5.00 m

Intake

Type	Horizontal
Number	Four
Elevation of Inlet Sill	1,144.00 m
Size	Width 10.50 m × Height 17.00 m
Type of Gate	Roller Gate
Number of Gate	Four
Size of Gate	Width 5.00 m × Height 5.00 m

Intake Tunnel

Type	Half Circle Half Rectangular, Concrete Lining
Number	Four Lines
Discharge Capacity	87.00 m ³ /s per line × 4
Inner Diameter	5.00 m
Total Length	1,003 m

Settling Basin

Type	Underground, Concrete Lining
Number	Four
Size	Width 20.00 m × Height 37.00 ~ 41.00 m
Length	130.00 m

Headrace Tunnel

Type	Circular, Concrete Lining
------	---------------------------

	Number	Two Lines
	Max. Discharge	174.00 m ³ /s per line × 2
	Inner Diameter	7.40 m
	Length	7,023 m/6,959 m
Surge Tank	Type	Orifice Type, Concrete Lining
	Number	Two
	Size	Diameter 15.00m×Height 63.00m
Penstock	Type	Steel Embedded
	Number	Four Lines
	Inner Diameter	7.40~3.20m
	Total length	1,037 m
Powerhouse	Type	Underground, Shotcrete·PS anchor
	Size	Width 20.00m×Height 38.00m×Length114.00 m
Access Tunnel	Type	Half Circle Half Rectangular, Concrete Lining
	Size	Width 6.00m×Height 6.00m×Length477m
Cable Tunnel	Type	Half Circle Half Rectangular, Concrete Lining
	Size	Width 4.00m×Height 4.00m×Length342m
Transformer House	Type	Underground, Shotcrete • PS anchor
	Size	Width 10.00m×Height 10.00m×Length 114.00m
Tailrace Tunnel	Type	Circular, Concrete Lining
	Number	Two Lines
	Max. Discharge	174.00 m ³ /s per line × 2
	Inner Diameter	7.40 m
	Length	347 m/307 m
Development Plan	Normal Intake Water Level	1,154.30 m
	Normal Tail Water Level	845.00 m

Gross Head	309.30 m
Effective Head	286.30 m
Maximum Discharge	348.00 m ³ /s for 6 units
Number of Unit	Six
Installed Capacity	870 MW
Firm Peak Power	859 MW

Turbine

Type	Vertical Shaft, Francis Turbine
Number	Six
Max. Discharge	58.00 m ³ /s per unit
Turbine Output	148,500 kW
Revolving Speed	300 rpm

Generator

Type	Three phases Alternating Current Synchronous
Number	Six
Rated Output	161,700 kVA
Revolving Speed	300 rpm
Frequency	50 Hz
Voltage	15 kV
Power Factor	0.9 lag

Main Transformer

Type	Indoor special three phases, Forced-oil-forced-air Cooled type
Number	Six(6)
Capacity	161,700 kVA
Voltage	(Primary) 15 kV (Secondary) 400 kV

Switchyard

Bus System	Double Buses with Bus Tie
Bus Conductor Type	ACSR
Number of Lines Connected	2 cct Transmission Line

	Voltage	400 kV		
	Conductor Type	ACSR		
Transmission Line	Length	140 km (80 km in Bhutan, 60 km in India)		
	Type of Transmission Tower	Steel lattice tower		
	Number of Circuit	Two(2), (Vertical configuration)		
	Voltage	400kV		
	Conductor Type	1,351.5 MCM ACSR (Martin)		
Annual Energy Production	Average Energy	4,330 GWh		
	Firm Energy	1,268 GWh		
Construction Period		6 years		
Project Cost		36.3×10^9 Nu (813×10^6 US\$)		
Unit Construction Cost	Per kW	41,754 Nu/kW (934 US\$/kW)		
Economic/Financial Evaluation	Financial Generation Cost	2.76 US cent/kWh		
	Economic/Financial Evaluation	Power Sale	Alternative thermal	
	Benefit-Cost Ratio (Financial)	1.35	1.98	
	EIRR	13.1%	29.8%	
	FIRR	13.1%	---	

1 序 論

本調査は、国際協力事業団(JICA)の技術協力の一環として、ブータン国西地域の Wangdue Phodrangにおいて、プナチャンチュ水力発電計画の技術的、経済的、環境的可能性を検討する目的で、1998年11月から2001年1月にわたって、現地および日本で実施された。

ブータン国は、豊富な水資源と急峻な地形を利用した水力発電による発電事業の展開を国家歳入戦略の中心に据えて「電力立国」を目指しており、近い将来この売電事業の一翼を担うものとして、プナチャンチュ(Punatsangchhu)水力発電計画がある。計画は有効容量約 $4.4 \times 10^6 \text{m}^3$ の調整池、長さ約7 kmの導水路トンネルによって下流に導水し、地下発電所によって発電してインド国に売電する大規模水力発電計画である。ブータン国政府は本計画のフィジビリティ調査の実施を日本政府に要請した。

日本政府は本計画の技術援助供与に同意し、1998年7月、JICA事前調査団をブータン国に派遣した。

事前調査団は現地視察、資料収集を行うと共に担当機関である、貿易産業省電力局(Division of Power)と協議し、本計画のフィジビリティ調査に係わる実施細則(Scope of Work)および協議議事録(Minutes of Meeting)を作成し、1998年7月15日その内容について最終合意し、調印した。

JICAは本調査を遂行するために所定の書類審査業務を経て、電源開発株式会社を実施機関として選定し業務実施契約を締結した。上記契約に基づいて、1998年11月より本調査を開始した。

調査団は、資料収集、既往調査のレビュー、水文、地質および材料、環境、電力セクター等の調査、航空写真撮影と図化、地上測量、最適開発計画作成、主要構造物の概略設計、環境影響評価、工事計画と工事費積算、経済評価、資金調達に関する調査等を実施した。

本調査の現地調査業務は、貿易産業省電力局(DoP)の協力を得て、DoPのカウンターパートとともに実施した。同時に調査団は、現地での調査業務機関を通じてDoPの技術者に対して技術移転を行った。さらに、JICAは本調査の期間中にDoPの技術者3名を日本に招聘し、カウンターパート研修を行った。

本調査の全ての業務は、2001年1月に終了した。

2 ブータン国の一般事情

2.1 概要

ブータン国は、グレートヒマラヤ山脈東端のブータンヒマラヤ（東経88.7°～92.2°、北緯26.7°～28.4°）に位置する面積46,620 km²の、ほぼスイスと同じ広さの国家である。

ブータン国は、北端をヒマラヤ山脈で中国チベット自治区と、北東から南および西をインド国のアルナチャル・プラディシュ（Arunachal Pradesh）、アッサム（Assam）、西ベンガル（West Bengal）に囲まれた南北180 km、東西330 kmの地域に広がっている。

ブータン国の気候型は、北から南に向かって、高地（Alpine）、中央山地（Mid-montane）および亜熱帯（Subtropical）の三つに区分される。高地（Alpine）は標高3,500 m以上の地域、中央山地（Mid-montane）は、標高1,800 m～3,500 mの範囲であり、亜熱帯（Subtropical）はブータン・インド国境沿いのヒマラヤ山麓（foothills）から中央山地にいたる標高1,800 mまでのゾーンである。

計画地点の、Punatsangchhu中流部、PunakhaおよびWangdue Phodrang付近における気温は、8月が最も暑く30℃を越え、1月の気温は0℃程度まで下がる。

第7次5カ年計画（7th Five-year Plan, 1992-1997, Planning Committee,）によると約765,000人と推計されており、これに基づく人口密度は16人/km²であり、ネパール国144、バングラディシュ国834、インド国285等の近隣諸国のそれに比べられる。

2.2 経済およびエネルギー資源

国連年鑑Statistical Yearbook (43rd issue)によれば、1996年におけるブータン国のGDPは320 Million US\$, 一人あたりGDPは176 US\$となっている。

一方最も新しい資料によると、1999年GDPは約420 Million US\$ (42.6 Nu/\$)であり、推定人口656,000人による1人あたりGDPは500 \$を超えている。

1995年ベースの産業部門ごとの国民総生産に占める割合は、農業（38.0%）、建設（10.8%）、公共サービス（10.9%）といった割合であり、ブータン国の産業が基本的に農業に依存していることを示している。

ブータン国の1996年ベースの一次エネルギー生産高は、石油換算で150,000 tであり、電力が99.3%、149,000 tを占めている。このうち、86%に相当する石油換算で129,000 tが輸出されている。残り0.7%、石油換算で1,000 tが石炭となっている。

このため、ブータン国にとって、水力資源開発と電力輸出は国の財政基盤を強固にするために極めて重要な手段である。

このため、1987年運転を開始したChhukha Hydro Power (CHPC所有、336 MW) の運転や2005/06運転開始予定のTala Hydro Power (1,020 MW) など、電力輸出を目的とした開発を精力的に進めてきている。

一方、Basochhu (Wangdue Phodrang、61 MW)の建設や、2001/02運転開始予定のKurichhu (Mongar、60 MW) など、中規模水力計画も、地域むけ、国内消費の開発にも熱心に取り組んでいる。

2.3 運輸および交通

幹線道路の延長は、東西道路が約700 km、南北道路が約1,000 km、合計1,700 kmに達し、幹線以外の道路を含む国土全体の総延長は、約3,440 kmとされている。

Thimphuの西約20 kmの位置にあるParo空港はブータン国唯一の国際空港である。Paroはバンコク、デリー、カルカッタ、カトウマンドゥ、ダッカ、ヤンゴンの6都市と国営航空によって結ばれている。1996年における運行距離と輸送人員はそれぞれ、1,000,000 kmと35,000人とされている。

インド国から陸路によるブータン国への入国はいくつか有るが、Phuentsholingからの入国が一般的である。カルカッタからPhuentsholingまでは約800 kmである。ここからChhukha - Simtokhaのルートで首都まで約180 kmである。

3 計画地域および周辺の概要

3.1 水資源開発計画とその現状

1990年から93年にかけてUNDPとNORADの資金協力によってブータン国全国の電力システムマスタープラン（Power System Master Plan: PSMP）が策定されている。全国25地点の開発計画について述べたPSMPは、Punatsangchhu流域において、7カ地点で合計1,894 MWの計画を策定し、PSMPの一部として行われたPre-Feasibility Studyで2カ地点、Project 3.120（Punarsangchhu、760 MW）およびProject 3.230B（650 MW）の発電計画が検討されている。

両計画地点ともPunatsangchhuの中流部の発電計画であり、本計画のダム地点は合流地点下流部のWangdue Phodrangから約10 km、発電所地点はさらに約8 km下流に位置し、Project 3.230Bのダム、発電所はさらにその下流に位置しており、それぞれダム水路式にて階段式に計画されている。

流域における水力発電として、計画地点右岸側に位置するBasochhu（61 MW）が建設中であり、Simtokha～Basochhuを220 kVで西部グリッドに連携される予定となっている。

3.2 計画地域内の一般概要

(1) 自然環境

景観

農業省の土地利用計画部が作成したThimphu - Wangdue Phodrong Dzongkhagsの土地利用図によれば、この地方の92%は森林に覆われており、その面積は63,206 haで、もみ（Fir）、混合針葉樹（Mixed conifer）、松（Blue pine）等で構成されている。

植生

ブータン国は、高山気候、温暖なモンスーン気候および亜熱帯気候の3つの気候域で構成されていて、国全体が複雑な植生をなしている。稲作地、バナナや柑橘類の生産地帯（1,300 mあたりまで）から、落葉樹林帯、高山森林帯へと変化する。

計画地点周辺は、河川両岸に沿って河床に近い場所では広葉樹林が見られる。山の中腹から上に向かって松林（Chir pine ; pinus roxburghii）が支配的になっている。

動物

ブータン国の森林局が作成した報告書によると、哺乳類15種、は虫類3種、鳥類は31種が生息するとされている。このうち、Forest and Nature Conservation Act (1995)で絶滅危惧種は、シカの一種（Barking deer）であり、保護動物としてシカの一種（Serow）、

ヒマラヤクロクマ (Himalayan Black Bear)、ヒョウの一種 (Leopard Cat) およびヒョウ (Leopard) があげられている。ただし、リストは作成から年月がたっており、その後国道が建設されたため、必ずしも現状を反映していない可能性がある。

水質

計画地点の上流のPunakhaとWangdue Phodrangにおける住民の生活排水が無処理でPunatsangchhuに排水されている。しかし、河川の水量が豊かで、生活排水は河川の自然浄化能力を超えるほどのものではない。また計画地点周辺は人口が極めて少なく、大きな水質汚染源となる工場等は認められないため、河川の水質は良好である。

(2) 社会環境

人口

Wangdue Phodrangの1998年の人口は、約28,800人であり、世帯数は約2,800世帯であり、一世帯あたり10人程度である。

公共施設

Wangdue Phodrangには1つの病院と、9つのBasic Health Units (BHU)、20のOutreach clinicsが設置されている。この地方では、全世帯の約63%にあたる1,746世帯で上水道が引かれている。関係村落には非常に限られた数の医療施設しかなく、最寄りのBHUにも数時間歩かなければならない住民がほとんどである。

Wangdue Phodrangの教育施設は1つの高校、3つの中学校、9つの小学校および4つのCommunity Schoolがある。

交通

流域を縦断する形で道路が建設されている。Wangdue Phodrangは、北部 (Punakha) 西部 (Thimphu)、東部 (TongsaやMongar) および南部を結ぶ要衝である。これらの南北、東西道路は大型車両の通行が可能である。ダム計画地点は、Wangdue Phodrangから国道で約10 km南下した位置にあり、発電所は同じ道路をさらに約8 km南下した位置にある。

産業

住民の約90%が農業に従事しており、米や小麦、とうもろこし、ソバ、大麦、キビ、ジャガイモ、リンゴ、オレンジ、マスタードを生産している。また、Paro, Wangdue Phodrangには工業用免許所有者が30人、商業用免許所有者が180人いる。10社の建設業者があり、その外に木工業、製紙業等が存在する。

文化財、レクリエーション

計画に必要な土地に文化財の存在は認められない。同様にレクリエーション施設の存在も認められない。

4 電力セクター調査

4.1 ブータン国の電力調査の概要

ブータン国のGDP（実質）は、1988年1,993.6百万Nu.から1998年3,514.3百万Nu.（貨幣単位：1 Nu.が約3.1円、1998年12月現在）と約1.7倍に増加した。それに伴う電力需要も伸び続け、第7次5ヶ年計画の1995年中期では、政府総収入の約25%を電力部門が占めることとなり、年間国内電力消費は1994/95年の275.95 GWhから1998/99年の396.57 GWhに達し、総設備容量も1998/99年で356.67 MWとなった。また、全国の最大電力は1990年の22 MWから1999年には80 MWと約3.6倍に急増した。1986/88年、大型水力発電のChhukha発電所が完成して以来、ブータン国は実質的にインド国への重要な電力輸出国となった。

4.2 インド全国の電力調査の概要

(1) 電力調査対象地域

インド国の電力セクター調査対象の州は、西ベンガル州（West Bengal）およびアッサム州（Assam）とした。その理由として、両州はブータン国からの発生電力が送電線で結ばれる電力消費地として、一番近隣の州であること、さらに、両州を結ぶ400 kV送電線が1999年末に完成し、他各州間連系線も結ばれていて、全国連系による電力の分配が可能である。

なお、両州の電力セクター調査の結果、次の分析結果が判明した。1) Assam州の位置する北東地域は11次計画（2011-12年）までの電力消費量の伸びが他州より大きい、その消費量がWest Bengal州の位置する東部地域の約10%に過ぎないこと、2) West Bengal州を含む東部地域の将来の水力・火力電源のベストミックス、さらには、3) West Bengal州電力局の電力輸入政策・実績を考慮するとブータン国からの水力電源は、West Bengal州を含む東部地域へ送電されることが妥当である。

(2) インド全国の電力調査

至近年におけるインド国電力調査は、インド政府の第15回電力調査会において1994年3月実施され（1995年発刊）、9次計画（2001-02）のレビューと2011-12年（11次計画）までの需要想定を含んでいる。

9次5ヶ年計画・ドラフト（1997-2002年）の40,245 MW増強開発計画を基に、10次、11次計画ではそれぞれ57,698 MW、58,047 MWの開発が要求されている。

CEAは10次開発計画の内7,330 MWはすでに承認、10,556 MWは開発許可を与えた。また、新規計画38,812 MWは需要に応じて考慮される。また、11次開発計画の内9,086 MWはすでに許可を与えたもので、新規計画48,961 MWは需要に応じて考慮される。

特に、11次開発計画には他国からの電力輸入が計画されていて、具体的には、Eastern地区の水力発電電源としてブータン国からプナチャンチュ (Punatsangchhu) 870 MWおよびTala 1,020 MW、また、Northern地区においてもネパール国から Pancheswar 6,480 MWを含んでいる。下記に電源別・地区別の、10次、11次開発計画をそれぞれ示す。

10次5ヶ年計画 (2002-07年)

Unit: MW

Region	Hydro	Thermal	Nuclear	Total
Northern	2,086	10,745	1,000	13,831
Western	2,250	17,744	1,000	20,994
Southern	1,711	6,321	2,880	10,912
Eastern	2,261	8,230	0	10,491
North Eastern	710	760	0	1,470
All India	9,018	43,800	4,880	57,698

11次5ヶ年計画 (2007-12年)

Unit: MW

Region	Hydro	Thermal	Nuclear	Total
Northern	13,322*	3,300	1,000	17,332
Western	3,836	5,441	-	9,277
Southern	4,204	11,111	-	15,315
Eastern	5,852**	8,690	-	14,542
North Eastern	1,381	-	-	1,381
All India	28,505	28,542	1,000	58,047

* Including 6,480MW imports from Nepal.

** Including 1,900MW imports from Bhutan.

4.3 西ベンガル州における電力調査

西ベンガル州 (West Bengal) における1998年3月末の電力設備容量は3,792 MW (2000年3月末の電力設備容量は4,580 MWに増加) で、ほとんど火力発電に頼っていて水力発電は、わずか4.0%弱である。最大負荷は2,800 MW (2000年3月末は3,217 MWに増加) であり供給力には余裕がある。州内の総供給電力量は19,166.29 GWhで、この内発電所での発電電力量は13,192.4 GWh、他州・他国などからの購入電力量 5,973.9 GWh (この内ブータン国から輸入量1,357 GWh) であった。Fig. 4.1~4.2に West Bengalの最大負荷と電力消費量を示す。一方、総販売電力量は15,266.08 GWhであった。この内、州内の消費量は14,467.2 MWh、West Bengalから他州への電力融通量798.88 GWh (内Bhutanへの輸出4.5 GWhを含む) であり、残りの3,900.21 GWhはロス (率は20.35%) であった。

POWERGRID公社が最優先プロジェクトとして進めている連系線は北部と東部を結ぶものであり、両地域の水力・火力のベストミックスの促進として、特に、東部地域 (West Bengal州など) の余剰オフピーク電力を北部地域に供給する期待が高い。電力系統全体から見ると水力電源の投入は起動停止の即応性や負荷調整能力、CO₂低減など大きな

効果があり、ブータン国からの水力電力輸入の妥当性は充分あると言える。

4.4 アッサム州における電力調査

アッサム州 (Assam) における2000年3月末の電力供給可能量は1,217 MWで、水力発電設備は20 %で残りは火力発電に頼っている。一方、最大負荷は約565 MWであり需給バランスは正常である。1998年3月末の州内総供給電力量は2,582.64 GWhで発電電力量は936.32 GWh、他州などからの購入電力量は1,646.32 GWhであった。一方、総販売電力量は1,876.98 GWhで、残りの705.66 GWhはロス (率は27.32 %) である。なお、他州への電力融通量は5.38 GWh (Bhutanへの輸出2.7 GWhを含む) と少ない。POWERGRID公社が所有する地域間の基幹送電網設備を利用して、全国5個所の地域電力協議会 (REB) が電力融通として地域レベルの調整・運用を行っている。従って、この購入電力融通量は、発電設備能力の割合に対して半分近くを他州からの融通電力にたよっている。その理由は、他州からの安価な電力の輸入であり、財政面からは、発電設備の開発遅れが需要の伸びに追従できないためと言える。さらに、他州と比べてロス率が高いのは、長距離送電線を経由しての電力購入量が多いためテクニカル・ロスと共に、計測器なしの使用や料金徴収制度の不備等によるコマーシャル・ロスが大きな要因である。一方、他州と同様に保守の不備による停止や効率の悪い火力発電所の稼働率は低く (火力発電設備州平均稼働率P.L.Fは40.6%)、技術面・財務面からの稼働率向上が課題である。

4.5 インド国における電力売買事業調査

インド全国における1998年3月末の公益事業用総発電電力量は421,747.28 GWhで、その内、所内電力消費量30,684.2 GWh (7.28 %) を除いた発電端電力量391,063.08 GWh (92.72 %) と、非公益事業からの電力購入量2,541.51 GWh (0.74 %)、他国から (ブータン国) の輸入電力量1,384.66 GWh (0.42 %) の合計394,989.25 GWhが供給可能電力量である。

一方、消費電力は、国内販売電力量296,748.92 GWh (75.13 %) で、残りの電力消費は他国 (ネパール国およびブータン国) への輸出電力量 321.43 GWh (0.08 %) と、送配電システムのテクニカル・ロスおよびコマーシャル・ロスの合計97,918.9 MWh (24.79 %) である。各地域 (Region) 別にみた外国からの電力輸入は、ブータン国Chhukha発電所からインド東地域 (West Bengal州) のみであり、電力輸入量は1,384.66 GWh (0.42 %) であった。

Fig. 4.3に地域毎の他地域からの電力売買量の比率を示す。

Fig. 4.1 Peak Demand and Power Supply Position from 1997-98 to 1999-2000, WEST BENGAL STATE

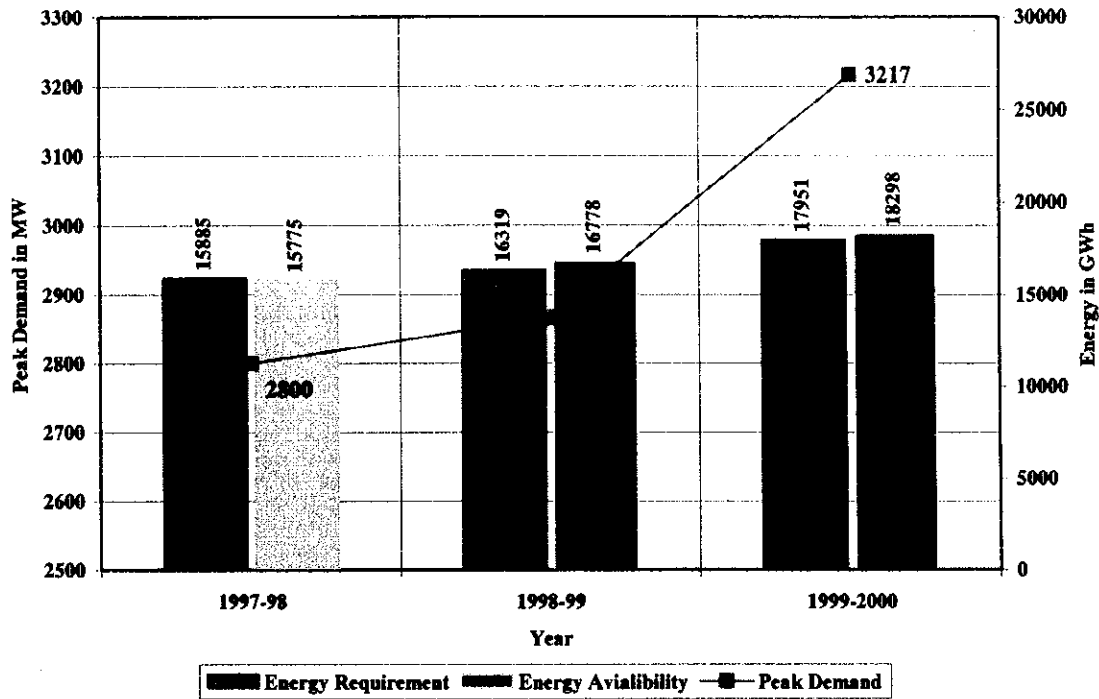
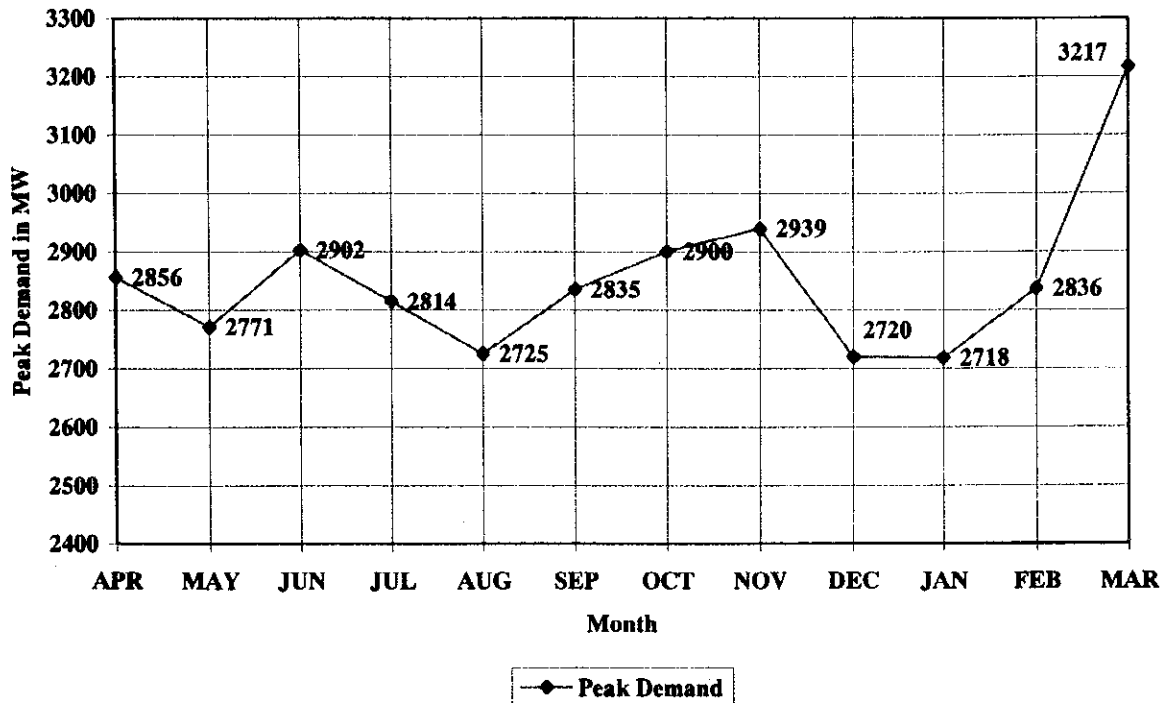
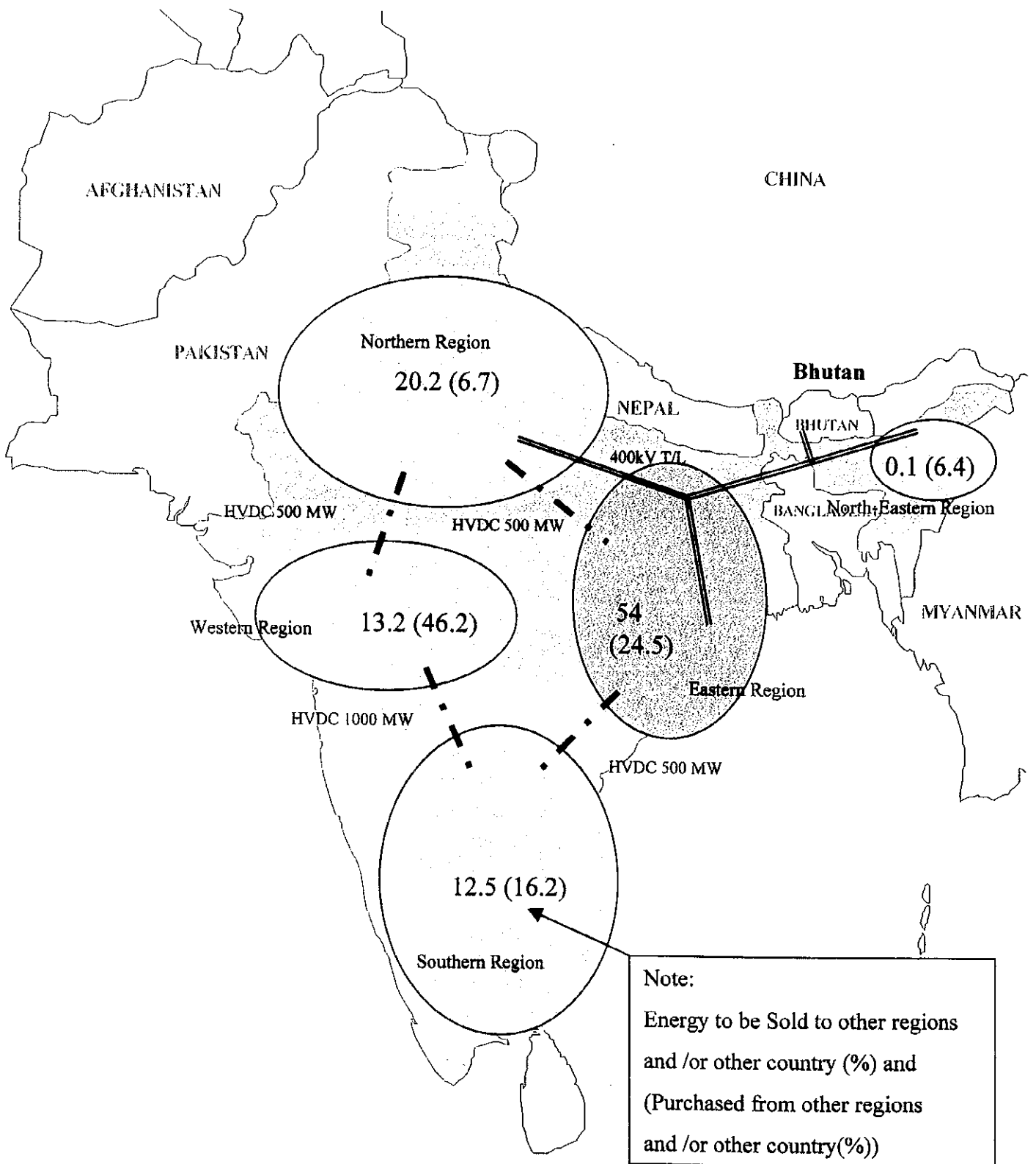


Fig. 4.2 Monthly Peak Demand for the Year 1999-2000 WEST BENGAL STATE





**Fig.4.3 Percentage of Power Sold and Purchased
in Region Wise, India in 1997/98**

5 電力需給計画の概要

5.1 需要規模

2020年までの電力需要想定の結果、ブータン国の最大電力は1996年の72 MWから2020年には418 MW(ハイシナリオでは515 MW)へ、需要電力量は412 GWhから2,342 GWhへ増加する。この間の年平均伸び率は6.4~6.5%である。一方、West Bengalの最大電力は1996年の3,240 MWから2020年には10,391 MWへ、需要電力量は16,975 GWhから54,616 GWhへ増加する。この間の年平均伸び率は5.0%である。

5.2 供給力

2000年から2020年までのブータン国の増分需要を賅うには、現在West Bengal州に供給している Chhukha(336 MW) と開発が計画されている Basochhu(61 MW) および Kurichhu(60 MW) の電力を徐々に取り入れていくことにより可能である。一方、West Bengal州はChhukha, Basochhu, Kurichhuの余剰電力を輸入した場合、同州で必要な新規電源は火力発電所換算(利用率60%)にして出力規模で約5,250 MW、発電電力量で27,590 GWhとなる。

これらの必要電源の一部としてブータン国に計画されている Tala(1,020 MW) と Bunakha(180 MW) の電源を2009年(10次5ヵ年計画内)頃までに開発した場合、2010~11年頃にはプナチャンチュ水力発電所(870 MW)からの供給を期待しなければならない。

5.3 ブータン国の大容量電源の投入時期

Tala、Bunakhaおよびプナチャンチュ水力発電所の大容量電源は、インド電力系統全体の需要に見合った段階的な開発をしなければならない。DoPの計画ではTalaは2006年、Bunakhaは10FYP(2008~12年)に運開する計画がある。両プロジェクトを段階的に開発した後、プナチャンチュの開発が必要となる。プナチャンチュは2段階開発とし、第1期は3 units(145 MW×3=435 MW)を2010年以降に、第2期は3 units(145 MW×3=435 MW)を2011年以降にそれぞれ投入することとする。

6 気象および水文

6.1 概要

Punatsangchhuはブータン国の北西部ヒマラヤ山脈に源を發し、南方に流れ下る。PunakhaでMochhuとPhochhuの2つの河川が合流し、Punatsangchhuを形成し、インド国のAssam州でBrahmaputra 河に合流する。延長は320 kmであり、インド国ではSankosh 川と呼ばれる。

モンスーンの影響により6月から9月までの4ヶ月間が雨期である。8月が最も暑く、Punatsangchhu中流部の計画地点のあるWangdue Phodrang付近では気温は30℃を越え、1月の気温は0℃程度まで下がる。流量は雨期の最も流量が多い時期で1,200 m³/s、乾期の最も流量の少ない時期で60 m³/s程度である。

6.2 気象および流量観測所

Punatsangchhu流域の気象はDoPによりFig. 6.1に示すとおり上流からGasa, Punakha, Shelgana, Wangdi, Gaselo, Basochhu, Tashithang, Damphu, Sonkosh, Drujeygangの10箇所の観測所において観測されている。各観測所のデータの種類および観測期間をTable 6.1に示す。

Punatsangchhuの流量はDoPによりFig. 6.1に示すとおり6箇所の観測所において観測されている。本流では上流からYebesa, Wangdi Rapids, Dubani, Kerabariの4観測所、支流では中流部のMaza Fall, 下流部のToshidingの2観測所で流量が観測されている。

6.3 計画地点の流量

Fig. 6.1からも分かるようにWangdi Rapids測水所は計画地点に最も近く、ダム地点の上流約9 kmに位置する。したがって、ダム地点の流量は基本的にこの測水所のデータを基に算出することとした。流域面積、平均流量は以下のとおりである。

	Wangdi Rapids測水所地点	ダム地点
流域面積 : A (km ²)	5,640	5,796
平均流量 : Q (m ³ /s)	290	298

また、ダム地点での95 %保証流量は64.0 m³/sである。

6.4 計画地点の洪水量

(1) 確率洪水

計画地点の1992～1999年の各年最大流量についてGumbel法により確率計算を行い、以下の結果が得られた。

確率洪水量

確率年T (年)	5	10	20	50	100	200	1,000
洪水量Q(m ³ /s)	1,469	1,630	1,784	1,984	2,134	2,283	2,628

(2) 可能最大洪水 (PMF)

ダム設計洪水量については、本計画の経済的および社会的重要性を考慮すると、可能最大洪水 (PMF : Probable Maximum Flood) の手法を採用することが妥当であると考えられる。PMFとは、ある地域で理論的に起こりうる、気象及び水文現象が最も厳しい条件で組合わされた時に予想される洪水量と定義される。Fig. 6.2に示すFlood Hydrographのとおり、ダム地点のPMFは13,900 m³/sと計算される。

(3) 氷河湖決壊洪水 (GLOF)

氷河湖の決壊に起因する洪水 (GLOF : Glacier Lake Outburst Flood) は氷河山地を源流域に持つ地域で発生する。Luggye LakeとRaphstreng Lake (Fig. 6.3)の決壊によるGLOFの水理シミュレーションを行った結果をFig. 6.4に示す。二つの氷河湖の決壊によるGLOFのピーク流量は4,600 m³/sと計算される。

Punatsangchhu上流に発生するGLOFに対処するには、原因となる氷河湖の水位を下げる方法が最も確実なことは言うまでもない。さらに、ダム等の河川構造物をGLOFの被害から防ぐには、第1に上流各所に水位観測所やセンサー等を設置することにより、GLOFがダムに到達するまでに洪水吐ゲートを開けて、貯水池を下げておくことが重要となる。また、洪水吐ゲート操作機器の故障、あるいは操作ミスも想定し、ダムの設計は越流を許す構造とするのが望ましい。

6.5 堆 砂

Wangdi Rapids観測所において観測された1992～1999年の8年間の平均浮遊砂量は1,354,569 m³/yearである。掃流砂量を浮遊砂量の25%と設定すれば、掃流砂量は338,642 m³/year、全流砂量は1,693,211 m³/yearとなり、比流砂量は300 m³/year/km²と計算される。

本項では堆砂形状を予測するためのシミュレーション計算をEPDC/KCC FLOW 500 MODELで行った。結果をFig. 6.5に示す。同図より計算上20年で堆砂の前面がダム近くまで達することが予想される。本計画のダム運用においては雨期のほぼ全期を通じて、ゲート放流（ゲート敷高：EL1,142 m）を行うことになり、そのフラッシング効果によって、実際には堆砂面は図中点線で示した線で平衡すると考えられる。

ただし、以上の検討にはGLOFによる堆砂は考慮されていない。GLOFによる堆砂により今回のシミュレーションよりも早く堆砂が進行することも考えられるため、構造物の設計においては、この点に十分注意する必要がある。

6.6 洪水時の背水計算

また、ダム建設後の洪水時における背水計算を実施した。計算は対象洪水をGLOF時の最大洪水量($Q_F=4,600 \text{ m}^3/\text{s}$)とし、ダム建設前（現河床形状）とダム建設後（上記堆砂面形状）の河床形状に対して行われた。計算結果は、ダム地点より約4 km上流地点付近から両水面形が接近し始め、約8 km地点付近で水位差が1~2 m程度にまでなり、浸水範囲に殆ど差がなくなっていることが判った。

Table 6.1 Availability of Data

Meteorological Station

Station Name	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	Data
Gasa											-			-		R,T,H
Punakha				-												R,T,H
Shelgana																R,T,H
Wangdi	-	-	-	-	-											R,T,H,W,E,S,D
Gaselo	-								-	-	-					R,T,H
Basochhu	-	-	-	-	-											R,T,H
Tashithang									-							R,T,H
Sonkosh														-		R,T,H
Drujeygang																R,T,H
Damphu	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					R,T,H,W,E,S,D

LEGEND R : Rainfall, T : Temperature, H : Humidity, W : Wind Speed/Direction, E : Evaporation, S : Soil Temperature, D : Duration of Sunshine

Hydrological Station

Station Name	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	Data
Yebesa																Discharge, Suspended Load
Wangdi Rapids																Discharge, Suspended Load
Dubani							-									Discharge, Suspended Load
Maza Fall																Discharge

LEGEND : Available - : No Data



Fig. 6.1 Location Map of Hydrological and Meteorological Stations

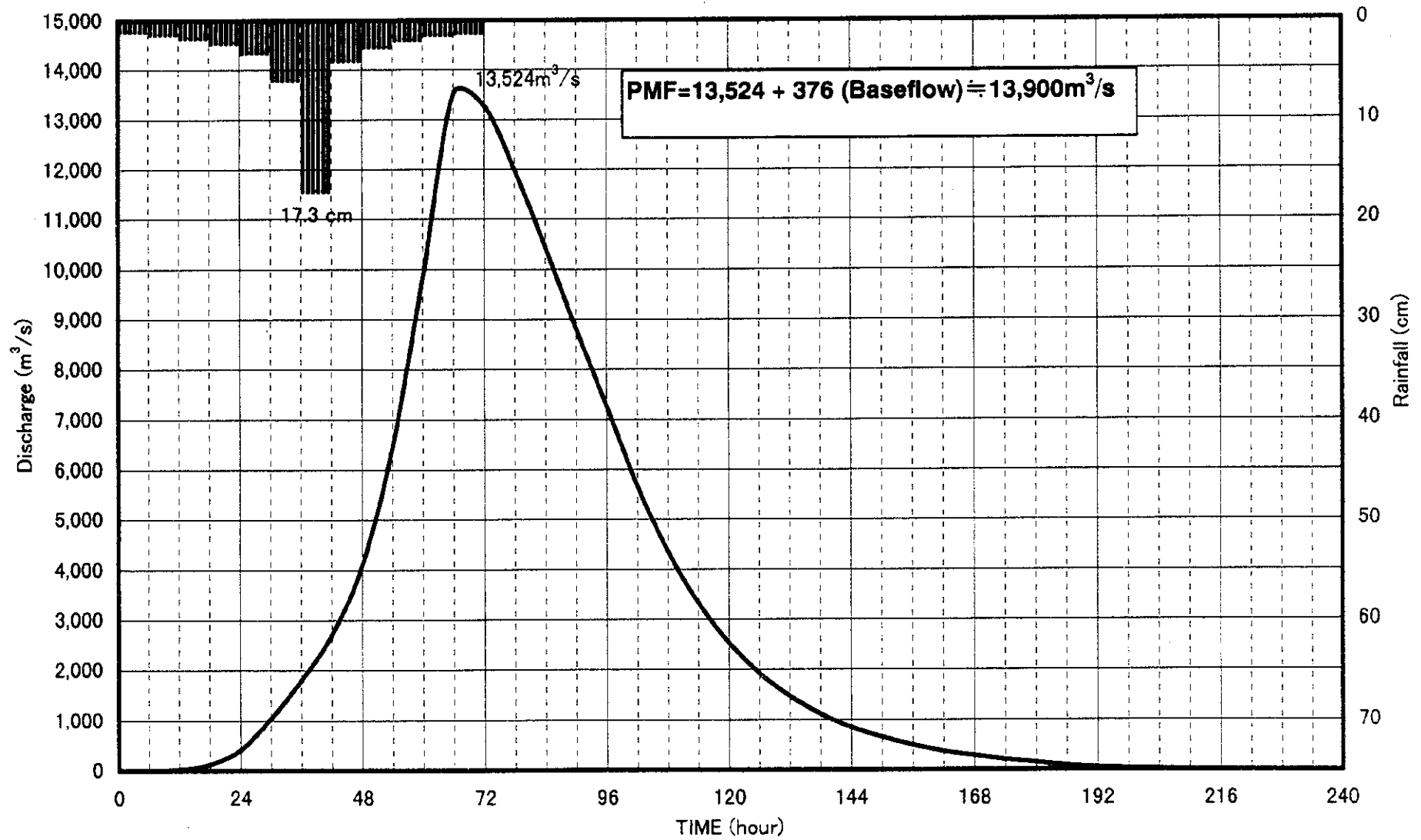
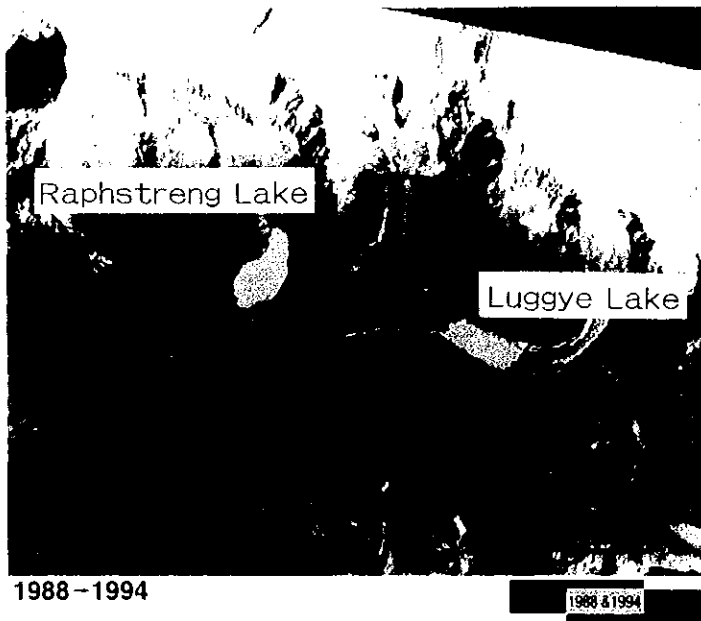


Fig. 6.2 Hydrograph of PMF



0 1 2 3
Unit : km

Fig. 6.3 Glacier Lakes in Punatsangchhu Basin

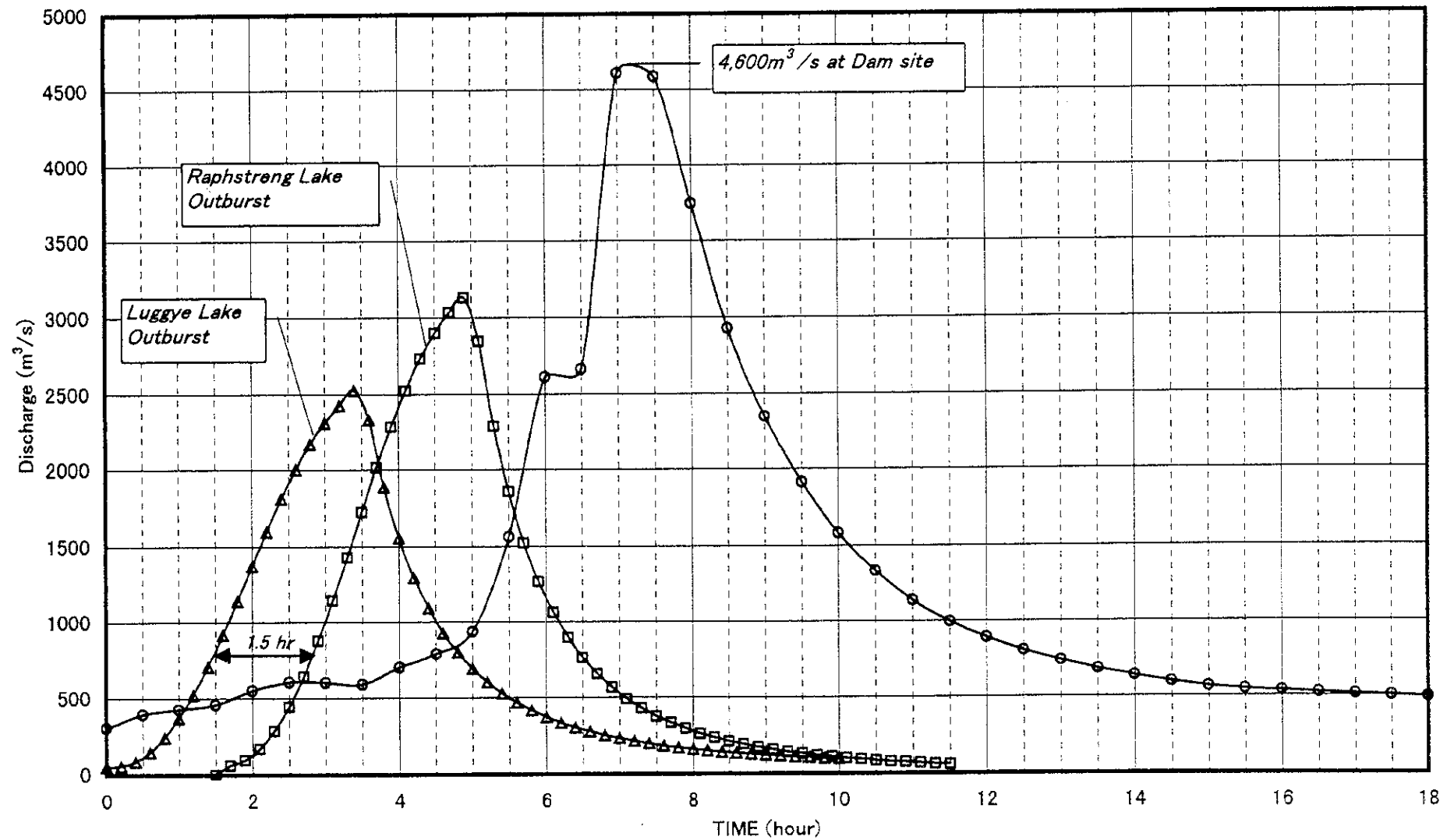


Fig. 6.4 Simulation of Glof from Luggye and Raphstreng Lake

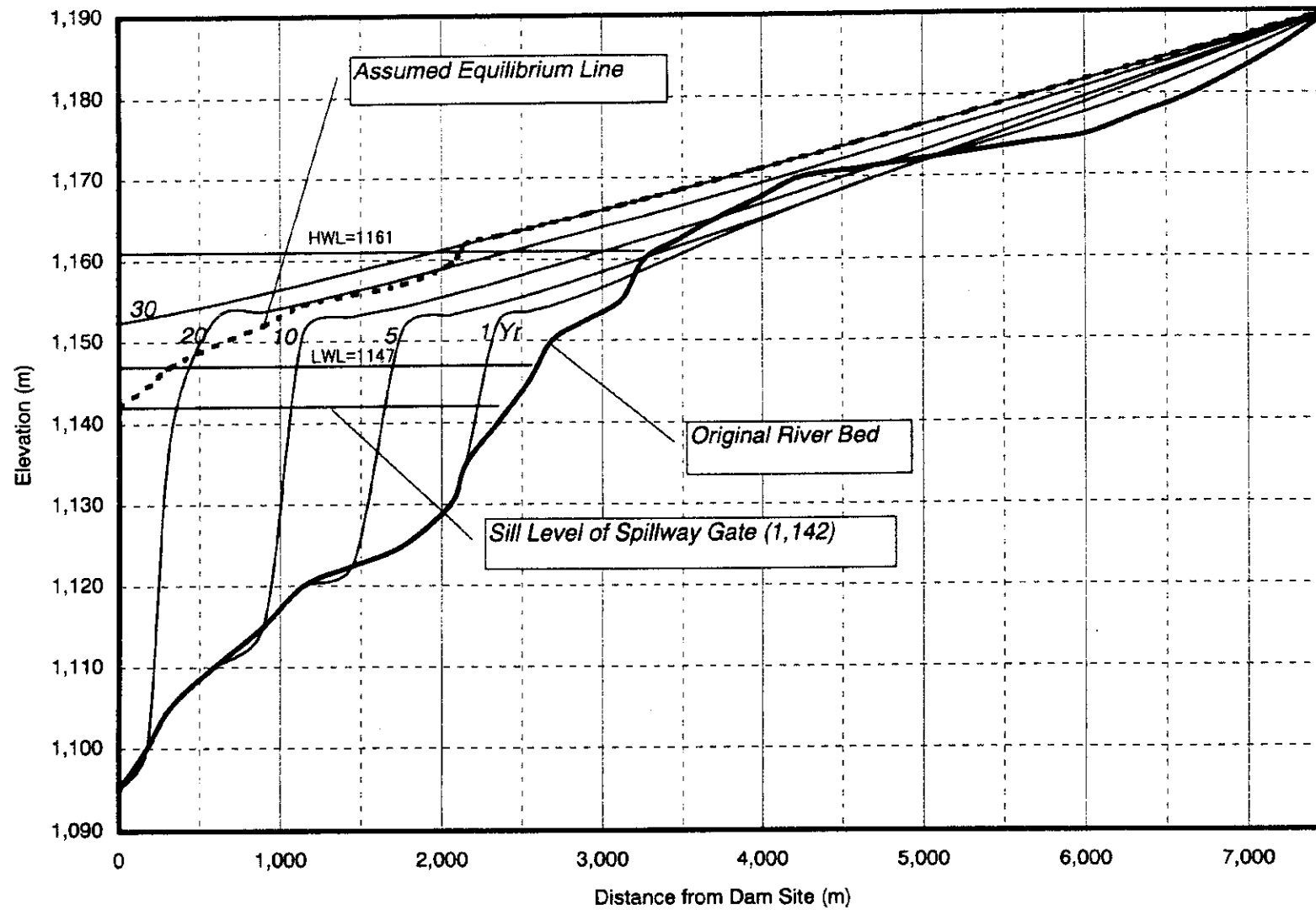


Fig. 6.5 Simulation of Sedimentation

7 地質

7.1 地形

(1) PunakhaよりWangdue Phodrangを経て計画ダム地点に至る約22kmの範囲。

この範囲の河川地形は、緩い河川勾配(1/368)と厚い河川堆積物(Wangdue Phodrang Bridgeにて約35 m)に特徴づけられる老年期河川地形を示す。

なお、この範囲の左岸は、基盤岩石の傾斜が地質構造的に“差し目”となっているため、全体として安定したなだらかな河岸地形を形成している。

(2) 計画ダム地点より発電所に至る約8kmの範囲。

この範囲の河川は多くの急流を伴う急な河川勾配(1/20～1/30)で特徴づけられる壮年期河川地形を示す。

従って基盤の片麻岩構造が“差し目”となっている河川の左岸の地形は、多くの個所で斜面の傾斜が45°以上の急崖が形成されている峡谷地形が見られる。しかし、河川右岸は、片麻岩構造に沿った基盤岩石の崩落が著しく、各所に巨石を含んだ崩積土が分布する。

7.2 地質

計画地域(貯水池、ダム、導水路及発電所を含む地域)に分布する地質は、そのほとんどが片麻岩(gneiss)である。計画地域の地質構造(片麻岩構造)は、両河岸において一般的にはN30～50°E/30～40°SEの走向・傾斜を示す。計画地域の片麻岩構造は相当大きな背斜構造の東翼に位置するものと推察される。また断層については、道路沿い露頭において顕著なものは認められなかった。

7.3 各地点の地質

(1) 貯水池の地質

1) 斜面安定性

貯水池地域内およびその縁辺部には現在崩れている大規模な斜面崩壊地はなく、貯水池周辺斜面の傾斜も緩い。従って貯水池の機能に障害を与えるような大規模な斜面崩壊の発生する可能性は小さいと判断できる。

2) 保水性

貯水池地域内には可溶性の岩石(石灰岩など)は分布していない。また、両岸の山体も厚い。従って、隣接する河川の流域への漏水は考えられない。上記の点から、

貯水池の保水性は地質工学的観点からは十分であると評価できる。

(2) ダム地質

1) 基礎処理

- 左岸での基盤岩石の透水性は10Lu未満であり、グラウトによる改良が十分に可能であると判断される。
- 右岸低標高部（ボーリング孔DD-4）では基盤岩石表面より14.4 m区間では透水性は10~13Lu、それ以深では10Lu未満でありグラウトによる地盤改良は十分に可能と判断できる。
- 右岸アバットメント部では弾性波速度が1.8~2.2km/secを示す岩盤（地表からの深度18.9~47 m）では、地盤改良に留意が必要と思われる。弾性波速度が4.0 km/sec以上となる深度47m以深では岩盤は比較的締まっていると想定される。
- また、右岸の地下水位は想定断裂面の存在により低下している可能性があるため、基礎処理を検討する際には地下水位に留意する必要がある。
- 全般にダム基盤岩石の透水性は十分に改良可能であると判断できる。

2) ダム基礎掘削

- ダム低標高部の河床堆積物に覆われている箇所では、基盤岩石表層より良好な岩盤が出現している。従って、標高1,100 m以深でのダム基礎掘削としては河床堆積物の除去と、岩盤表層の成形が想定される。ただし、河床堆積物は最大厚さが約60 mと想定される上、河床堆積物には直径6 m程度にも及ぶ巨礫が含まれていることに留意が必要である。また、地表下8 m以深の河床堆積物のP波速度は、弾性波探査により1.8 km/sec以上と測定されており、この事実は河床堆積物の深い部分は締まっていることを示唆している。
- 左岸のアバットメント部分では、ダム基礎掘削として表層堆積物の除去及び風化岩盤の掘削が想定される。地表からの掘削深度はDD-1, DD-2付近で9.8~12.6 mと想定される。
- 右岸アバットメント部では、ダム天端上方の斜面が厚い崩積土（DD-8孔では28.3 m）に覆われ、また、岩盤表層部が片理面に沿うすべりにより緩んでいるため、基礎掘削に伴ってダム上方斜面が不安定化する可能性がある。

(3) 調圧水槽、水圧管路及び発電所地点の地質

1) 発電所

発電所地点の基盤岩石を地質工学的見地から評価すると下記の通りである。

- 発電所建屋と片麻岩構造の関係は約20° (apparent dip)で、河側に傾斜していると推定出来る。しかし、この傾斜は走向をN70° Eとした場合のものであり、実際よりは多少急角度となっている。走向の方向によっては、更に緩傾斜になる可能性は大きい。

- 発電所地点にはF-1及びF-2の断層及び攪乱帯が存在するF-2断層の攪乱帯の最下部深度は孔口より142.80 m(標高918.2 m)である。深度約143 m以深のコアは新鮮であるが深度155m迄は片麻岩構造に沿った割れ目が著しく多い(深度142.8 m~155 m間のRQDは0%)。更に、155 mより孔底(深度180 m、標高881 m)間の平均RQDはほぼ50%に過ぎない。恐らくF-1及びF-2断層の影響を蒙った結果と考えられる。ボーリング孔底(標高881 m)と発電所アーチ部(標高861 m)間の岩盤は新鮮で、堅硬であることは多分間違いないが、片麻岩構造の傾斜が非常に緩いこと、この付近の片麻岩は黒雲母の挟在と縞状構造が顕著であること等の地質条件に十分な配慮が必要である。
- 建設工事中の湧水発生の可能性はあるが、工事が困難になる程の湧水は発生しないと推察される。

2) 調圧水槽

調圧水槽地点の基礎岩盤は下記のように評価できる。

- 基礎岩盤は片麻岩である。片麻岩構造の傾斜は発電所地点同様に河側に約20°傾斜している。
- DP-1にて確認されたF-1及びF-2断層とそれに伴う攪乱帯はこの断層の規模から推察して恐らく調圧水槽地点迄連続しているであろう。F-1断層又は攪乱帯は地表からの深度100~120 m(標高1,080~1,060 m)付近に位置すると推定出来る。
- 調圧水槽掘削部においても片麻岩構造に平行した攪乱帯が分布していると予想出来る。しかし、それらの傾斜が約20°と緩いため、立坑掘削に支障となる地質構造ではない。
- 地表部に近い範囲は、基盤がgneissosityとjointに沿って剥離し、巨大転石の状況になっていると推察出来る。
- 立坑部は地下水面より高い場所に位置するため、立坑掘削中の湧水の可能性はほとんどないと推察する。

3) 水圧管路

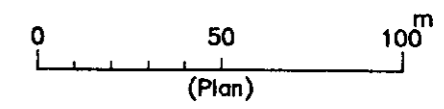
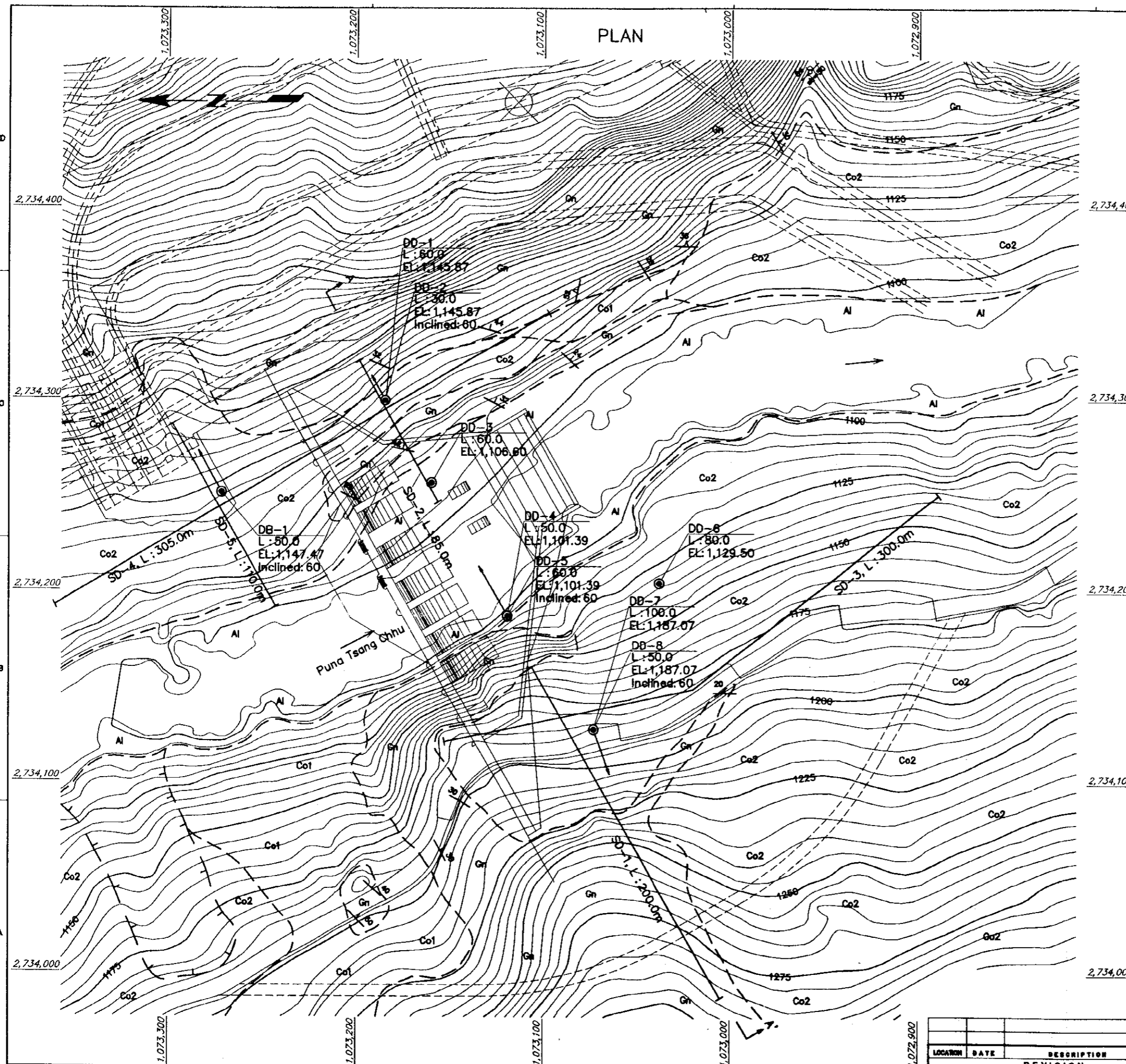
水圧管路通過区間の基礎岩石は下記のように推察出来る。

- 水圧管路始点より約50~150 m区間はF-1及びF-2断層とそれら攪乱帯通過区間に相当するため、基礎岩石は著しく不良であると予想される。従って基礎岩盤の強度についても充分配慮する必要がある。
- 湧水量の大小は不明であるが、恐らく湧水は常時発生する可能性は大きい。

PLAN

LEGEND

- Al Alluvium
- Co1 Colluvium (less than 3m thick)
- Co2 Colluvium (3m thick or more)
- Gn Gneiss (intercalated with pegmatite)
- Geologic Boundary
- Fault
- Attitude of Gneissosity
- Attitude of Joint
- Attitude of Fault and Width of Sheared Zone (in cm)
- Drill Hole**
- DD-2 — Drill Hole No.
- L: 30.0 — Length of Hole (m)
- EL: 1,145.87 — Elevation of Hole (m)
- Inclined: 60 — Inclination of Hole (degree)
- Seismic Prospecting Line**
- SD-1, L: 200.0 — Name and Length (m)
- A A' — Location of Section
- Collapse



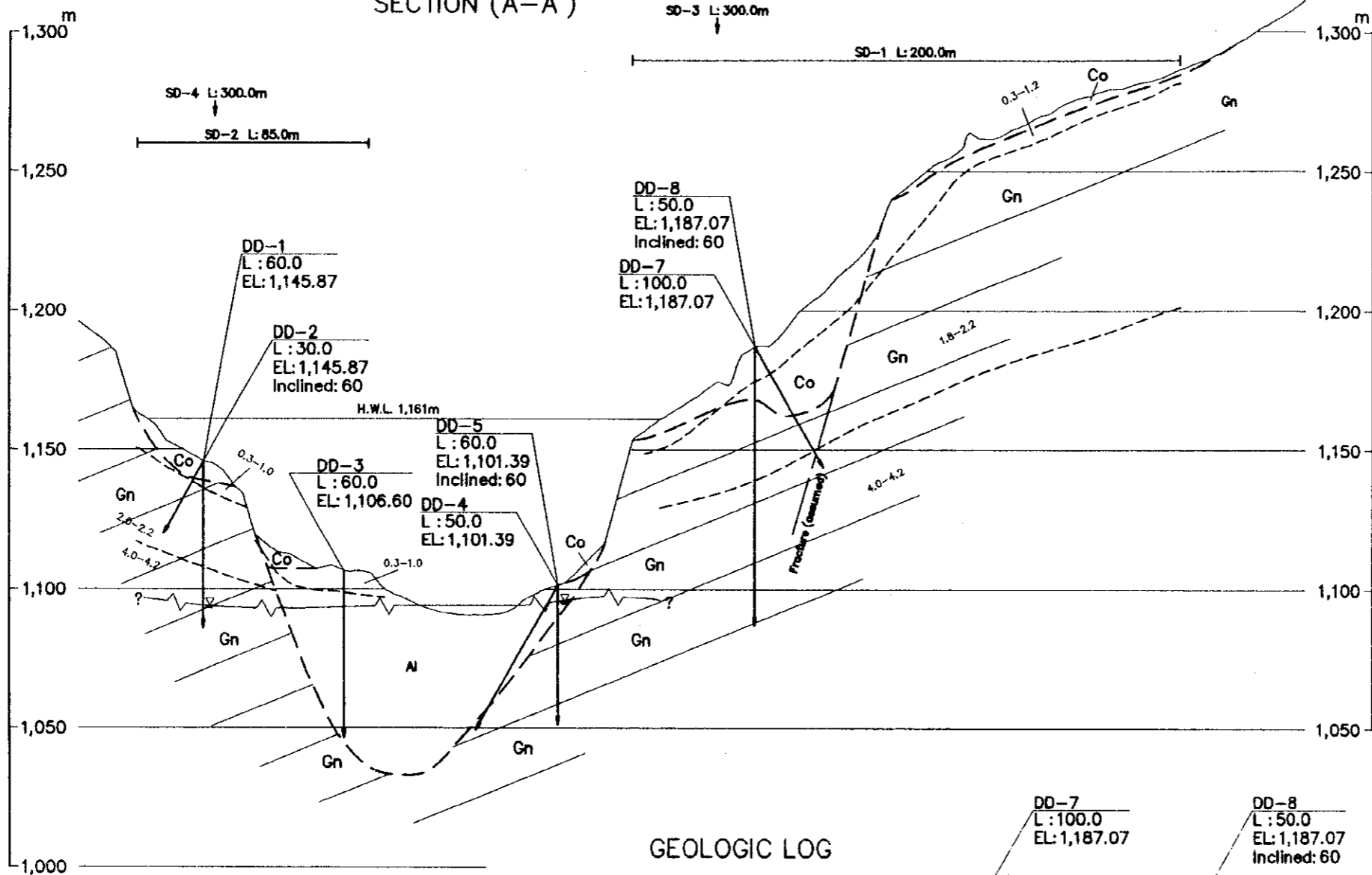
PUNA TSANG CHHU HYDROPOWER PROJECT
GEOLOGY
DAM
PLAN

Fig.7.1

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

19
1
1

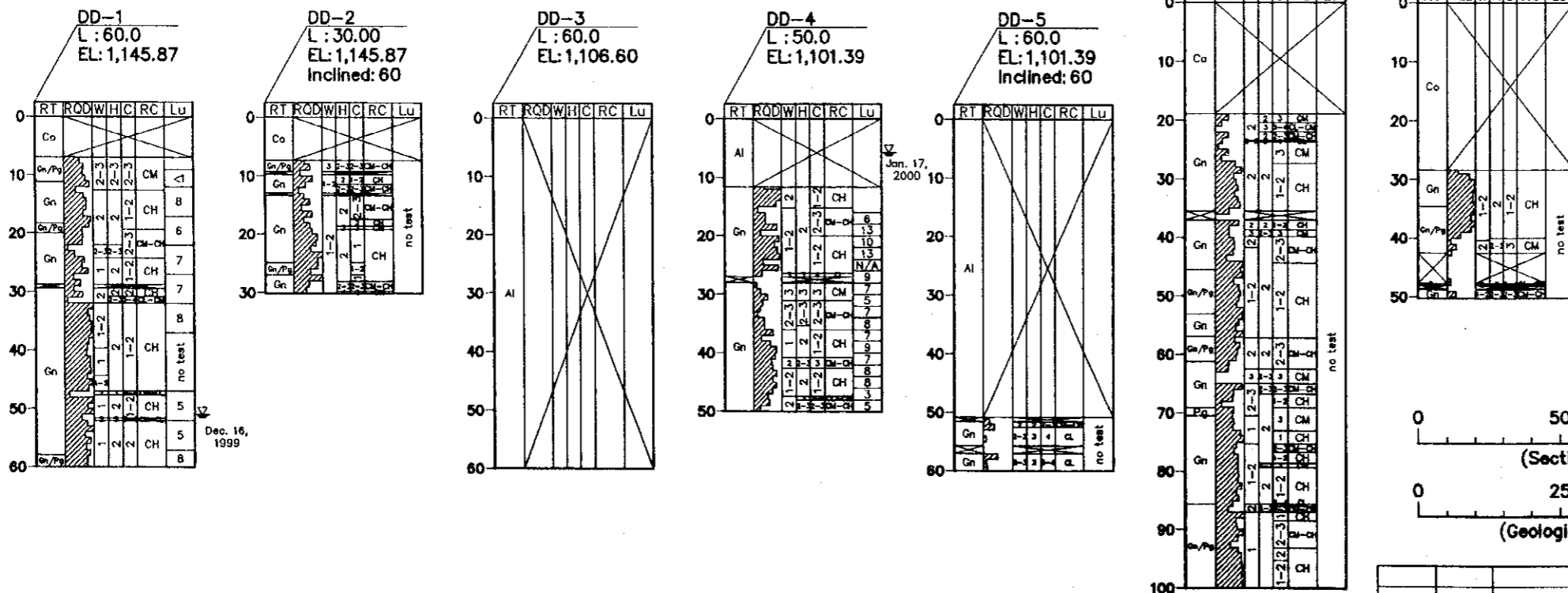
SECTION (A-A')



LEGEND

- Al Alluvium
- Co Colluvium
- Gn Gneiss (Intecalated with Pegmatite)
- Pg Pegmatite
- Gn/Pg Banding of Gneiss and Pegmatite
- Geologic Boundary
- Fault
- Structural Trend
- Ground Water Level
- Boundary of Seismic Velocity Layer and Seismic Velocity (km/sec)
- Location of Seismic Prospecting

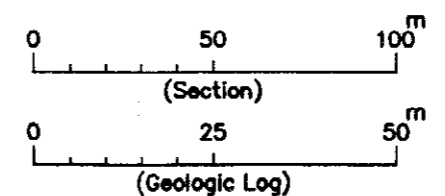
GEOLOGIC LOG



- Drill Hole**
- DD-2 — Drill Hole No.
 - L : 30.0 — Length of Hole (m)
 - EL: 1,145.87 — Elevation of Hole (m)
 - Inclined: 60 — Inclination of Hole (degree)
-
- Drill Hole No. —
- Length of Hole (m) —
 - Elevation of Hole (m) —
 - Inclination of Hole (degree) —
 - Core Loss —
 - Ground Water Level and Date of Measurement —

RT: Rock Type (see the Legend above)
 RQD: Rock Quality Designation
 W: Weathering *1)
 H: Hardness *2)
 C: Crack Spacing *3)
 RC: Rock Class
 Lu: Lugeon Value

*1) Weathering	*2) Hardness	*3) Crack Spacing
1 Fresh	1 Very Hard	1 More than 30cm
2 Slightly Weathered	2 Hard	2 10-30cm
3 Moderately Weathered	3 Medium Hard	3 3-10cm
4 Highly Weathered	4 Soft	4 1-3cm
5 Completely Weathered	5 Very Soft	5 Less than 1cm



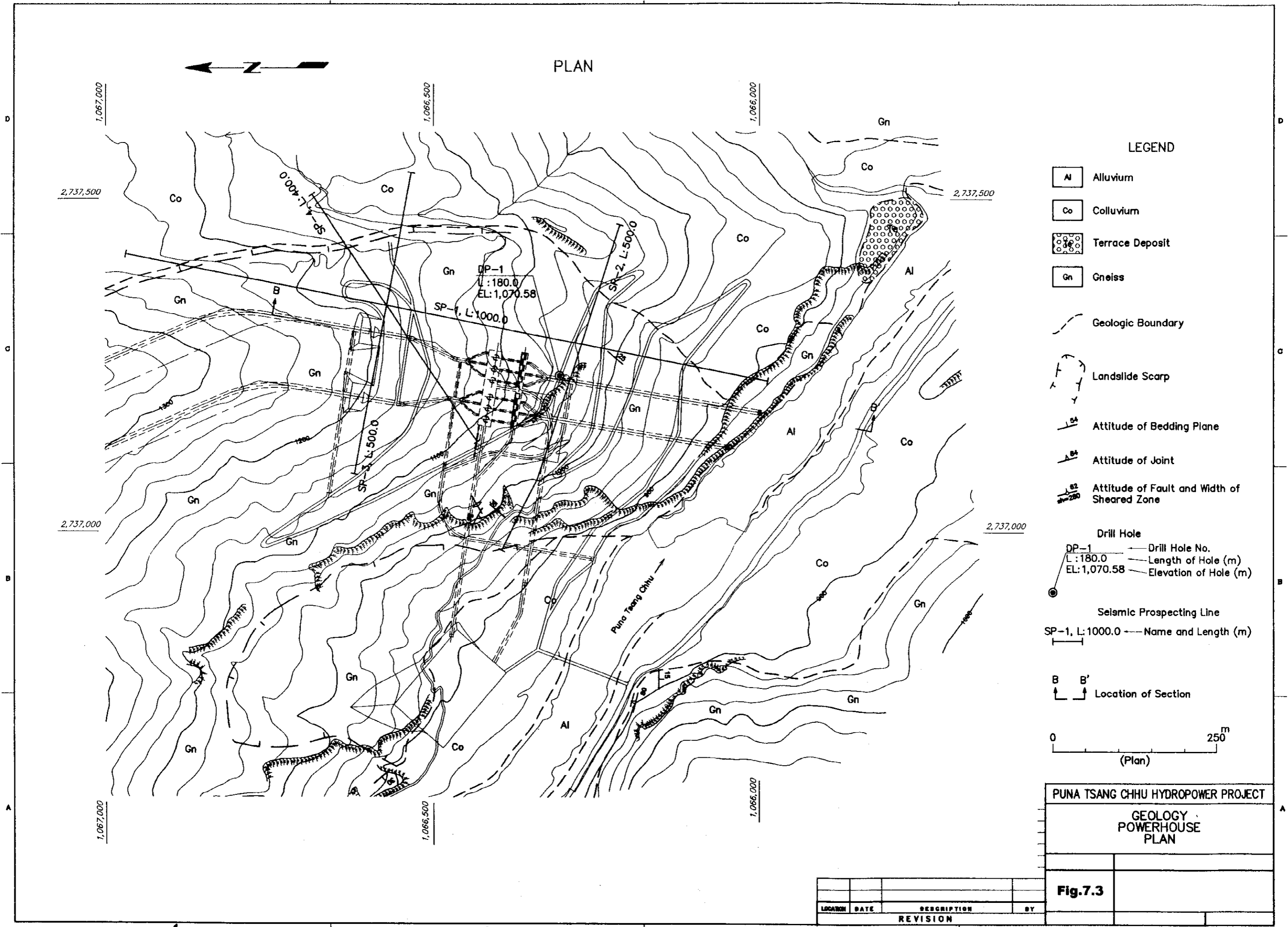
PUNA TSANG CHHU HYDROPOWER PROJECT
 GEOLOGY DAM SECTION

Fig.7.2

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

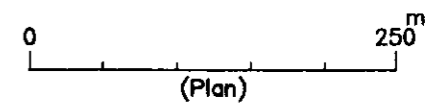
19
1
2

PLAN



LEGEND

- Al Alluvium
- Co Colluvium
- Terrace Deposit
- Gn Gneiss
- Geologic Boundary
- Landslide Scarp
- Attitude of Bedding Plane
- Attitude of Joint
- Attitude of Fault and Width of Sheared Zone
- Drill Hole
- DP-1 ← Drill Hole No.
- L: 180.0 ← Length of Hole (m)
- EL: 1,070.58 ← Elevation of Hole (m)
- Seismic Prospecting Line
- SP-1, L: 1000.0 ← Name and Length (m)
- B ↑ Location of Section
- B' ↑



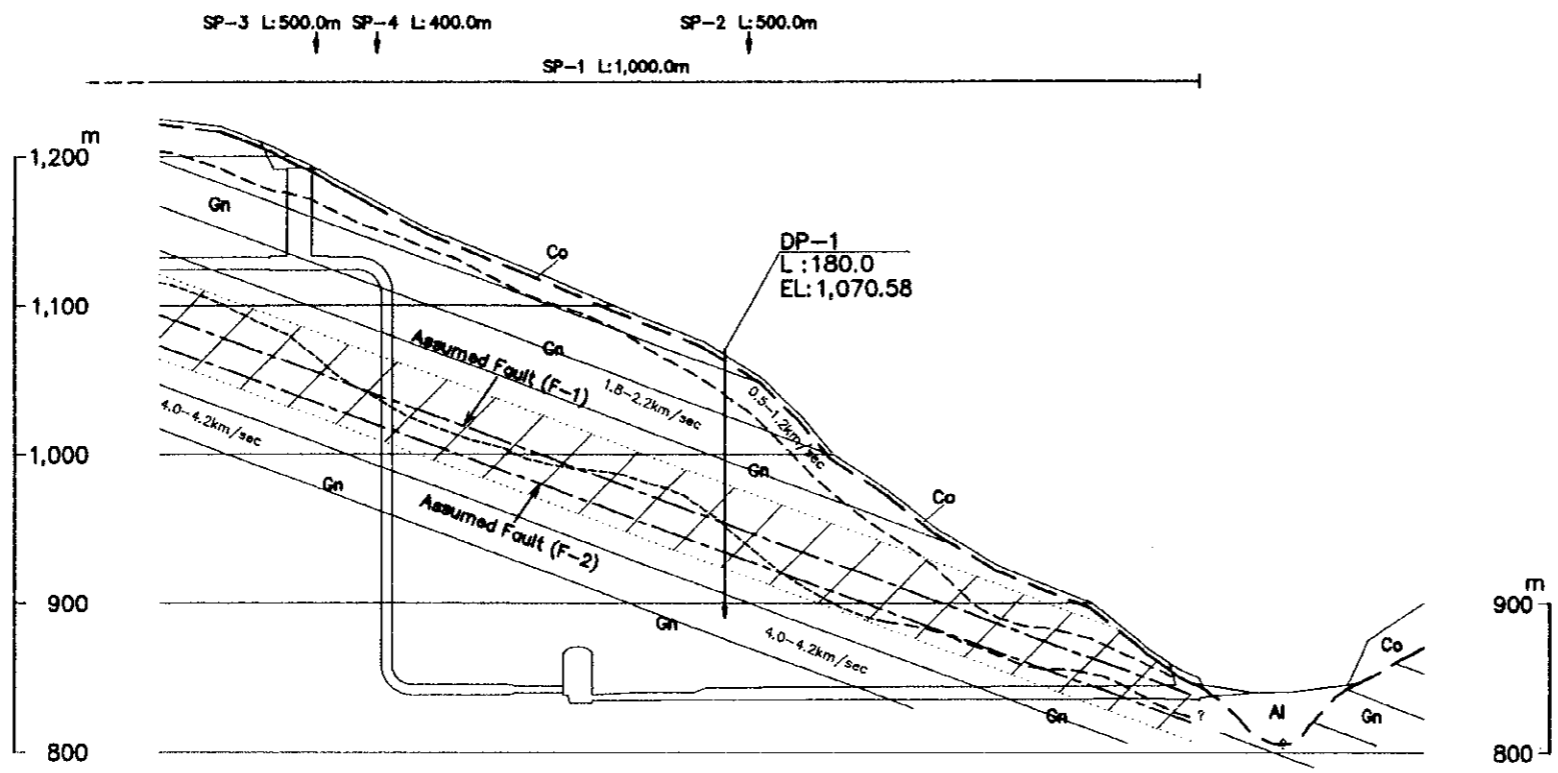
PUNA TSANG CHHU HYDROPOWER PROJECT
 GEOLOGY
 POWERHOUSE
 PLAN

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

Fig.7.3

19
1
3

PROFILE (B-B')



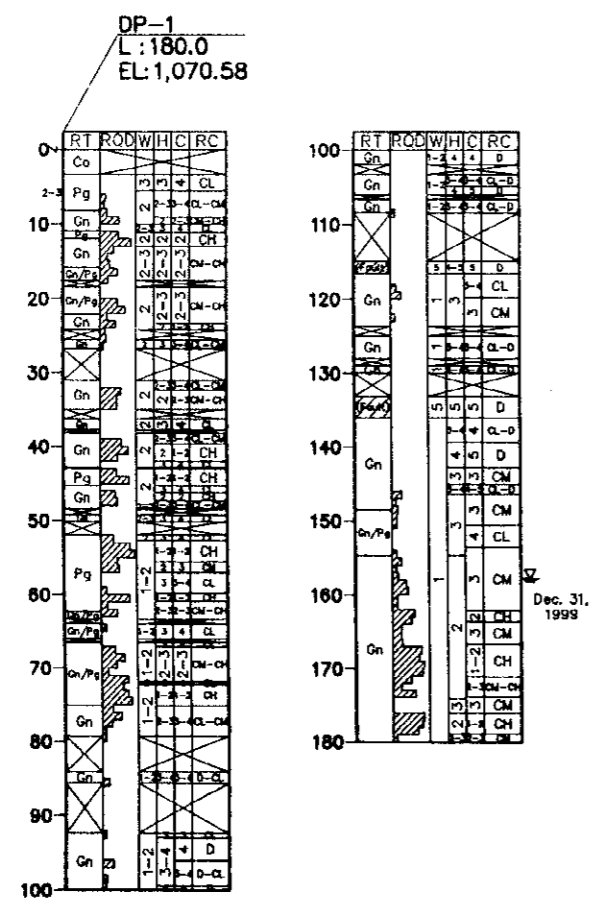
LEGEND FOR PROFILE

- Al Alluvium
- Co Colluvium
- Gn Gneiss (intecalated with Pegmatite)
- / / / / Sheared Zone
- Geologic Boundary
- Fault
- Structural Trend

Drill Hole
 DP-1 — Drill Hole No.
 L:180.0 — Length of Hole (m)
 EL:1,070.58 — Elevation of Hole (m)

Seismic Prospecting
 SP-3 L:500.0m — Location of Seismic Prospecting and Line No.
 0.5-1.2 — Boundary of Seismic Velocity Layer and Seismic Velocity (km/sec)
 1.8-2.2 —
 4.0-4.2 —

GEOLOGIC LOG



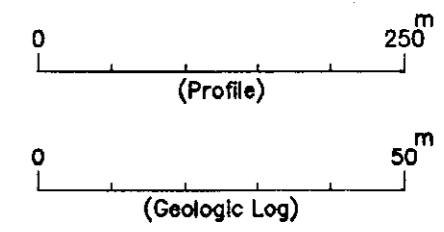
LEGEND FOR GEOLOGIC LOG

- Co Colluvium
- Gn Gneiss
- Pg Pegmatite
- Gn/Pg Banding of Gneiss and Pegmatite
- (Fault) Fault

DP-1 — Drill Hole No.
 L:180.0 — Length of Hole (m)
 EL:1,070.58 — Elevation of Hole (m)
 Core Loss
 Dec. 16, 1999 — Ground Water Level and Date of Measurement

RT: Rock Type (see the Legend above)
 RQD: Rock Quality Designation
 W: Weathering *1)
 H: Hardness *2)
 C: Crack Spacing *3)
 RC: Rock Class

*1) Weathering	*2) Hardness	*3) Crack Spacing
1) Fresh	1) Very Hard	1) More than 30cm
2) Slightly Weathered	2) Hard	2) 10-30cm
3) Moderately Weathered	3) Medium Hard	3) 3-10cm
4) Highly Weathered	4) Soft	4) 1-3cm
5) Completely Weathered	5) Very Soft	5) Less than 1cm



PUNA TSANG CHHU HYDROPOWER PROJECT

GEOLOGY POWERHOUSE PROFILE

Fig.7.4

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

19
1
4

8 地 震

8.1 概 要

ブータン国の西部に位置するヒマラヤ造山帯の地体構造は、プレートテクトニクスに基づけば、ヒマラヤのユーラシアプレートに対してインド国の陸塊が衝突することによって形成された。衝突の始まりは始新世（約4千万年前）であるが、衝突後もインド大陸は約5 cm/年の速度で北進が続き、現在も中央～東アジアの造山運動－地震活動の要因となっている。

ブータン国の現在の地震活動は、他地域にくらべてそれほど活動的ではないが、周辺（東部のインド国境付近、西部のSikkim、Nepal東端部）では相当活発であり、やはりMain Central Thrust (MCT) の南側に集中しておこる傾向が見られる。

インド国地震危険度マップとしては、1986年に作成された危険度マップが公表されている。（Bureau of Indian Standards : IS 1893－1984）これによると、ブータン国周辺地域は危険度ランクⅠ～Ⅴのうち、Ⅳ～Ⅴの強震帯に属している。同地域の想定される震度は修正メルカリ震度階によれば、Ⅷ～Ⅸ（気象庁の震度Ⅴ弱～Ⅵ弱に相当）となっている。

8.2 設計震度

設計震度を決定するために、統計確率解析により、Punatsangchhuダム地点における地表面の最大加速度の予測評価を実施した。解析時の単位期間（等時間間隔）は1年とした。ダム地点において想定される地盤の最大加速度は、前述の地震危険度解析から下表のように集約され、158 galを、地震時に想定される地盤震動の最大加速度とする。なお、同加速度は概ね1,000年の再来周期に対応する。

Maximum Accelerations expected at the Punatsangchhu Damsite

(Gal)

Attenuation Equation	Return Period (Year)				
	50	100	200	500	1,000
Oliveira's Eq.	10	12	13	14	14
McGuire's Eq.	44	47	49	51	52
Esteva & Rosenblueth Eq.	8	9	9	9	9
Katayama's Eq.	23	25	27	28	29
Okamoto's Eq.	166	259	374	548	688
Average	50	70	94	130	158
Probability	0.98	0.99	0.995	0.998	0.999

9 開発計画

9.1 既存開発計画のレビュー

1990年から93年にかけて策定されたマスタープランではブータン全国25地点の開発計画を策定し、それらのうち、本計画（Project 3.120）およびProject 3.230Bを含む下記に示す有望な4地点については、マスタープランの一部としてPre-F/Sが実施されている。（Fig. 9.1 参照）

- ① プナチャンチュ Project stage 1（760 MW Project 3.120）
- ② プナチャンチュ Project stage 2（650 MW Project 3.230B）
- ③ Mangdechhu Project（265 MW Project 4.020）
- ④ Kholongchhu Project（290 MW Project 5.150B）

Punatsangchhuにはマスタープランで7地点（計1,894 MW）、その後に行われたPre-F/Sで本計画（Project 3.120（760 MW））およびProject 3.230B（650 MW）の発電計画が検討されている。

両計画地点ともPunatsangchhuの中流部の発電計画であり、本計画のダム地点は合流地点下流部のWangdue Phodrangから約10 km、発電所地点はさらに約8 km下流に位置し、Project 3.230Bのダム、発電所はさらにその下流に位置しており、それぞれダム水路式にて階段式の開発が計画されている。

Punatsangchhu中流部は、比較的河川勾配が大きい箇所であり、ちょうど本計画（Project 3.120）のダム地点付近が勾配の変化点となっており、ダムは調整池を持ち、下流部の水路により発電落差を得るいわゆるダム水路式の発電計画に適した地形条件になっている。

従って、両プロジェクト共、中流部の河川勾配の大きい箇所で見られる落差を有効に利用し階段上に計画しており、落差利用の観点からの計画レイアウトは妥当であると言える。また、河川流量利用の観点からは洪水期の河川流量を日間調整できる程度の小容量調整池を計画しており、妥当であると考えられる。

さらに、日間調整を行うことにより負荷変動に対応したピーク発電が可能になっており、これによる便益の増大は輸出用電力として備えるべき発電所の機能に沿うものであり、運用上も妥当であると言える。

9.2 代替案開発計画の比較検討

開発計画最適化を目的とする代替案の作成は、下記に示す基本的考え方に基づいて行った。

(1) 発電方式・レイアウトの検討

- 調整池を持つダム水路式発電方式は、河川特性に見合ったものである。
- 本発電計画案におけるダムサイトは、地形、地質的にほぼ妥当であり、比較検討段階ではこれを固定し、フィジビリティ設計段階で、詳細なダム軸の比較検討を行った。
- 発電所については、本計画では導水路延長(約6.4 km)が長く、水路工事費の総工事費に占める割合が高いので、発電所位置を上流側に移設し、水路工事費を低減した場合の検討をする。

(2) 発電規模の検討

- 発電計画検討における最大使用水量は、需給上求められる必要ピーク時間を4時間とし、保証流量を必要時間内にピーク化した流量を基に設定した。この上で発電計画の経済性向上の観点から、最大使用水量を変更した場合の検討を行う。
- ダム高はピーク発電に必要な調整池有効容量を確保できる、最低限のダム高として設定し、堆砂を考慮した貯水容量曲線から、河床から約70 m以上のダム高とした。
- したがって発電落差については、急河川勾配を利用し、水路により十分落差を得ることができることから、さらにダム高を高くすることによってさらに落差を得る比較案は行わない。

(3) 比較検討方法

1) 年経費法による経済比較

計画代替案における経済性評価は、便益・費用法(Benefit Cost Method: BC Method)により行うこととした。これは、プナチャンチュ水力発電計画が無い場合に建設されるであろう標準的な代替火力発電所を代替施設と考え、その費用をもって便益と見なし、水力の年経費との比較で経済性を評価する手法である。

代替火力としては、ガスタービンと石炭火力のコンバインド火力を考え、水力設備のプロジェクトライフ(50年)の均等化年経費(C)と、それと等価の能力を有する代替火力の均等化年経費(B)とから求まる年間超過便益(B-C)を基本的な指標とした。

2) 工事費算定

各構造物の概算工事費を算定するための前提条件を記載する。

- 発電所建設工事費(Investment cost)は、準備工事費(既設国道付替、アクセス道路、キャンプ設備)、土木工事費、水力機器工事費、電気機器工事費、送電線設備工事費、予備費、管理費・エンジニアリングサービス費、補償費、建設中利子からなる構成とした。
- 土木工事・水力機器単価および電気機器工事費は、ブータン国で収集した類似計画の資料および日本を含む外国における類似工事費を参考に算定した。(工事費算定ベース2000年)

3) 電力量計算

調整池運用方法は複数年の日流量データに対して、年間で少なくとも95%の発生が見込まれる流量（保証流量）に基づき確保された調整池有効容量を使用して、必要ピーク時間にわたって日間調整運転するものである。電力量計算は、日単位の計算を行った。

(4) 計画代替案の比較検討

発電規模、レイアウトの比較検討に対する計画代替案については、全てのケースに対して発電方式はダム水路式 (Tail type) とし、ダム軸位置・ダム高、必要ピーク時間 (4 hr) は固定し共通な条件とした。一方、発電所位置は原計画位置を含めて計3地点（発電所位置：up stream, middle stream, down stream）、更にそれぞれのケースに対して最大使用水量を200~375 m³/s（5 ケース）を変化させて比較検討を行った。

比較検討結果をTable 9.1およびFig. 9.2に示す。

- 発電所位置については、発電所を下流に設置したケース (Case 1~5 : downstream P/S) が、経済性が良く有利である。したがって、発電レイアウトとしては落差を目一杯利用した原計画案のレイアウトを選定することとする。
- 最大使用水量についてはB-C、B/Cから、与えられた調整池容量で最大使用水量を大きくした方が経済性の面で有利な傾向になっている。Q_{max} = 348 m³/s (Case 2) より大きいケースは、河川流量が小さい時期にはピーク継続時間内に保証される保証尖頭出力が低下し、kW価値としての便益が低減する。

(5) 最適発電計画（発電計画案の選択）

上記比較検討結果から、最適発電計画 (Case 2 : Q_{max} = 348 m³/s、P_{max} = 884 MW) を選択した。下表に発電諸元を示す。

ブナチャンチュ水力発電計画概要

貯水池および構造物	
貯水池有効容量	4.24 × 10 ⁶ m ³
湛水面積	0.53 km ²
ダム（基礎からの高さ）	140 m
ダム体積	924,000 m ³
導水路トンネル長さ	6,860 m × 2
トンネル内径	7.40 m
地下発電所（幅、高、長さ）	20 m × 38 m × 114 m
発電計画諸元	
最大使用水量	348 m ³ / s
有効落差	291.3 m
最大出力	884 MW (147 MW × 6)
年間発生電力量	4,395 GWh

Table.9.1 Comparison Table for Alternative Development Plan

Item	Unit	Case1	Case2	Case3	Case4	Case5	Case6	Case7	Case8	Case9	Case10	Case11	Case12	Case13	Case14	Case15
Reservoir																
HWL	ELm	1,161	1,161	1,161	1,161	1,161	1,161	1,161	1,161	1,161	1,161	1,161	1,161	1,161	1,161	1,161
LWL	ELm	1,147	1,147	1,151	1,153	1,153	1,147	1,147	1,151	1,153	1,153	1,147	1,147	1,151	1,153	1,153
Available drawdown depth hd	m	14	14	10	8	8	14	14	10	8	8	14	14	10	8	8
Sedimentation level SWL	ELm	1,142	1,142	1,142	1,142	1,142	1,142	1,142	1,142	1,142	1,142	1,142	1,142	1,142	1,142	1,142
Gross storage capacity Vg	10 ⁶ m ³	12.59	12.59	12.59	12.59	12.59	12.59	12.59	12.59	12.59	12.59	12.59	12.59	12.59	12.59	12.59
Effective storage capacity Ve	10 ⁶ m ³	4.24	4.24	3.46	2.91	2.91	4.24	4.24	3.46	2.91	2.91	4.24	4.24	3.46	2.91	2.91
Dam																
Type	-	C.G	C.G	C.G	C.G	C.G	C.G	C.G	C.G	C.G	C.G	C.G	C.G	C.G	C.G	C.G
Crest length Bcrest	m	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260
Dam height from thalweg hdam	m	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74
Dam height from foundation Hdam	m	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
Dam volume Vdam	10 ³ m ³	924	924	924	924	924	924	924	924	924	924	924	924	924	924	924
Headrace																
Type	-	circular	circular	circular	circular	circular	circular	circular	circular	circular	circular	circular	circular	circular	circular	circular
Inner diameter D(v=4m/s)	m	7.7	7.4	6.9	5.6, 6.9	5.6	7.7	7.4	6.2, 7.6	6.3	4.6, 6.5	6.9, 8.5	6.7, 8.2	6.9	6.3	4.6, 6.5
Tunnel length L	m	2x6840	2x6860	2x6900	2x6950	2x7110	2x6100	2x6120	2x6160	2x6190	2x6410	2x3870	2x3860	2x3920	2x3960	2x4150
Penstock(main part)																
Type	-	shaft	shaft	shaft	shaft	shaft	shaft	shaft	shaft	shaft	shaft	shaft	shaft	shaft	shaft	shaft
Inner diameter D(v=7m/s)	m	5.8	5.6	5.2	4.2, 5.2	4.2	5.8	5.6	4.6, 5.7	4.7	3.4, 4.9	5.2, 6.3	5.0, 6.1	5.2	4.7	3.4, 4.9
Penstock length L	m	2x451	2x453	2x459	2x455	2x452	2x389	2x391	2x399	2x385	2x398	2x350	2x350	2x359	2x363	2x366
Power house																
Position	-	downstream	downstream	downstream	downstream	downstream	middle	middle	middle	middle	middle	upstream	upstream	upstream	upstream	upstream
Number of unit	unit	6	6	6	5	4	6	6	5	4	3	5	5	4	4	3
Tailrace(main part)																
Type	-	circular	circular	circular	circular	circular	circular	circular	circular	circular	circular	circular	circular	circular	circular	circular
Inner diameter D(v=4m/s)	m	7.7	7.4	6.9	5.6, 6.9	5.6	7.7	7.4	6.2, 7.6	6.3	4.6, 6.5	6.9, 8.5	6.7, 8.2	6.9	6.3	4.6, 6.5
Tunnel length L	m	2x381	2x381	2x381	2x361	2x342	2x224	2x224	2x204	2x184	2x182	2x717	2x717	2x698	2x698	2x695
Development plan																
NWL	ELm	1,154	1,154	1,158	1,157	1,157	1,154	1,154	1,156	1,157	1,157	1,154	1,154	1,156	1,157	1,157
TWL	ELm	845	845	845	845	845	890	890	890	890	890	935	935	935	935	935
Gross head Hg	m	309	309	311	312	312	264	264	266	267	267	219	219	221	222	222
Effective head He	m	291.8	291.3	292.6	292.4	290.3	248.7	248.3	249.6	249.5	247.6	207.7	207.4	209.0	209.3	208.0
Loss of head hl	m	17.2	17.7	18.4	19.6	21.7	15.3	15.7	16.4	17.5	19.4	11.3	11.6	12.0	12.7	14.0
Peaking time Tp	hr	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
Maximum discharge Qmax	m ³ /s	375	348	300	250	200	375	348	300	250	200	375	348	300	250	200
Installed capacity Pmax	MW	954	884	766	638	506	813	754	653	544	432	679	630	547	456	363
Firm peak output Pf	MW	887	871	766	638	506	756	743	653	544	432	631	620	547	456	363
Firm energy Ef	Gwh	1,383	1,288	1,118	931	739	1,179	1,098	954	794	631	984	917	798	666	530
Secondary energy Es	Gwh	3,201	3,107	2,951	2,731	2,441	2,728	2,648	2,517	2,330	2,082	2,278	2,212	2,108	1,955	1,749
Total energy Etotat	Gwh	4,584	4,395	4,069	3,662	3,180	3,907	3,746	3,471	3,124	2,713	3,262	3,129	2,906	2,621	2,279
Economic evaluation																
Project cost (price in 2000 year)	10 ⁶ \$	974	932	858	777	705	897	864	795	726	659	804	779	723	666	610
Unit construction cost per kw (*1)	\$/kw	1,021	1,054	1,120	1,219	1,393	1,103	1,146	1,218	1,334	1,525	1,184	1,236	1,322	1,461	1,680
	Nu/kwh	40,843	42,171	44,802	48,741	55,706	44,114	45,822	48,724	53,350	61,007	47,375	49,453	52,867	58,425	67,208
Unit construction cost per kwh (*2)	\$/kwh	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
	Nu/kwh	1.07	1.07	1.06	1.07	1.11	1.15	1.16	1.15	1.17	1.22	1.24	1.25	1.25	1.28	1.35
B1(kw value)	10 ⁶ \$	123.58	121.35	106.72	88.89	70.50	105.33	103.52	90.98	75.79	60.19	87.91	86.38	76.21	63.53	50.58
B2(kwh value)	10 ⁶ \$	65.23	62.43	57.58	51.61	44.62	55.59	53.21	49.12	44.03	38.07	46.41	44.45	41.12	36.94	31.98
B/C	-	1.62	1.64	1.60	1.51	1.36	1.50	1.51	1.47	1.38	1.24	1.39	1.40	1.35	1.26	1.13
B-C	10 ⁶ \$	71.92	71.94	61.35	47.21	30.56	53.33	53.08	44.65	32.75	19.19	37.83	37.36	30.58	20.54	9.36

*1: Unit construction cost per kw = Project cost/Pmax

*2: Unit construction cost per kwh = Project cost*Annual cost ratio / (Effective annual average energy)

= Project cost * 12% / (Annual average energy *(1-0.02)*(1-0.003)*(1-0.003)*(1-0.02))

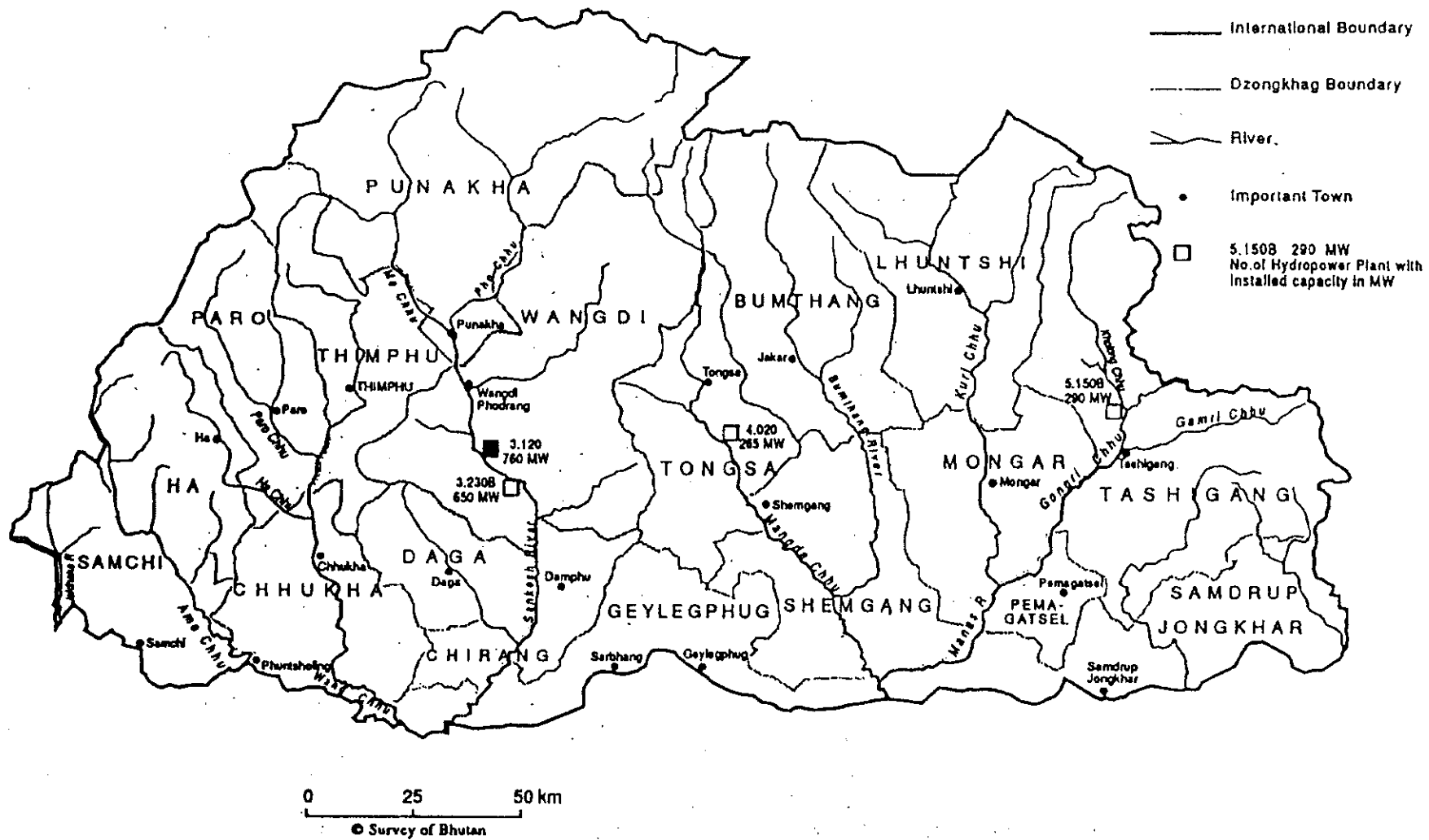


Fig. 9.1 Power System Master Plan in the Kingdom of Bhutan

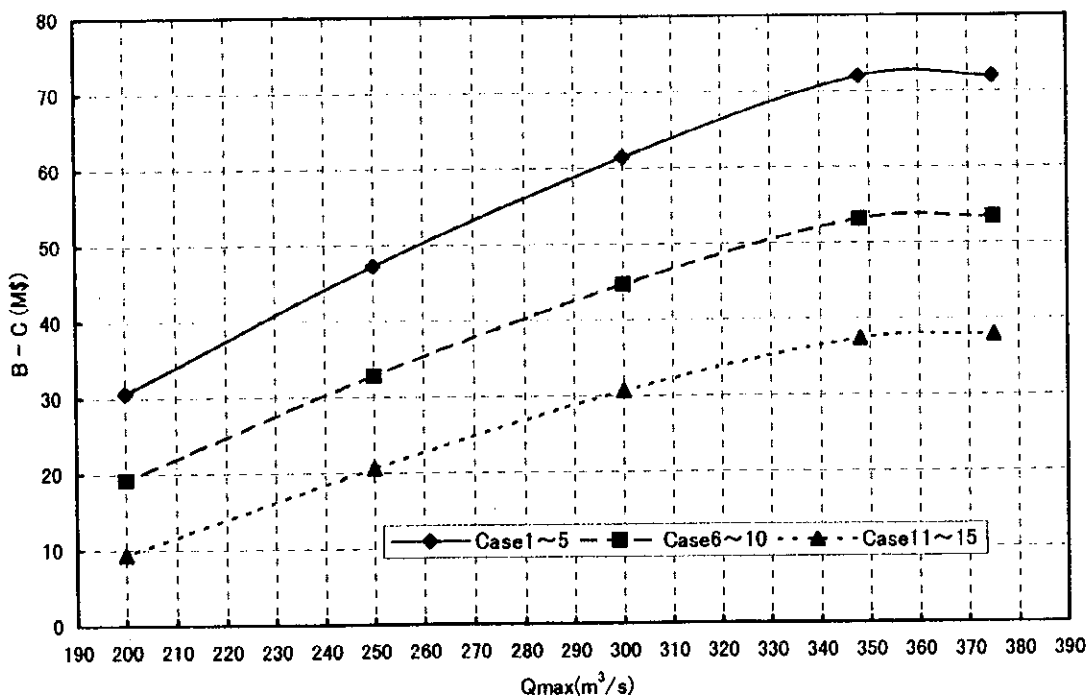
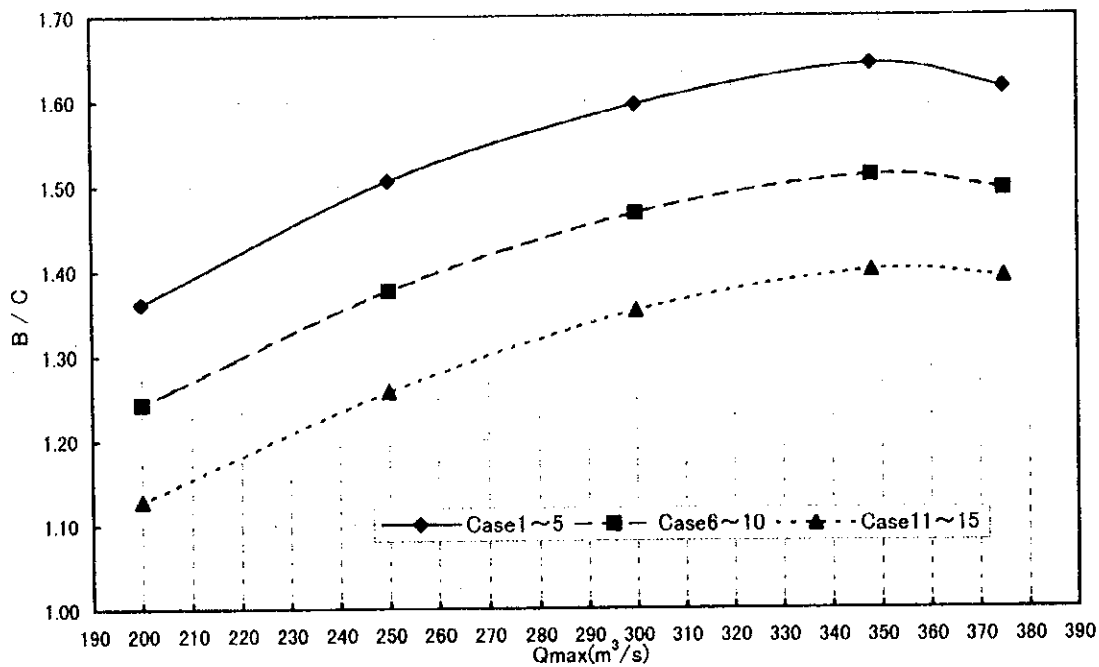


Fig. 9.2 Comparative Study of Development Scale Examination (Qmax for Case 1~15) (1/2)

10 送電計画および系統解析

10.1 送電設備の比較検討

送電線ルートについて、DoPとの事前検討の結果、マスタープラン、プレF/Sに基づくルート(A案)が最有力候補であり、A案ルート(プナチャンチュ水力発電所-Sarbhong (Sapang) - Bongaigaon変電所)について、1/25,000・1/50,000地形図および現地踏査を実施した。その結果、本調査団はA案ルートの採用を提案する。

送電線互長は A案：約140 km (プナ国内約80 km - 国境 - インド国内約60 km)

B案：約125 km (プナ国内約108 km - 国境 - インド国内約17 km)

なおB案ルート(プナチャンチュ水力発電所- Kerabari変電所- via Devitar - Coach Bihar変電所)については、DoP内で将来計画案があるが、B案ルートについては代替案として詳細設計時に再検討する。

400 kVおよび220 kVの両送電線案を設備費と送電損失電力について経済比較を行なった。さらに、両送電電圧の違いを系統安定度の面からも検討し、最適な送電方法を提案した。比較検討の対象となる送電線設備の概要は下記のとおりである。

- a. 220 kV送電線：Punatsangchhu～Bongaigaon(140 km)，3回線，1条/相
- b. 400 kV送電線：Punatsangchhu～Bongaigaon(140 km)，2回線，2条/相
- c. 電線線種：Martin(ACSR 700 mm²相当)

注) 220 kVによる2回線構成は系統安定度が維持できないので3回線とした。

両送電線を年間経費で比較すると、220 kVは送電線の年間経費が400 kVよりも55.86万US\$少なく、逆に関連機器の年間経費は20.1万US\$多い。一方、送電損失電力(遺失利益)は400 kVに比べ226.02万US\$増加する。関連機器の年間経費が400 kV比べて多くなるのはBongaigaon変電所に220/400 kV変圧器の増設が必要となるためである。年間経費の合計額では400 kV送電線が220 kV送電線に比べ190.26万US\$少なくなり、400 kV送電線が経済的に極めて有利であることを示している。

10.2 系統解析

プナチャンチュ水力発電所とBongaigaonを結ぶ送電線は、電圧と回線数の組み合わせにより下記の3パターンを検討の対象とした。

- a. 220 kV送電線：2回線、電線数：2条/相
- b. 220 kV送電線：3回線、電線数：1条/相
- c. 400 kV送電線：2回線、電線数：2条/相

これらの送電パターンを電力潮流・電圧計算および安定度計算によって系統上の特性を検証し、最適な送電線を選定した。

プナチャンチュ水力発電所の運開が予定されている2010年頃を計算の対象年とした。West Bengal州とその隣接州の需要規模は以下のとおりである。

Assam :	1,320 (MW)
West Bengal :	6,350
Bihar :	5,240
Orissa :	5,180

ブータン国内はChhukhaから直接供給されるローカル需要分のみを考慮した。

安定度計算結果を下表に示す。プナチャンチュ送電線の電圧が220 kV 3回線または400 kV 2回線の場合、系統の安定度は維持されるが、220 kV送電線2回線では不安定となる。

AssamとWest Bengalを結ぶ送電線の安定度限界をSiliguri~Malda送電線の電力潮流レベルで検証すると、プナチャンチュ送電線が220kV-3回線の場合は810 MW、400kV-2回線の場合は970 MWが安定度限界となる。

送電方法と系統安定度の比較

Trans. Lines 3 Φ GF on lines	220 kV-2cct (2-bundles)	220 kV-3cct (1-bundle)	400k V-2cct (2-bundles)
1. Punatsangchhu Line (Power flow = 870 MW) Siliguri~Malda line (MW)	不安定 (1,230)	安定 (1,230)	安定 (1,260)
2. Siliguri~Malda Line (Operating stability limit) (MW)	—	810	970

プナチャンチュ水力発電所の送電線として400kV-2回線を導入し、その接続先をインドの400kV変電所にすることを推奨する。

ブータン国での大規模な電源開発が進むにつれて、AssamとWest Bengal送電線の拡張計画を検討しなければならない。この検討はインド国の電力需給計画と系統拡張計画の下で実施されるべきである。

10.3 送電線設備設計

(1) 電力線と架空地線

コロナ放電は標高が高くなると大きくなる傾向があり、400 kV送電線では多導体送電方式が採用される。この送電線のルートは、1部分が標高1,000 m以上に位置する。

インド国で使われているMoose電線 (ACSR 500 mm²) は標高の低い地域でのみ使われるべきであり、標高1,000 m以上ではコロナ損失とラジオ障害が大きくなる。ブータン国の山岳部では標高2,000 m付近を通過するこの送電線ではMartin電線 (ACSR 700 mm²) 複導体の適用が必要となる。

雷撃から電力線を保護するため全線にわたり架空地線を設置する。この送電線には亜鉛メッキ鋼より線 (断面積 : 74.5 mm²) が適当である。

(2) 絶縁設計

この送電線の絶縁設計では標高が高いことにおける大気の絶縁強度低下を考慮しなければならない。このため碍子連の長さとはークホーン間隔は低い標高の送電線より10%程度長くしなければならない。

この送電線の鉄塔は自立型の山形鋼四角鉄塔とし、2回線の電線、架空地線、および碍子装置等を支持するものとする。鉄塔の両側に各回線の3相を垂直に配置する。各相の電線は複導体方式とし、素導体は水平配置とする。架空地線は両側に1条ずつ計2条を全線にわたり設置し、雷遮蔽をはかる。