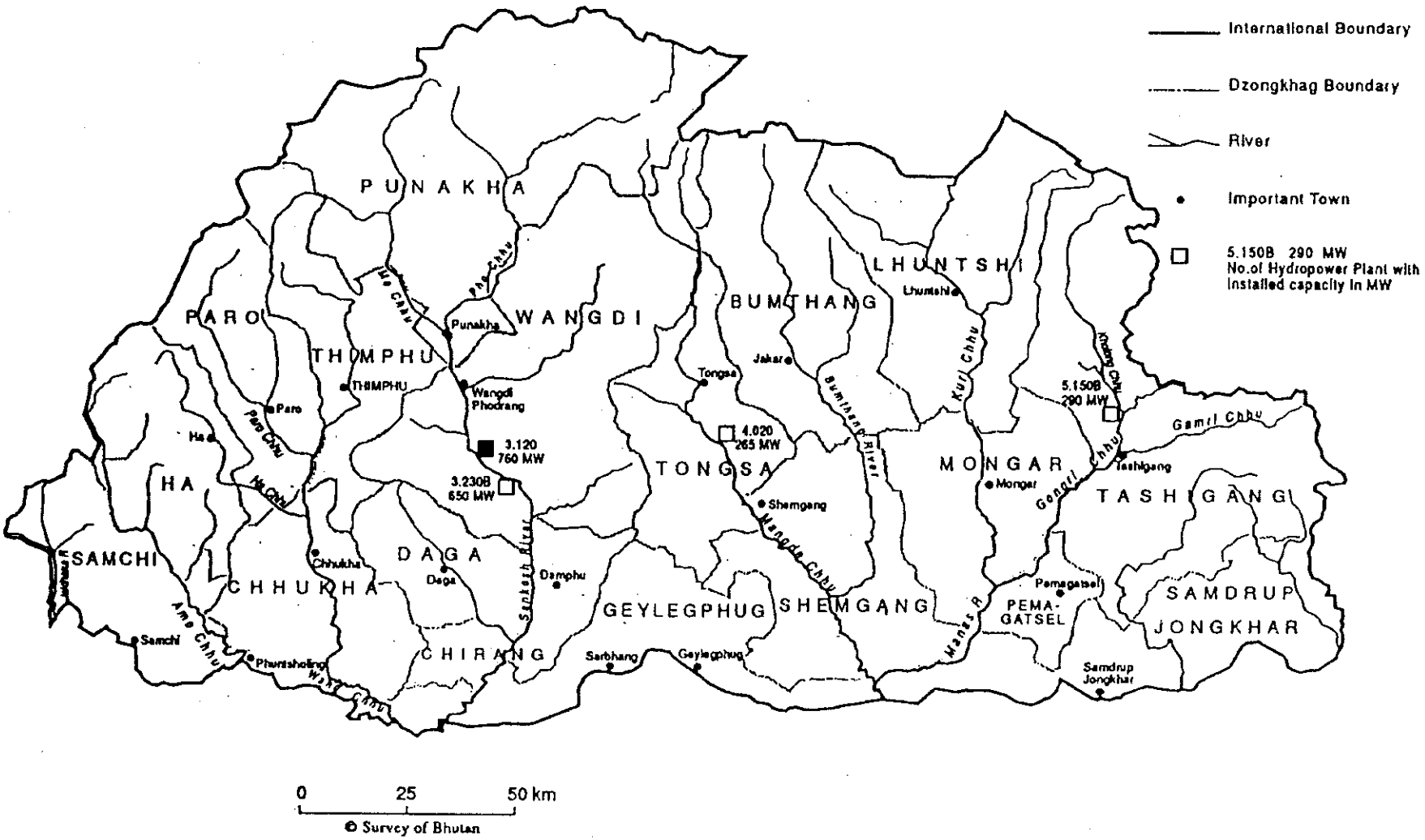


Fig. 9.1 Power System Master Plan in the Kingdom of Bhutan

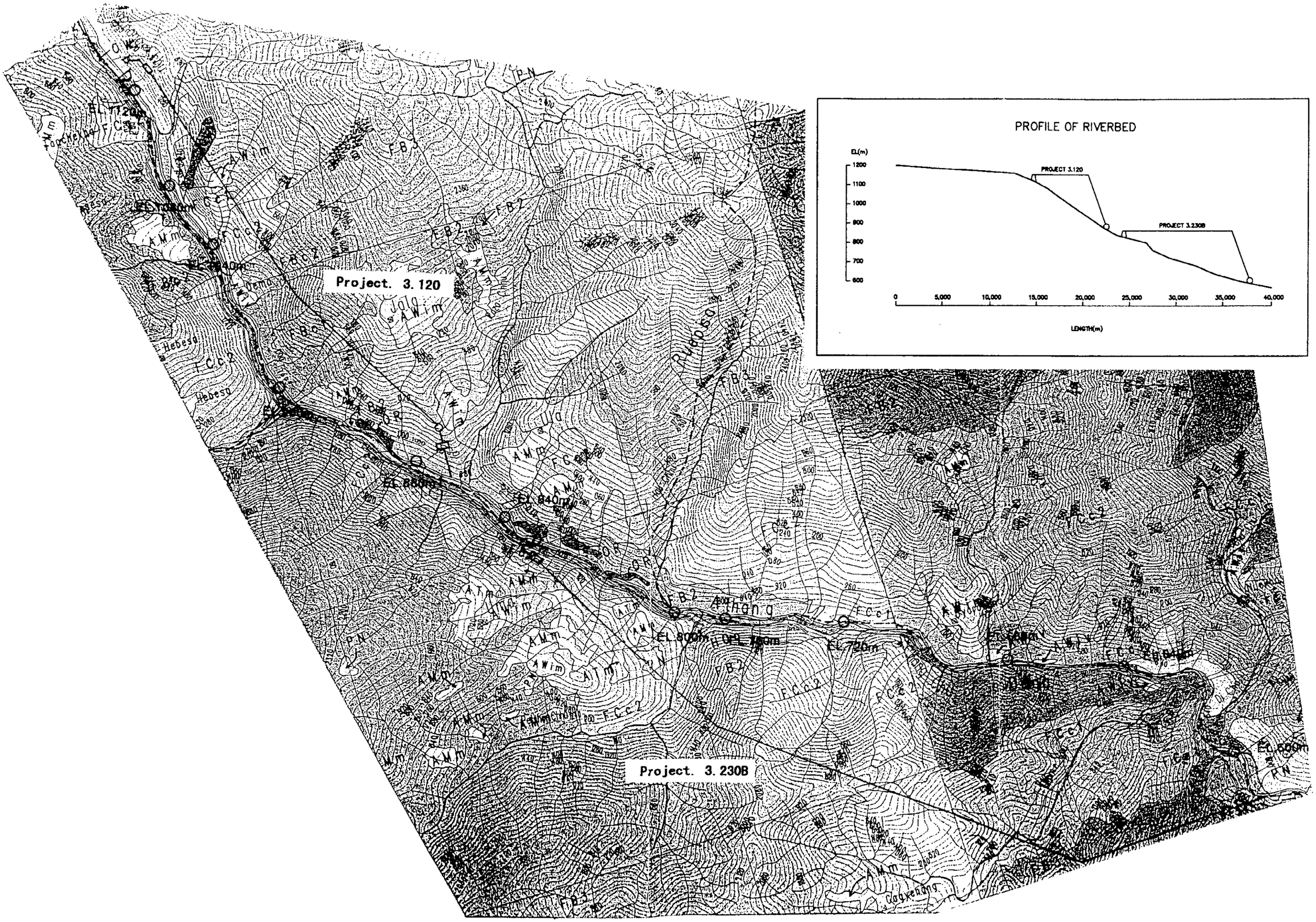


Fig. 9.2 Hydroelectric Power Development Project in Punatsangchuu

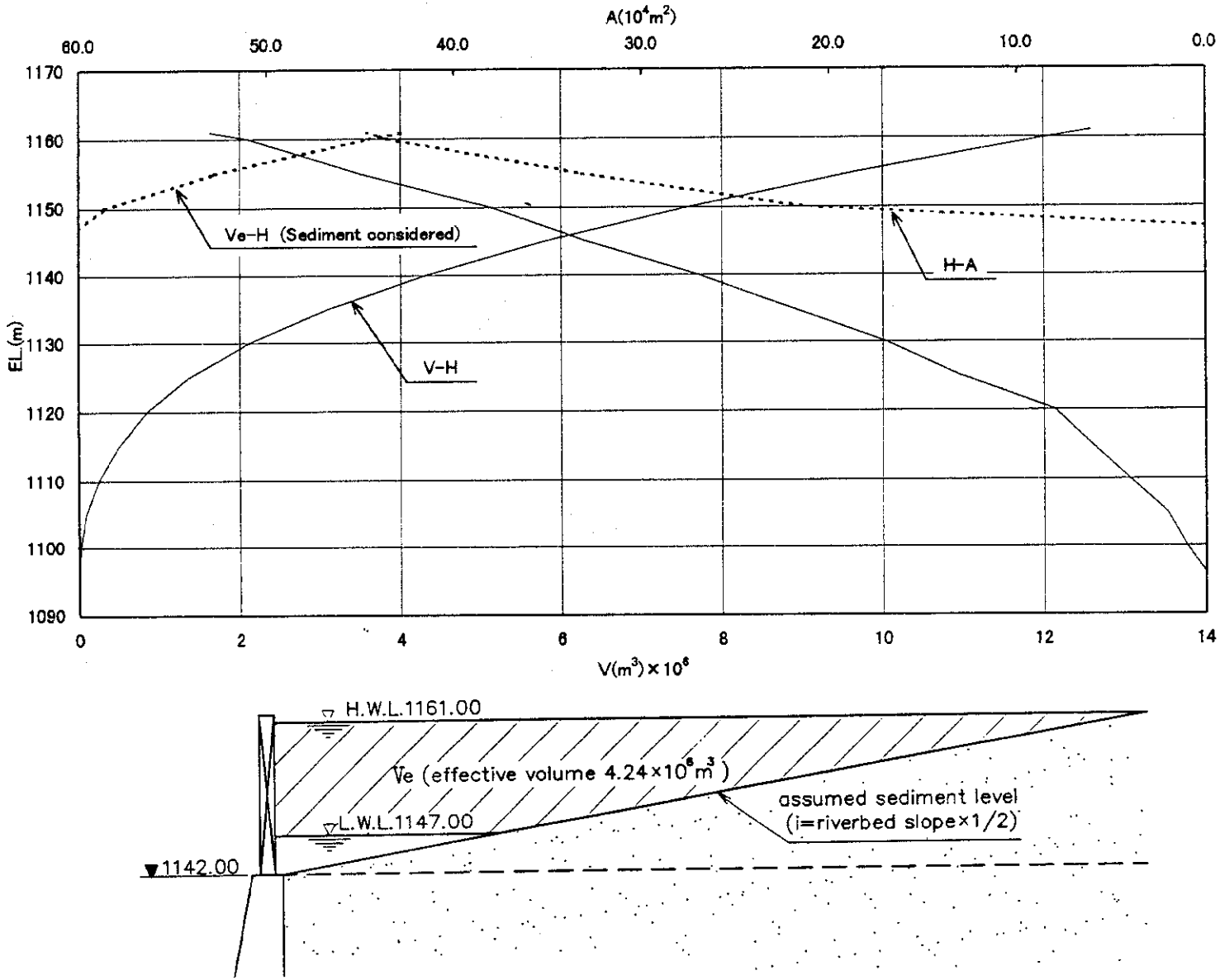


Fig. 9.3 Area-Capacity Curve of Dam Reservoir
(Original Dam Axis : Development Plan Study)

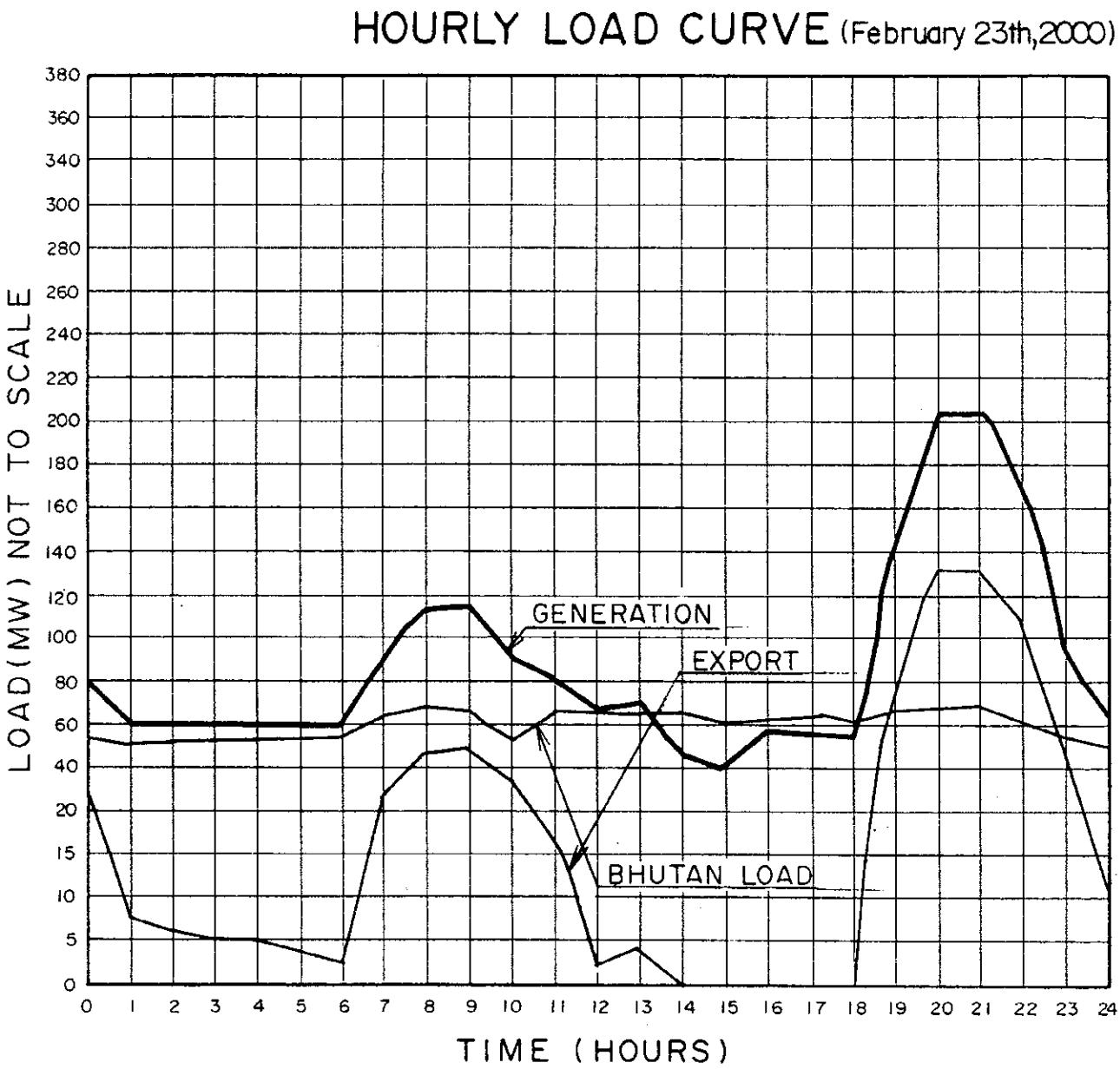


Fig. 9.4 Hourly Load Curve of Chhukha Power Plant (1/4)

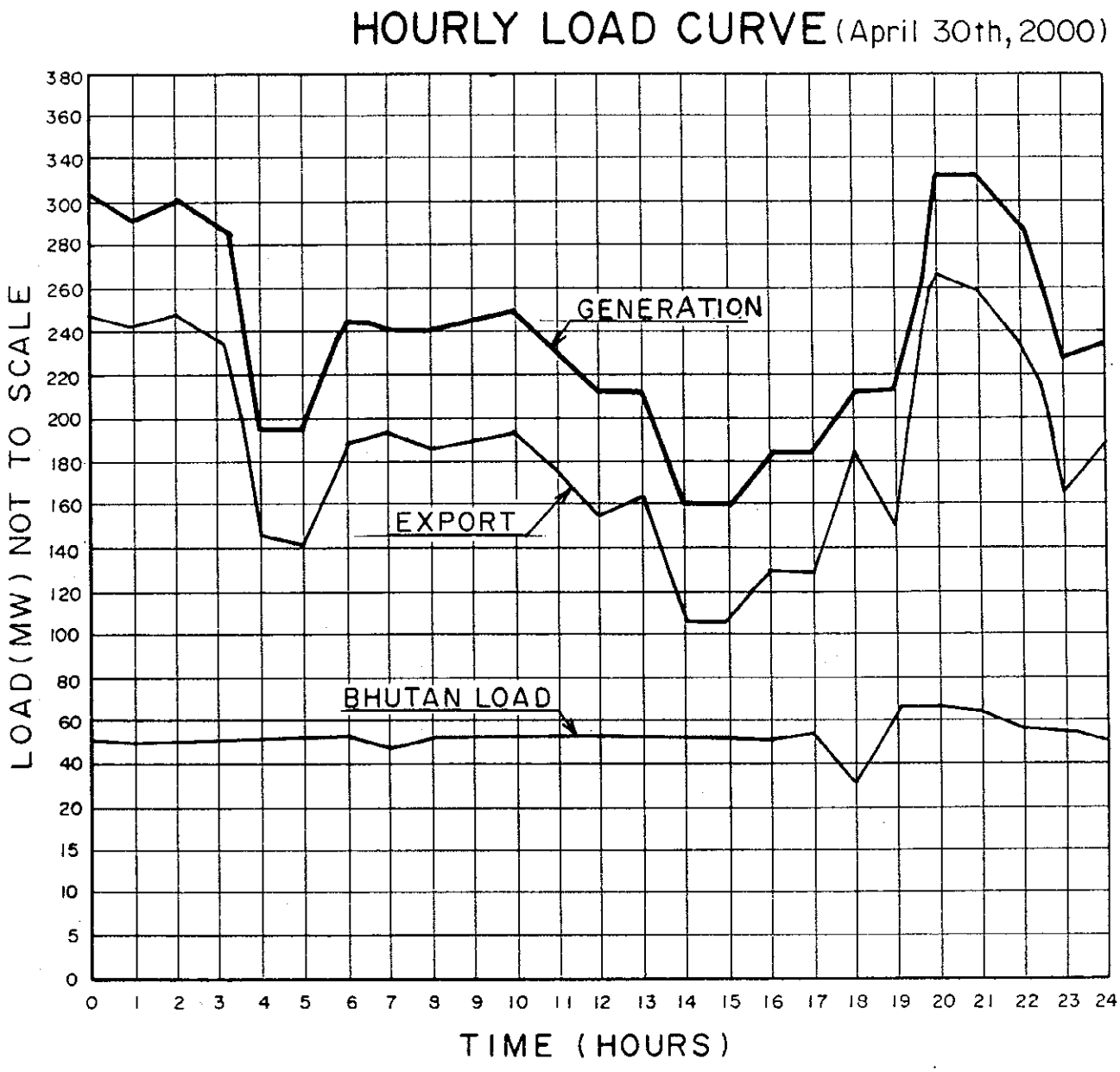


Fig. 9.4 Hourly Load Curve of Chhukha Power Plant (2/4)

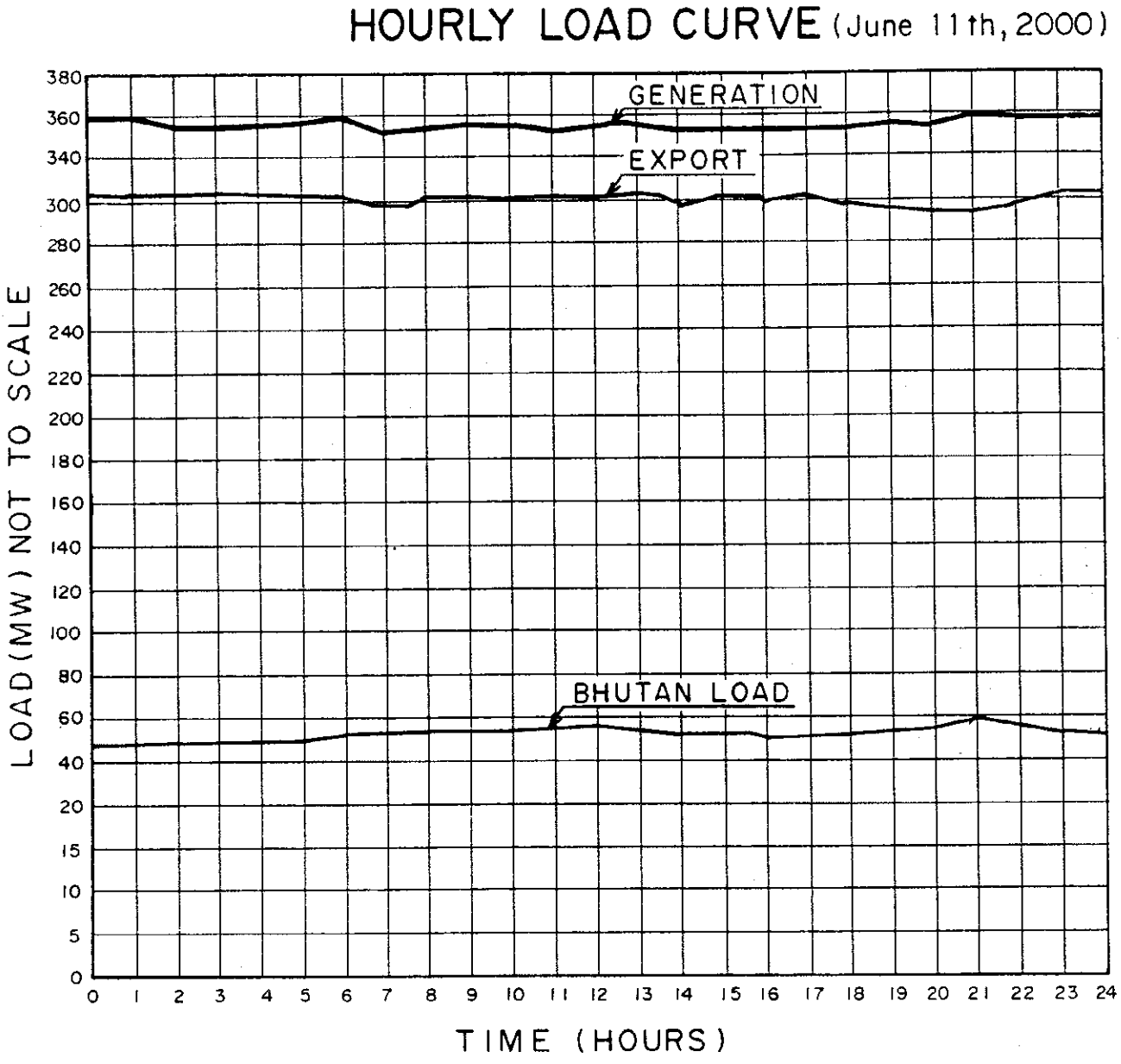


Fig. 9.4 Hourly Load Curve of Chhukha Power Plant (3/4)

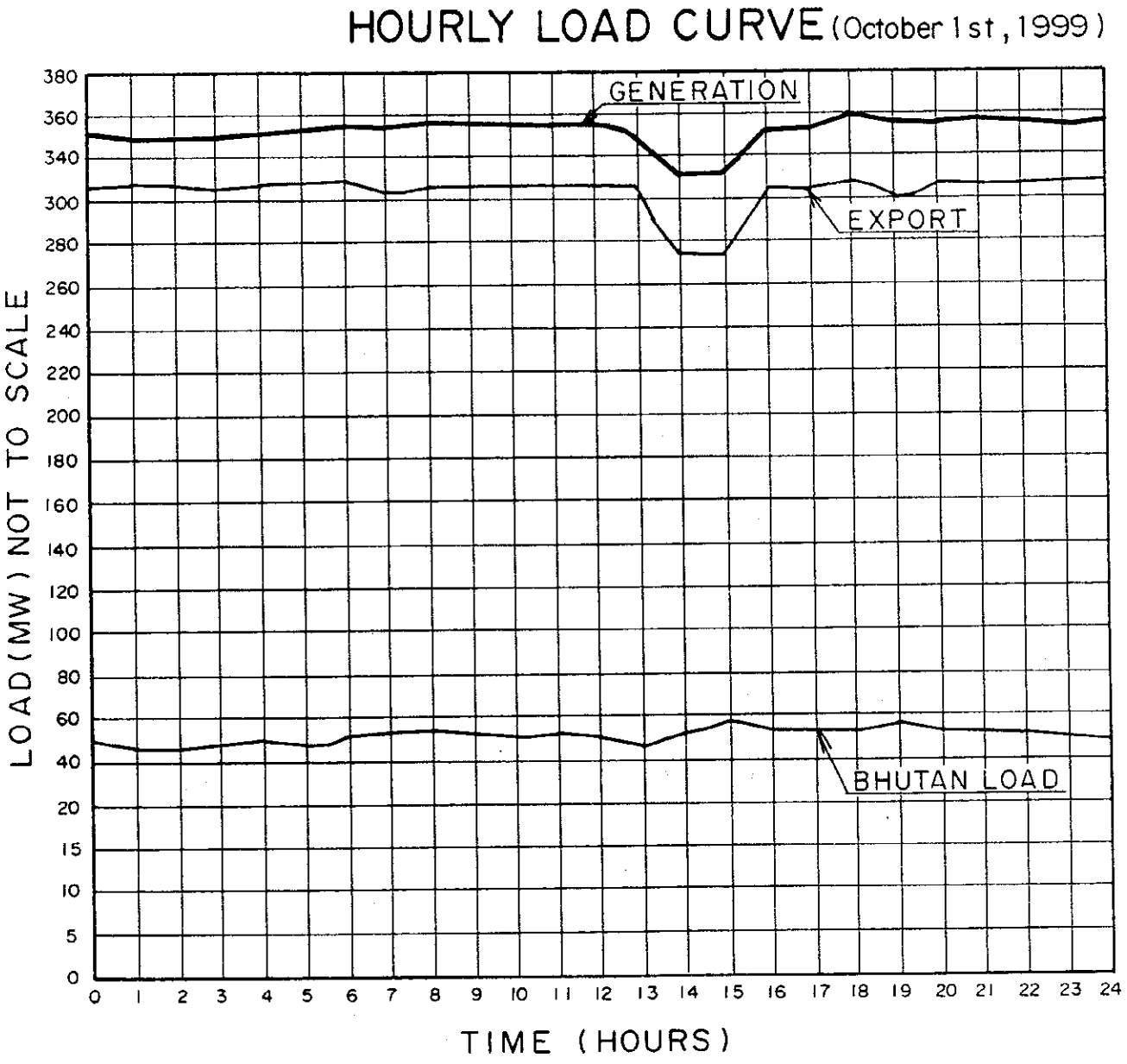


Fig. 9.4 Hourly Load Curve of Chhukha Power Plant (4/4)

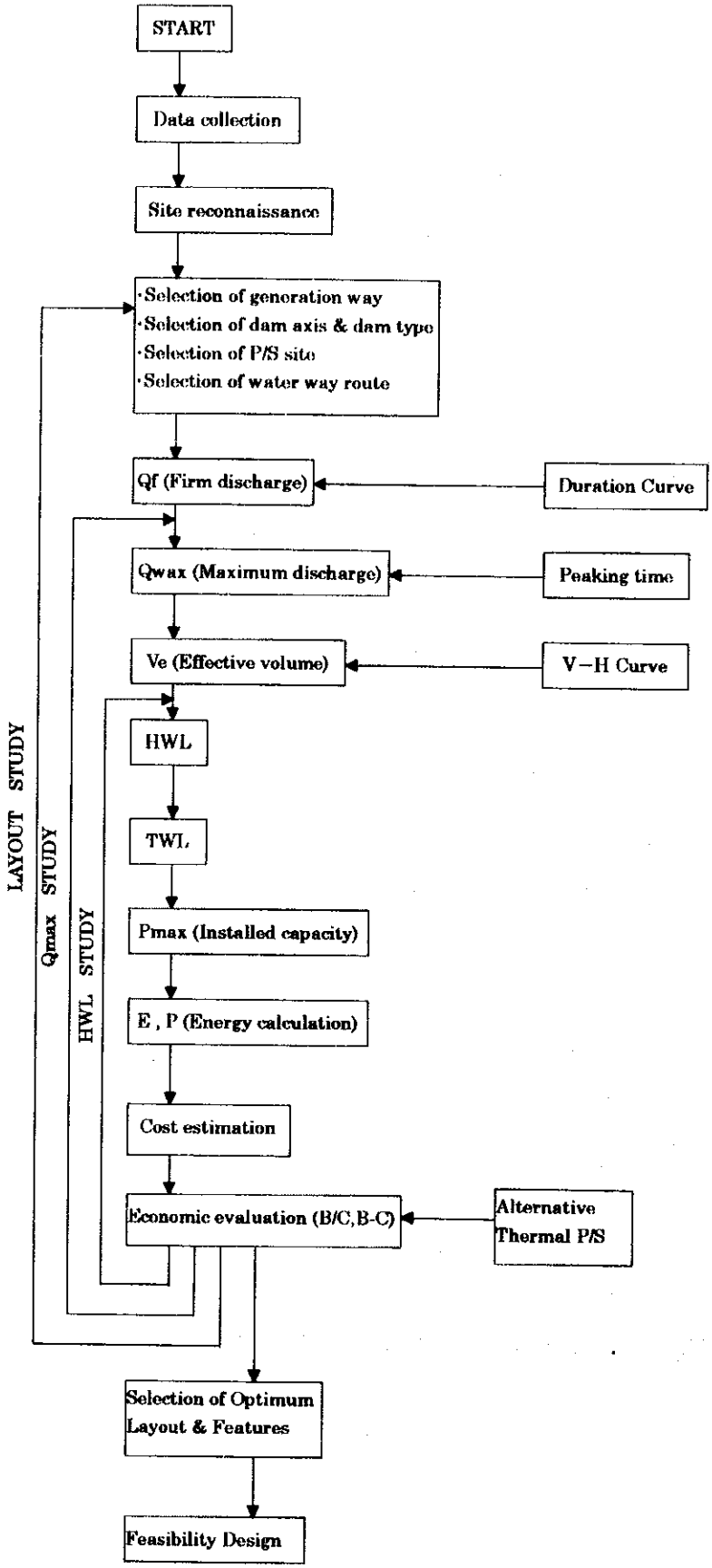
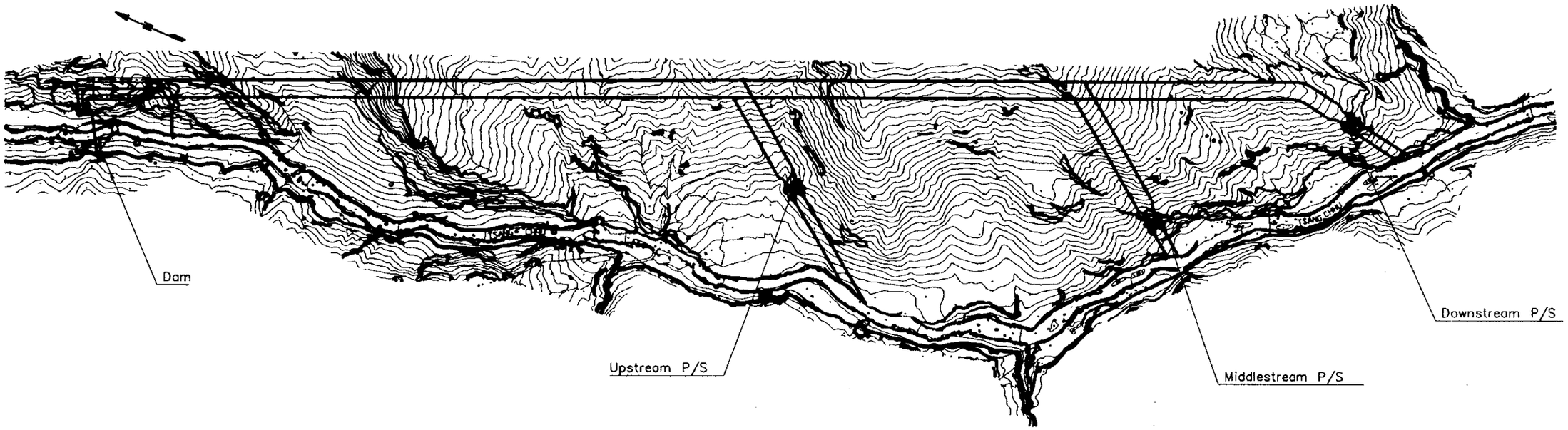


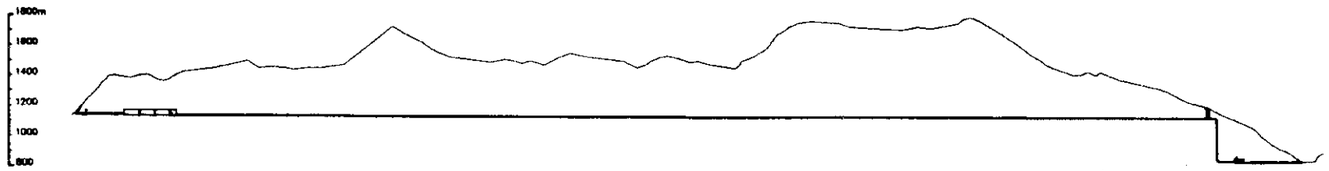
Fig.9.5 Flow Chart of Development Plan Study

Plan

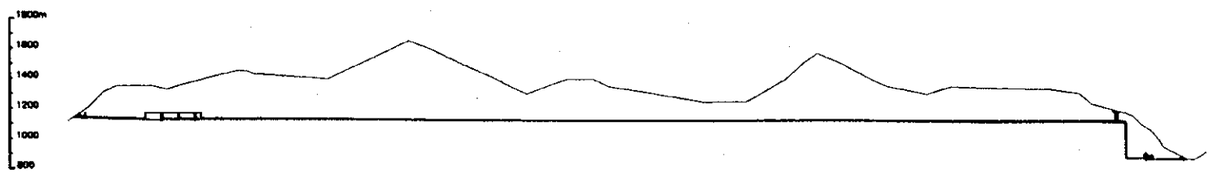


Profile

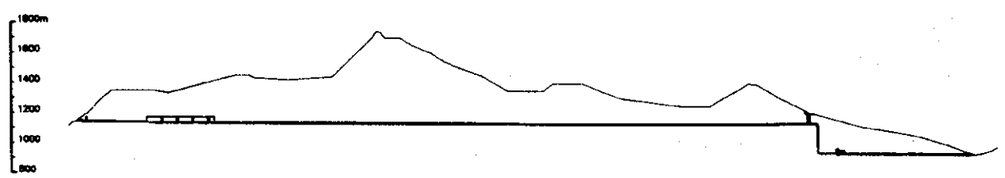
CASE 1 – 5 (Downstream P/S)



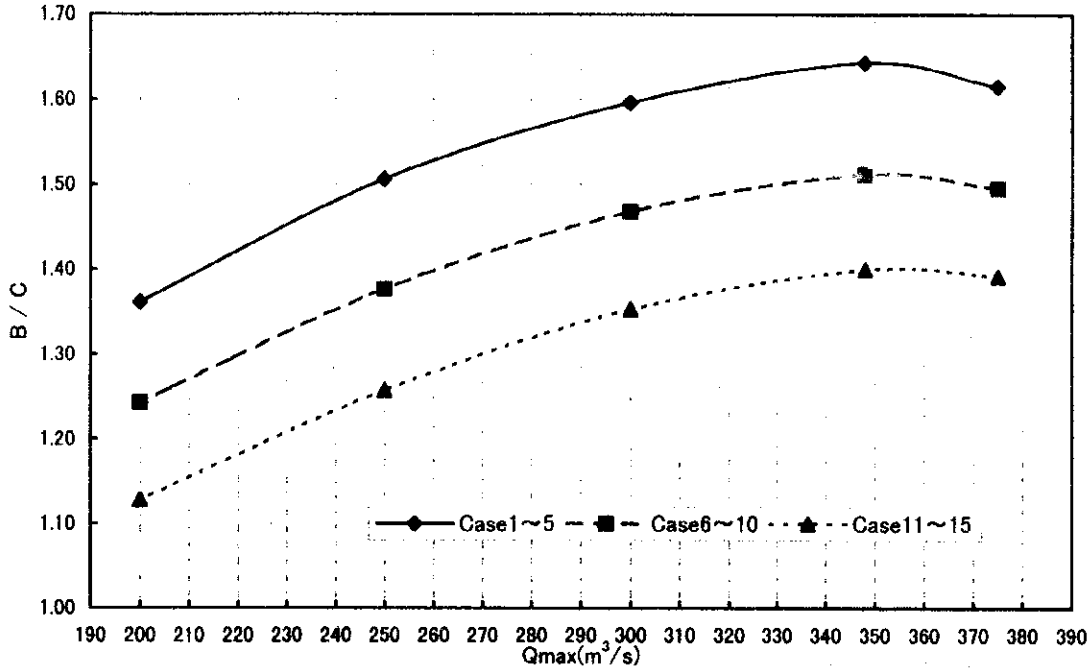
CASE 6 – 10 (Middlestream P/S)



CASE 11 – 15 (Upstream P/S)



PUNATSANGCHHU HYDROPOWER PROJECT
GENERAL LAYOUTS FOR COMPARATIVE STUDY
Fig. 9.6



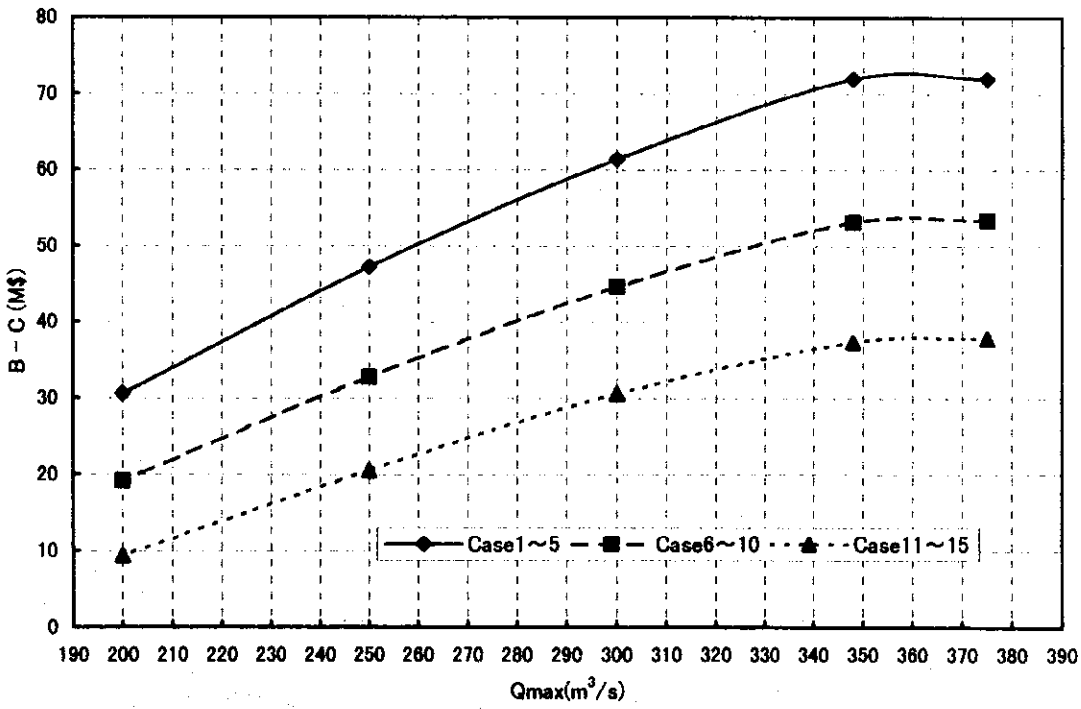
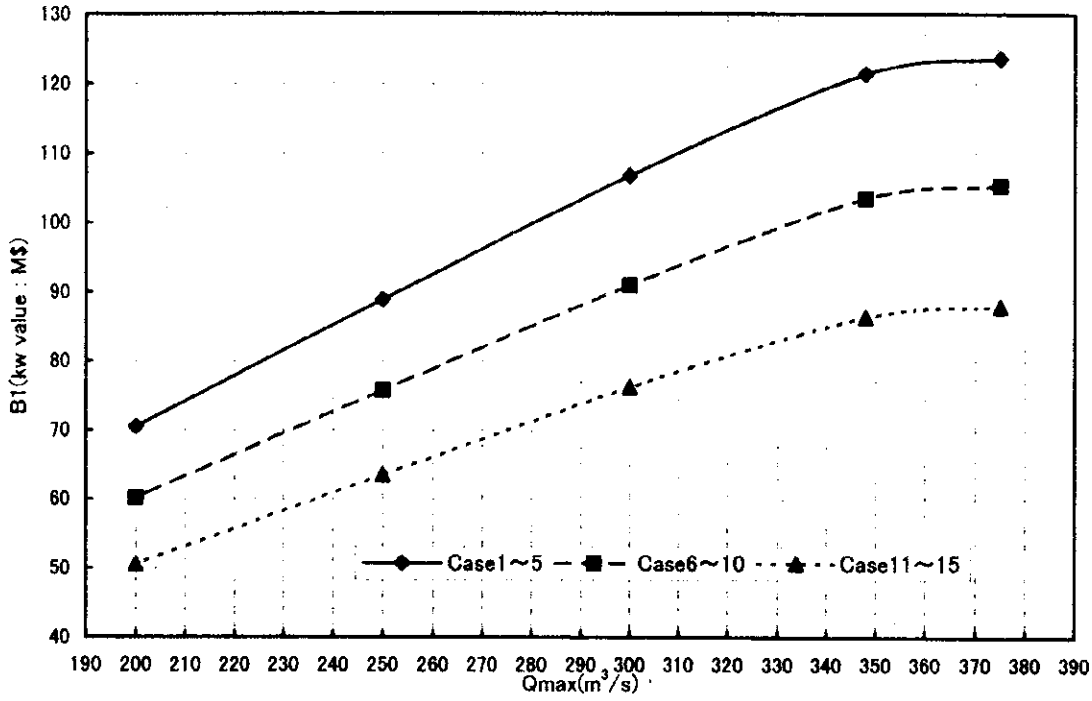


Fig. 9.7 Comparative Study of Development Scale Examination (Qmax for Case 1~15) (1/2)



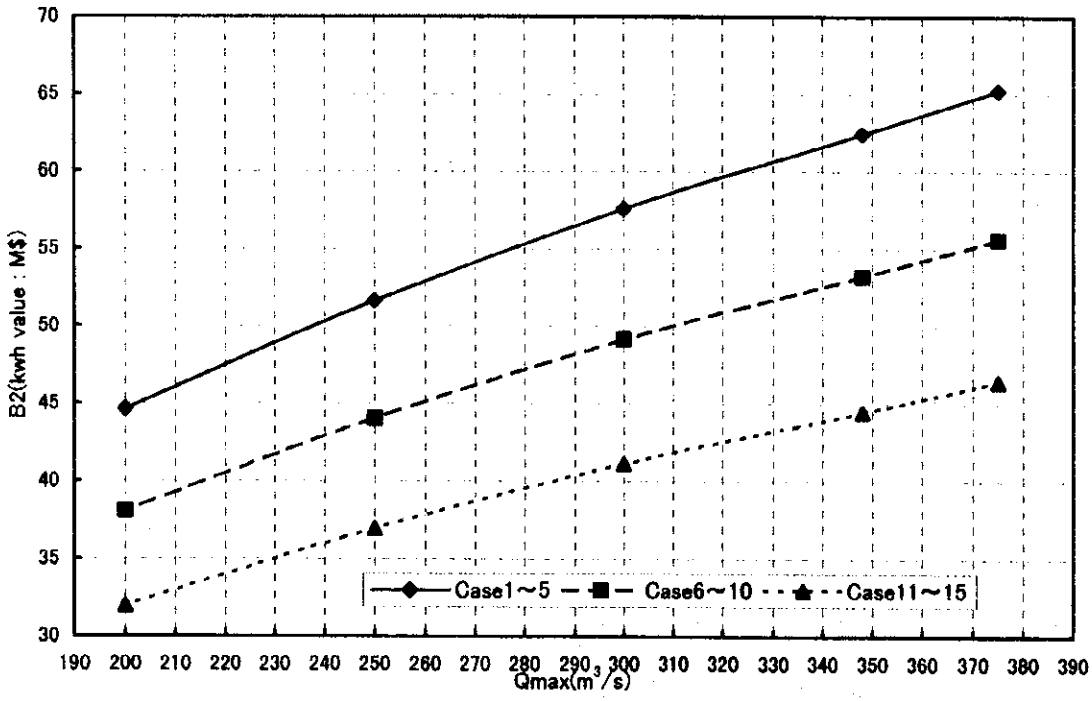
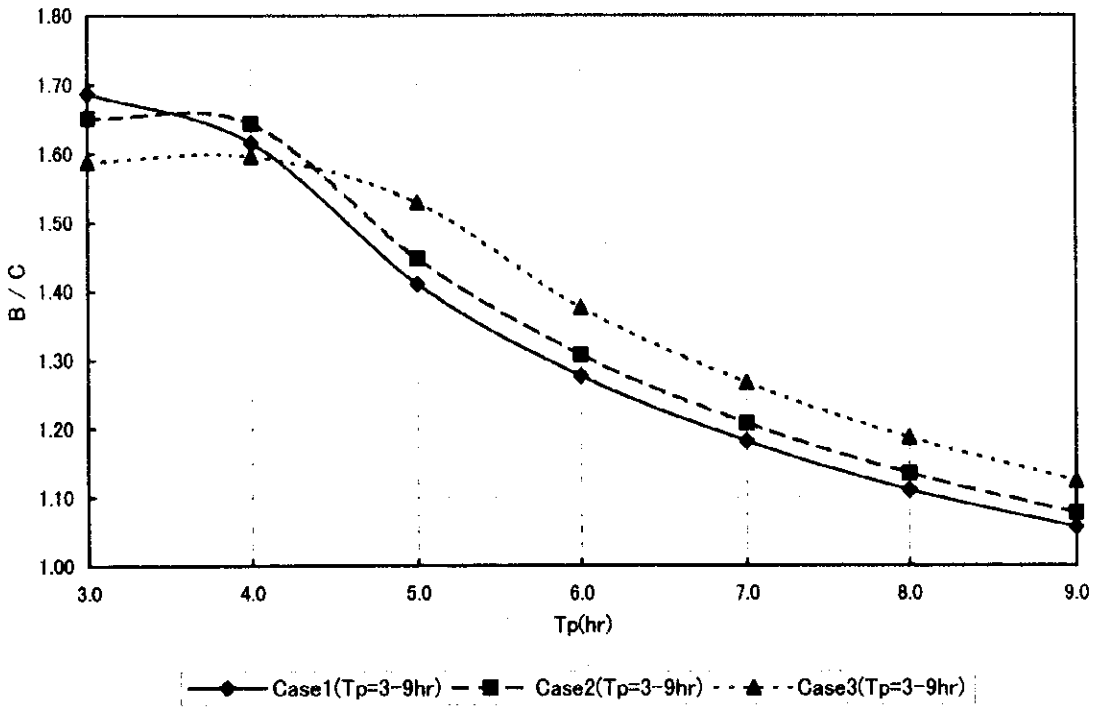


Fig. 9.7 Comparative Study of Development Scale Examination (Qmax for Case 1~15) (2/2)



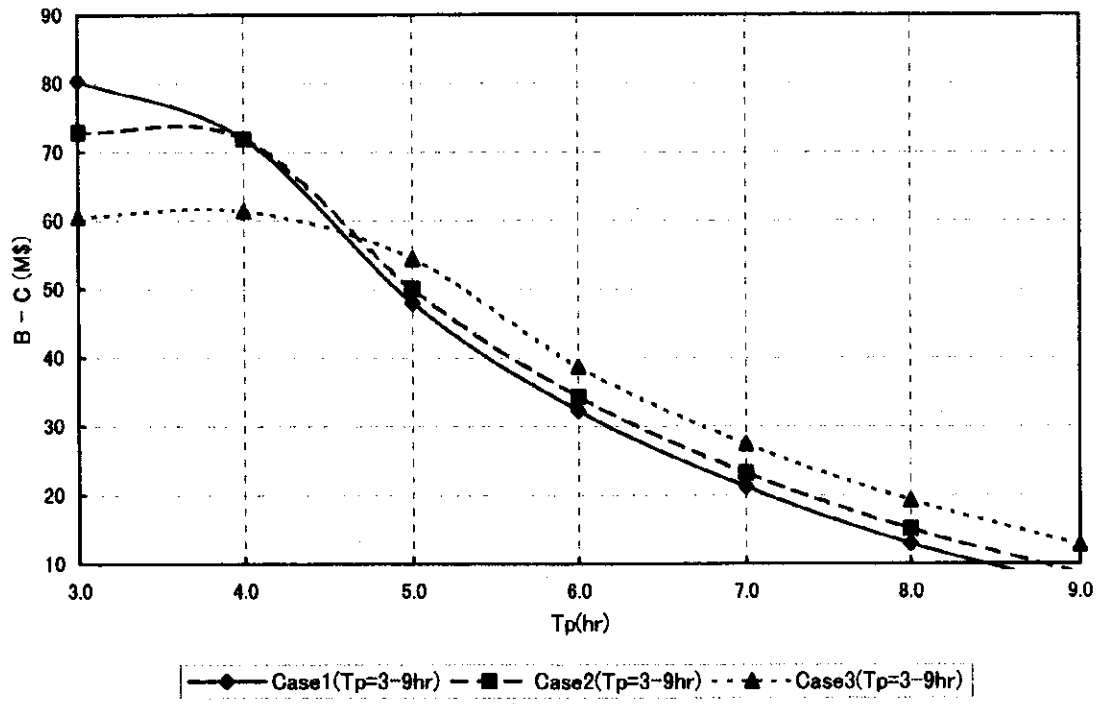


Fig. 9.8 Comparative Study of Required Peaking Time (Tp for Case 1～3)

第10章　送電計画および系統解析

目　次

頁

第10章　送電計画および系統解析 10-1

10.1　送電計画 10-1

10.1.1　送電線ルート 10-1

10.1.2　送電線の接続先と送電電圧 10-1

10.1.3　送電線設備の基準 10-2

10.1.4　送電線設備の経済比較 10-2

10.2　系統解析 10-5

10.2.1　送電パターンと計算内容 10-5

10.2.2　計算条件 10-5

10.2.3　計算結果 10-7

10.3　系統解析の結果 10-9

10.4　送電線設備設計 10-10

10.4.1　電力線と架空地線 10-10

10.4.2　送電線熱容量 10-11

10.4.3　絶縁設計 10-11

10.4.4　鉄　塔 10-11

第10章　送電計画および系統解析

10.1　送電計画

10.1.1 送電線ルート

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に基づくルートが最有力候補である A案ルート（プナチャンチュ発電所－Sarbhang (Sapang) －Bongaigaon変電所）について調査した。(Fig. 10.1参照)

1/25,000・1/50,000地形図および現地踏査により、送電線ルートの調査を実施した。

なおB案ルート（プナチャンチュ 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、本調査団は下記理由によりA案採用を提案する。ただし、B案ルートについては代案として詳細設計時に再検討する。

- B案ルートは、既設の道路がなく、送電線ルートについて調査不十分である。
- 既設の道路がなく、送電線の建設費用が増大する。
- 既設の道路がなく、運開後保守点検が難しい。

(1)　A案ルート

送電線予定ルートは左岸に位置する開閉所引き出し鉄構での取り合い点を起点とする。開閉所から約3 kmの間は両岸とも急峻な山岳である。とくに第１鉄塔から第３鉄塔までは急峻な岩山が続き、峡谷（スパン約500 m）もある。この区間を過ぎると山の中腹部をなだらかな地帯が続き、特に問題はない。開閉所から下流に向かい約14 km地点（3.230Bプロジェクト計画地点）で左岸から右岸へのクロスポイントとなる。その後約32 km地点（Thangna地区）で再び右岸から左岸にクロスし、Sarbhang（Sapang）付近を経由してインドとの国境まで（約34 km）を経てインド側の変電所（Bongaiaon）に引き込む。

送電線亘長はA案：約140 km（約80 km－国境－約60 km）

(2)　B案ルート

B案については現地踏査は行わず、地図上での検討を実施した。

B案：約125 km（108 km－国境－約17 km）である。

なお、送電線電圧についてはDoPは400 kV, 2回線を提案している。

10.1.2 送電線の接続先と送電電圧

ブータン国プナチャンチュ発電所の設備出力は870 MW(145 MW×６台)で計画されている。同発電所の電力をインドへ送電するためにはプナチャンチュ発電所をAssam州と

West Bengal州を結ぶ400 kV送電線に接続しなければならない。ここではプナチャンチュ発電所を400kV系統のBongaigaon変電所に接続して送電する方法について検討した。

インドへの電力輸出に開発された既設Chhukha発電所は220 kV送電線でBirupara変電所（220/400 kV）に引き込まれている。また、現在建設中のTala発電所は400 kV送電線でSiliguri変電所に接続され、その発生電力は400 kV Assam~West Bengal 送電線を介してインドへ送電される予定である。

プナチャンチュ送電線の電圧は発電所の出力規模からは400 kVが妥当であるが、220 kVでも可能と考えられるのでこれを代替案とした。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（10.1節）。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（10.2節）、最適な送電方法を提案した（10.3節）。

10.1.3 送電線設備の基準

計画送電線の送電容量の信頼度基準として、1回線を停止しても残り回線でプナチャンチュの全出力（870 MW）を継続して送電できることにした。2回線停止については過大設備となるので検討の対象外とした。系統安定度の信頼基準として、同発電所を全出力で運転中に系統外乱により1回線遮断した場合、系統の安定度が維持されることにした（10.2節で検証）。電線サイズは十分な電流容量とコロナ損失の低減とを考慮してMartin（ACSR 700 mm^2 相当）を選択した。この結果、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 mm^2相当）

注）220kV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（10.2節）。

10.1.4 送電線設備の経済比較

220 kVおよび400 kV送電線とそれらの関連設備費（変電・開閉機器）ならびに両送電線の送電損失電力をTable 10.1に示す。これら設備費と損失電力をもとに算出した年間経費を両送電線の経済比較として示した。

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55.86万ドル少なく、逆に関連機器の年間経費は20.1万ドル多い。一方、送電損失電力（遺失利益）は400 kVに比べ226万ドル増加する。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190.2万ドル少なくなり、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。

Table 10.1　送電方法の比較

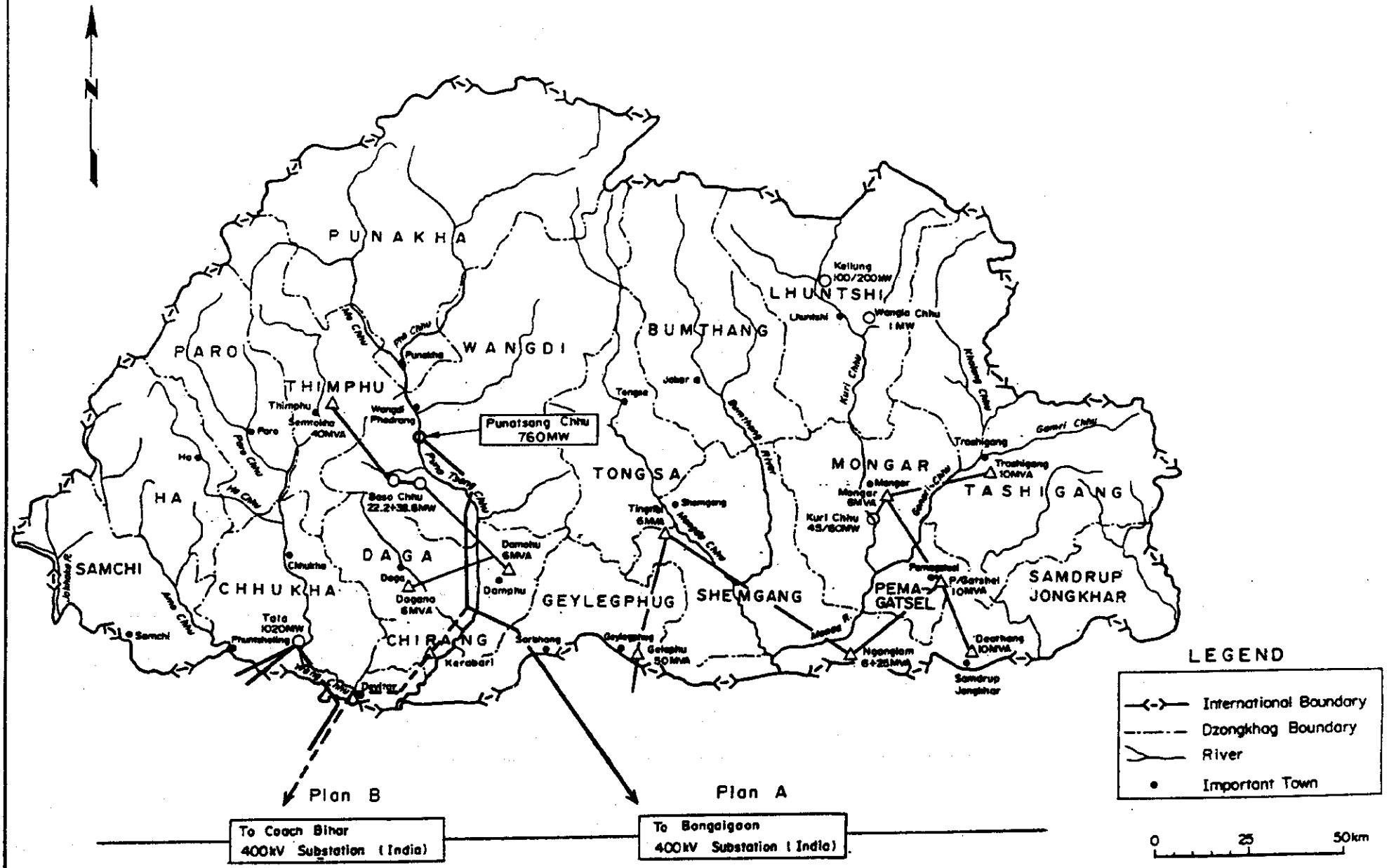
比　較　項　目	送　電　線 ① 220kV-3cct Martin (700 mm²) 1-bundle	② 400kV-2cct Martin (700 mm²) 2-bundles	差=①-②
1. 建設費($×1000)			
a. 送電線	31,500	42,000	
b. 変圧器・開閉機器	36,260	33,360	
小計	67,760	74,360	-6,600
2. 年間経費率			
a. 資本回収係数(%)*1			
送電線	7.72	7.72	
変圧器・開閉機器	8.58	8.58	
b. 設備維持費(%)*2			
送電線	1.00	1.00	
変電・開閉機器	1.50	1.50	
3. 送電損失電力			
a. 最大損失電力(MW)	36.0	7.7	
b. 年間損失電力量(MWh)	125,010	26,738	98,272
4. 年間経費($×1000)			
a. 送電線	1,675.8	2,234.4	-558.6
b. 変圧器・開閉機器	2,512.8	2,311.8	201.0
c. 損失電力*3	2,875.2	615.0	2,260.2
合　計	7,063.8	5,161.2	1,902.6

注)

*1：資本回収係数の計算条件は以下のとおり。
金利：7.0 %/年
設備の耐用年数
送電線：35年
変圧器・開閉機器：25年

*2：運転・維持費：建設費に対する割合（%/年）

*3：電力料金：2.3 ¢/kWh



Proposed Hydropower Projects and Transmission Lines

10.2 系統解析

10.2.1 送電パターンと計算内容

プナチャンチュ発電所とBongaigaon変電所を結ぶ送電線は、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. 220kV送電線：２回線、電線数：２条/相
b. 220kV送電線：３回線、電線数：１条/相
c. 400kV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。

10.2.2 計算条件

(1) 系統のシミュレーション範囲

電力系統のシミュレーション範囲は、Assam州とWest Bengal州を結ぶ400 kV送電線を詳細に模擬しAssam州、Bihar州およびOrissa州の電力系統については簡略化した。Bhutanで発電された電力をインドへ送電する場合、安定度の制約を最も受けると考えられる区間はWest Bengal州のSiliguriからMaldaを経由してFarakkaに至る400 kV送電線である。この区間は長距離で２回線構成となっており、同区間での系統外乱はBhutanの発電所の安定度を阻害する大きな要因となる。

一方、Farakkaからは400 kV送電線が需要地に向って放射状に広がり、Bhutanからの電力が分散される系統構成になっているので、Farakka以遠の系統がBhutanの発電所の安定度に及ぼす影響は少ない。

ブータンの電力系統は主要な電源だけをシミュレーションの対象とした。即ちプナチャンチュ、ChhukhaおよびTalaに限定し66 kV系統以下を除外した。本検討ではブータンの２次系統の影響をほとんど無視することができるためである。

(2) 対象年および需要規模

プナチャンチュ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

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

(3) 電力潮流計算

電力潮流計算は、系統の運転条件を下記の範囲に設定した。

系統電圧：	95~105 %
発電機電圧：	100±5 %
発電機力率：	0.85
変圧器のタップ：	1.00±0.05 p.u
負荷力率：	0.9
負荷時刻：	ピーク負荷時

(4) 事故モード

系統安定度を検証するために送電線へ適用する外乱のレベルを3-ΦGF(１回線・三相地絡事故)とし、外乱発生後0.1秒で事故送電線（１回線）を系統から開放する。ただし、外乱のインパクトを大きくするために高速再閉路は実施しない。高速再閉路の実施によって得られる安定度の向上分はマージンとして期待できる。外乱適用の送電線は下記の２区間を対象とした。

a. Punatsangchhu ~ Bongaigaon
b. Siliguri ~ Malda

Punatsangchhu~Bongaigaon 送電線に対する外乱は同送電線に直接接続されたプナチャンチュ発電所の安定度を検証するためである。一方、Siliguri ~ Malda送電線は長距離であるため、同送電線への外乱が引き起こす系統へのインパクトが非常に大きいことが予想される。このことから同送電線に対する外乱がBhutanの３主要電源（プナチャンチュ, ChukhaおよびTala発電所）の安定度に及ぼす影響の度合いについて検証した。

(5) 事故シーケンスと発電機の制御機能

外乱発生から事故除去に至るシーケンスは以下のとおりである。

1st time : 0.0秒　事故発生・系統外乱（3-ΦGF）

2nd time: 0.1秒　事故除去（事故送電線を開放、高速再閉路の実施無し）

発電機の制御機能としてプナチャンチュ発電所にAVR(Automatic voltage regulator)だけを付加した。その他の制御機能であるPSS(Power system stabilizer)とGOV(Governor)を除外した。またプナチャンチュ以外の発電所は制御機能をすべて除外した。制御機能の付加を限定したのは、制御機能による安定度の向上分をマージンとするためである。

10.2.3 計算結果

安定度計算結果をTable 10.2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。

アッサムと西ベンガル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220 kV-3回線の場合は810 MW、400 kV-2回線の場合は970 MWが安定度限界となる。

Table 10.2 送電方法と系統安定度の比較

Trans. Lines / 3ΦGF on lines	220kV-2cct (2-bundles)	220kV-3cct (1-bundle)	400kV-2cct (2-bundles)
1. Punatsangchhu Line (Power flow = 870MW) 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

(1) プナチャンチュ送電線の安定度

1) 220kV送電線

プナチャンチュ送電線が220 kV-2回線の場合、安定度は維持されない。外乱(3-ΦGF)発生後に1回線を開放するので、残り1回線でプナチャンチュ発電所を全出力で安定的に運転することは出来ない。事故除去後3.5秒程でプナチャンチュ発電機の位相差*は180度を超え、系統との同期が維持できなくなり脱調する。Fig. 10.1に発電機Swing curves（発電機動揺曲線）を、Fig. 10.2に電力潮流を示す。

プナチャンチュ送電線が220 kV-3回線の場合、故障線を開放したあと残りの2回線運転で安定度は維持される。外乱によるプナチャンチュ発電機の動揺第1波の位相差は最大92.94度まで拡大し、その後は徐々に縮小し第6波以降は安定する。Fig. 10.3にGe. Swing curvesを、Fig. 10.4に電力潮流を示す。

*発電機の位相差はFarakkaを基準（= 0度）とした表示。

2) 400kV送電線

プナチャンチュ送電線が400 kV-2回線の場合は、外乱によるプナチャンチュ発電機の動揺第１波の位相差は最大73.76度まで拡大し、その後は徐々に縮小し第４波以降は安定する。Fig. 10.5にGe. Swing curvesを、Fig. 10.6に電力潮流を示す。

(2) Siliguri ~ Malda送電線の安定度

Siliguri~Malda送電線の外乱による系統動揺は、West Bengal系統から遠距離にあるBhutanの発電所に対して大きいなインパクトを与える。なかでもプナチャンチュ発電機の安定度に及ぼす影響が最も大きくなる。ブータンの発電所の安定度とSiliguri~Malda送電線の電力潮流との関係は以下のとおりである。

220kV-３回線の場合、Siliguri~Malda送電線の外乱によってBhutanの発電所が安定度を維持できなくなるのは、同送電線の電力潮流が810 MWを超える場合である。これは同送電線の安定度限界が810 MWであること示している。220 kV-３回線の場合の発電機Swing curvesをFig. 10.7に、電力潮流をFig. 10.8に示す。

400 kV－２回線の場合、Siliguri~Malda送電線の安定度限界は970 MWまで増加する(Table 10.2)。220 kV送電線と400 kV送電線の差はAssamとWest Bengal連系線の安定度限界を約160 MW増加させる。400 kV-２回線の場合の発電機 Swing curvesをFig. 10.9に、電力潮流をFig. 10.10に示す。

Chukha、Talaおよびプナチャンチュの合計出力は2,000 MWを超えるが、この一部はブータンへ供給され、またWest Bengalの北部にあるBirpara、Siliguri、Dalkholaなどの変電所へ供給されるので全量がFarakka方面に送電されることにはならない。しかし、これら３発電所から送られてくる電力がSiliguri~Malda送電線の安定度限界潮流を超えることが考えられる。したがって、今後の詳細設計の段階においてSiliguri~Malda送電線の電力潮流とWest Bengal北部の需要分布を基にしたより詳細な系統解析を行ない、インドの系統信頼度基準に沿ってAssamとWest Bengal送電線の拡張計画を検討する必要がある。

(3) プナチャンチュ開閉所の系統電圧

軽負荷充電時（6台停止の状態）におけるプナチャンチュ開閉所の母線電圧の上昇を計算した結果は、下記である。

	400kV Bus Voltage at Indian Substation	400kV Bus Voltage at Punatsangchhu P.S
Case 1	100%	101.14 %
Case 2	105%	106.2%
Case 3	110%	111.26%

ｲﾝﾄﾞ側400kV変電所母線電圧がケース1と2と3の場合、プナチャンチュ開閉所の母線電圧はそれぞれ1.14%、1.2%、1.26%の上昇であり系統運用上問題ない。ただし、系統運用上ｲﾝﾄﾞ側変電所母線電圧上昇は110%以下に押さえられるので、プナチャンチュ開閉所の母線電圧がケース３とはなり得ず、必要あれば将来の詳細設計時に再検討することとする。

10.3 系統解析の結果

プナチャンチュ発電所の送電線として400 kV-２回線を導入し、その接続先をｲﾝﾄﾞの400kV変電所にすることを推奨する。その理由は下記のとおりである。

a. 400 kV送電線は経済的および系統特性の点で220 kVに比べ有利であることが判明した。
b. ブータンは豊富な水力資源を有し、今後も大規模な水力発電所の開発がインド向けの需要として期待されている。この場合、電力の輸送設備である送電線はインドの400 kV電力系統との整合性が必要である。
c. 220 kV-３回線の機能はプナチャンチュ発電所の出力規模に対してほぼ限界であり、今後ブータンで開発される新規発電所の送電線との整合性に支障をきたすことが考えられる。

ブータン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。

10.4 送電線設備設計

前述10.3項で得た結論から400 kV-2回線送電線を本案として採用し、以下にその送電線概略設計を行った。

10.4.1 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。ブータンの山岳部では標高2,000 m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。

電線コード		Martin
導体断面積		1,351.5 MCM
より線構成（本/mm）	アルミ線	54/4.018
	鋼線	19/2.410
断面積	アルミ線	684.8 mm²
	鋼線	86.6 mm²
外径		36.16 mm
概算重量		2,584 kg/km
抗張力		206 kN (21,000 kg)

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。この送電線には下記に示す亜鉛メッキ鋼より線が適当である。

より線外径	11.11 mm
鋼素線外径	3.68 mm
より線数	7
断面積	74.5 mm²
概算重量	595 kg/km
抗張力	64.5 kN

10.4.2 送電線熱容量

この送電線の熱容量は以下のように計算される。

電圧	400 kV
回線数	２回線
電力線	ACSR　2x700 Martin
周囲温度	40 度C
最高電線温度	85 度C
風速	0.6 m/s
熱放射	1000 W/m^2
電流容量	2100 A/相
送電容量	2900 MVA

10.4.3 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。このためがいし連の長さとア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。

懸垂がいしの種類はこの地域でよく使われている種類にすべきである。懸垂がいしの個数とアークホーン間隔は上記の絶縁低下を考慮して決定された。１連懸垂がいし装置と２連耐張がいし装置の一般的な要求事項は以下の通りである。

がいし装置種類	懸垂装置	耐張装置
懸垂がいしの種類	ボールソケット型	ボールソケット型
懸垂がいしの直径	280 mm	280 mm
懸垂がいしの笠高さ	145 mm	145 mm
懸垂がいしの漏洩距離	315 mm	315 mm
１連当りの懸垂がいし個数	25個	2連 x 25個
がいし装置の課電破壊強度	120 kN	2 x 120 kN
最小アークホーン間隔	3,300 mm	3,300 mm

10.4.4 鉄　塔

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、およびがいし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、雷しゃへいをはかる。鉄塔の概略図をFig. 10.12に示す。

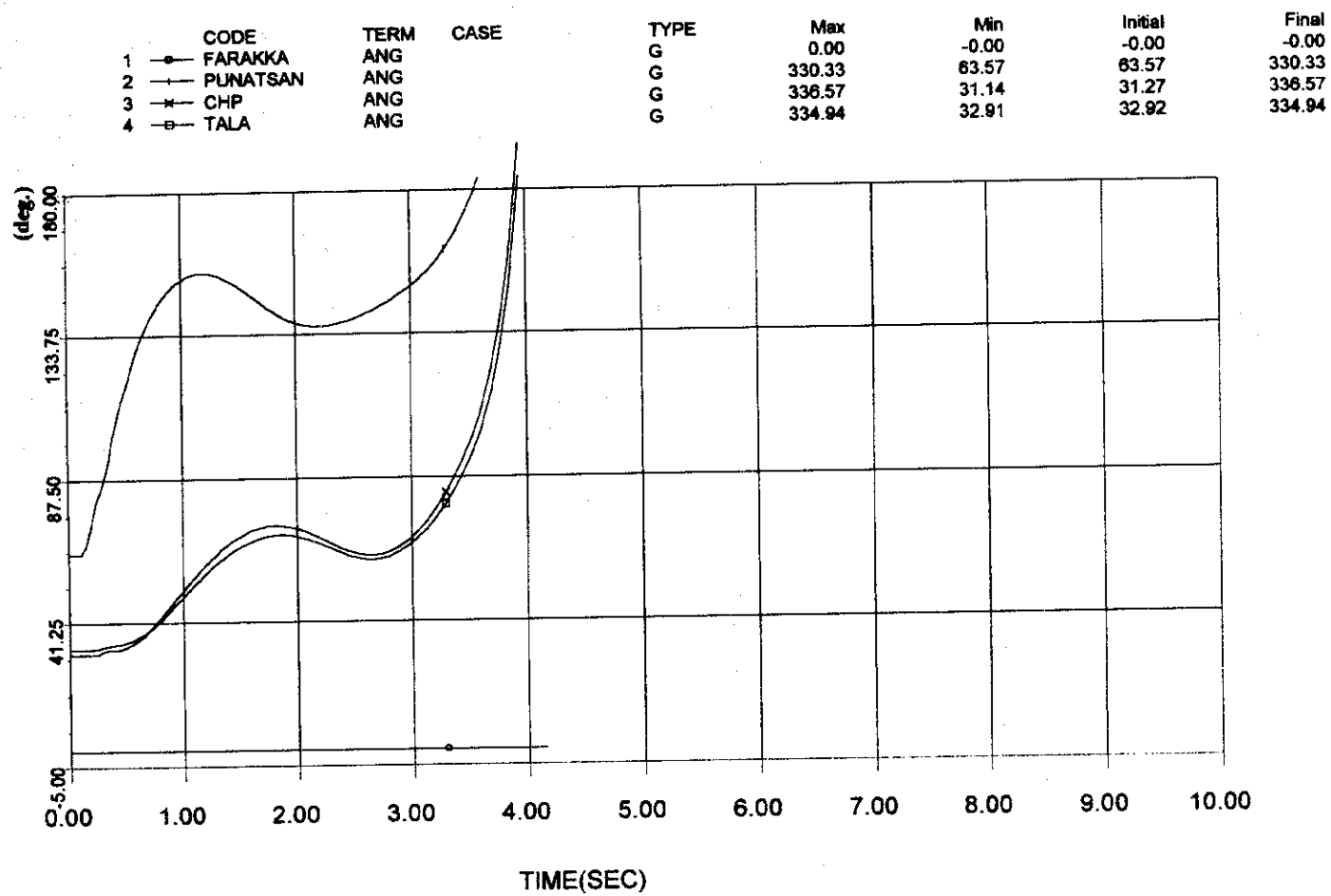


Fig. 10.1 Ge. Swing curves (220kV-2cct): disturb on Punatsangchhu

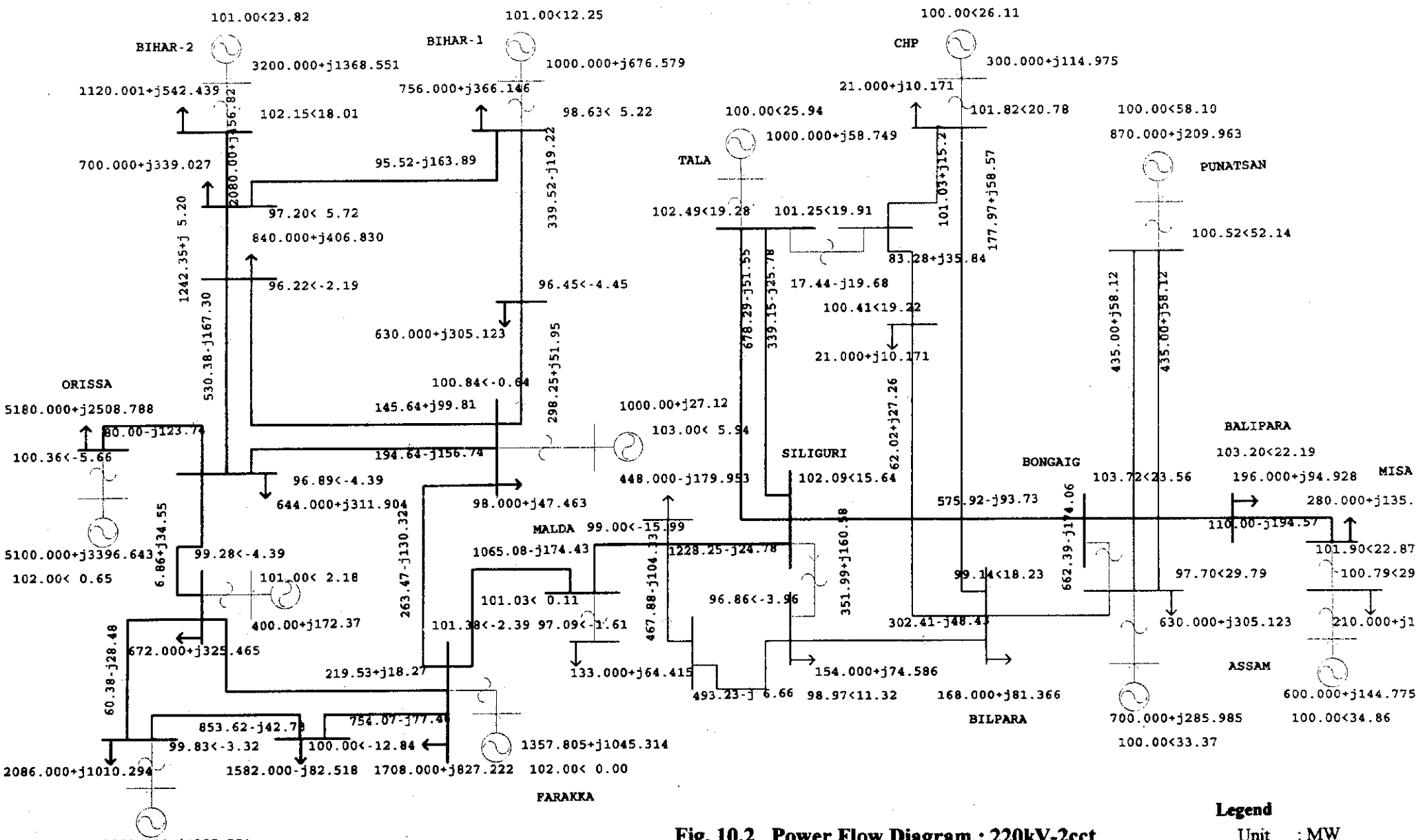


Fig. 10.2 Power Flow Diagram : 220kV-2cct
(Siliguri ~ Malda: 1230MW)

Legend

Unit : MW

: 220kV

: 400kV

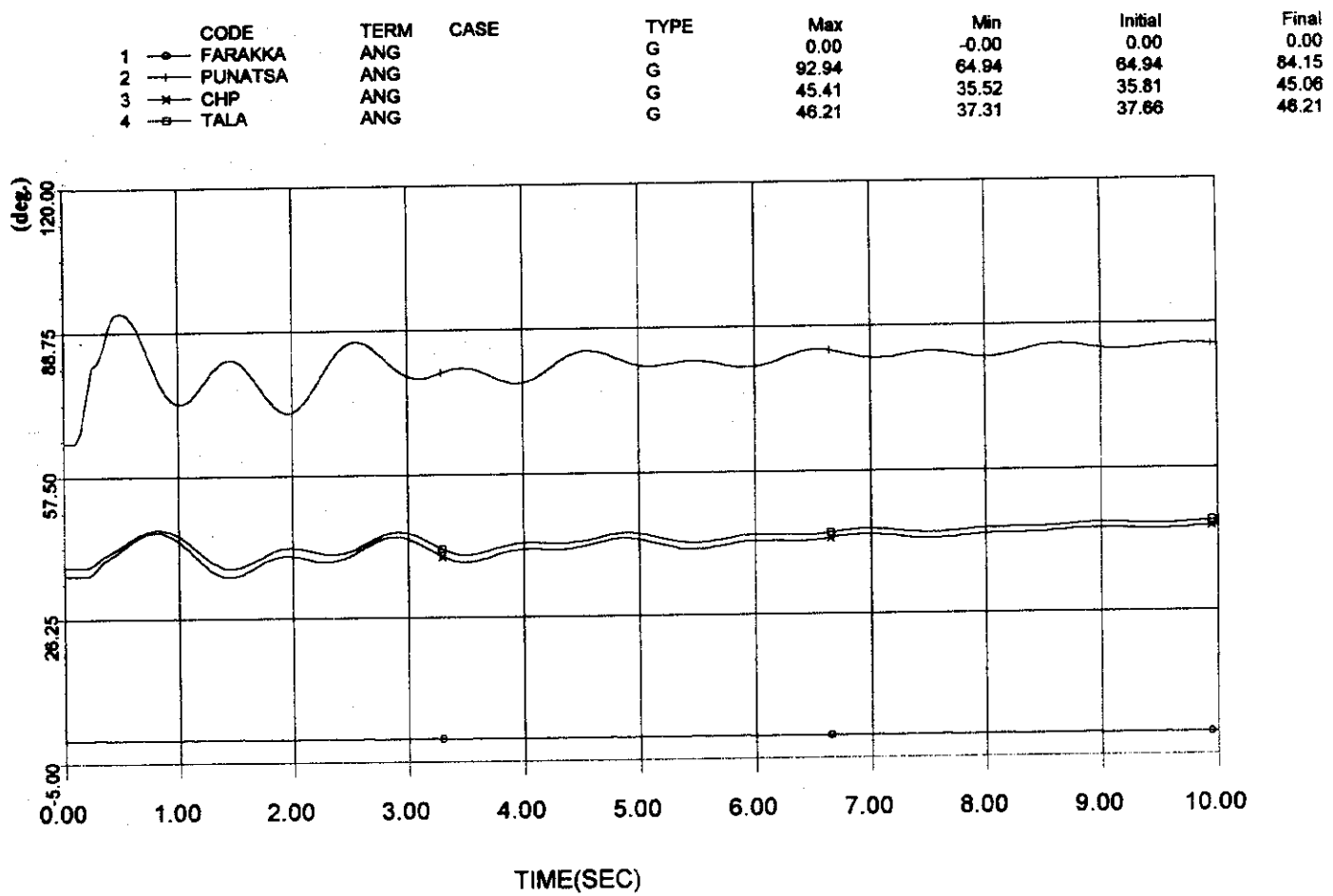


Fig. 10.3 Ge. Swing curves (220kV-3cct): disturb on Punatsangchhu

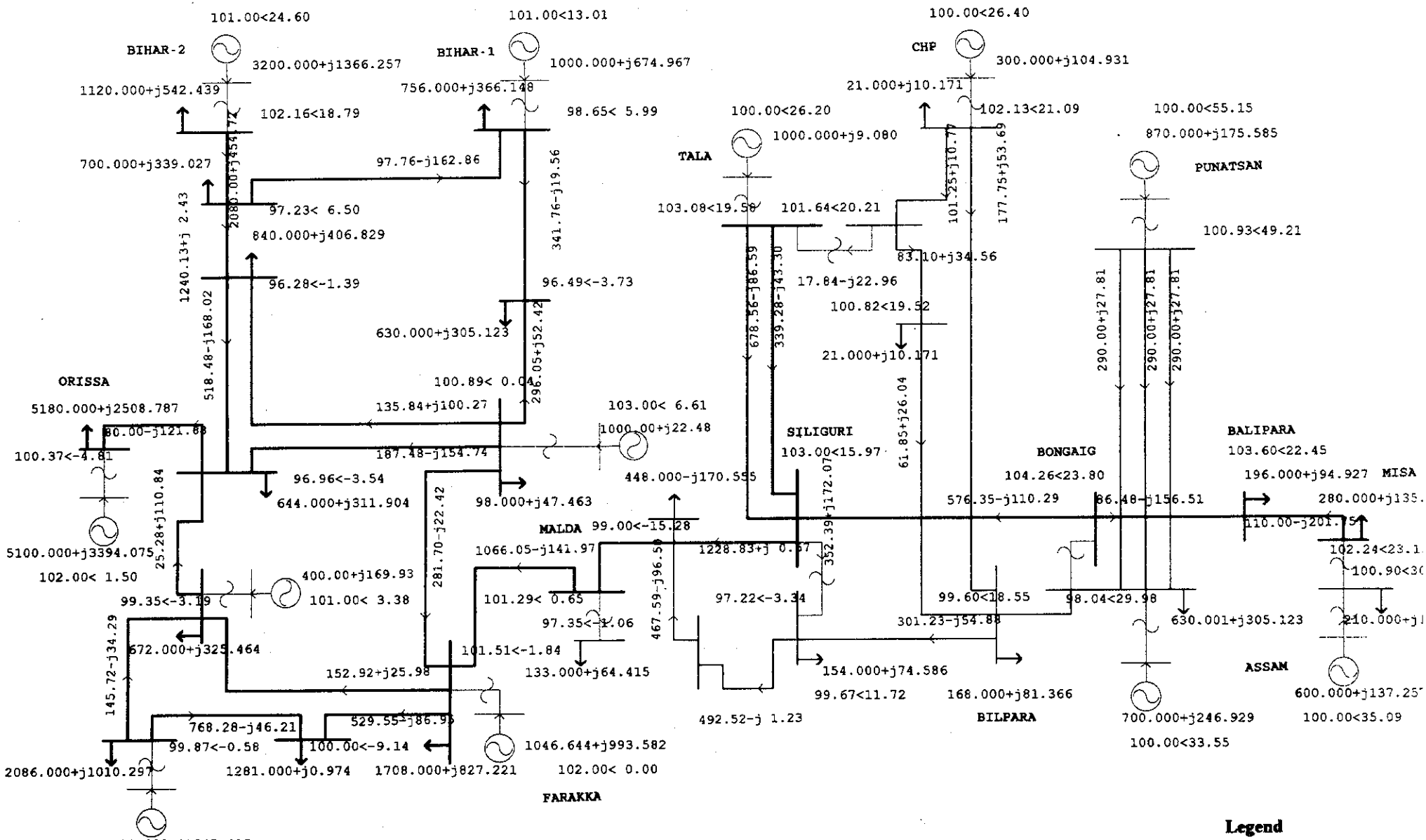


Fig. 10.4 Power Flow Diagram : 220kV-3cct (Siliguri ~ Malda: 1230MW)

Legend

Unit : MW

: 220kV

: 400kV

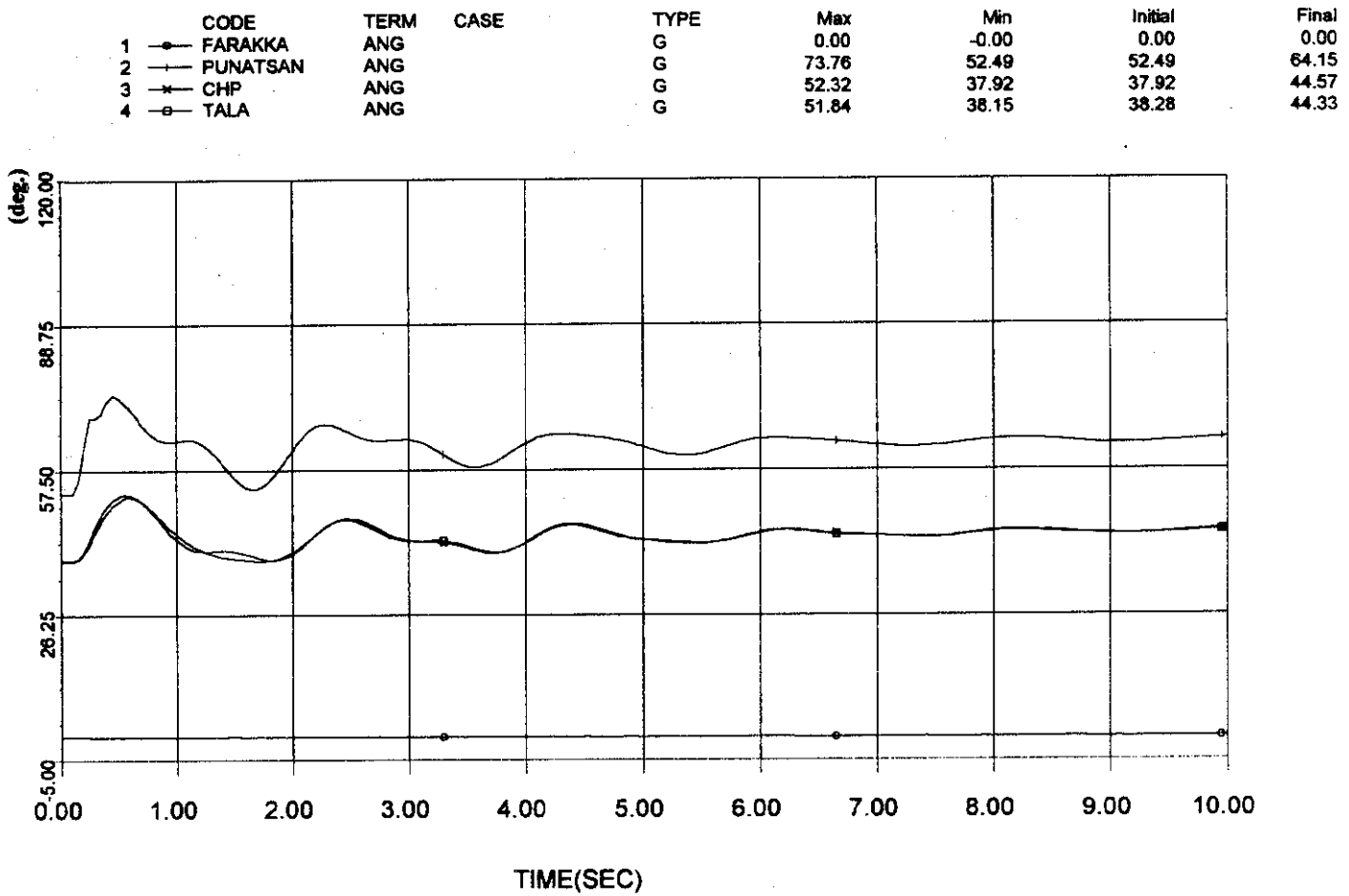


Fig. 10.5 Ge. Swing curves (400kV-2cct): disturb on Punatsangchhu

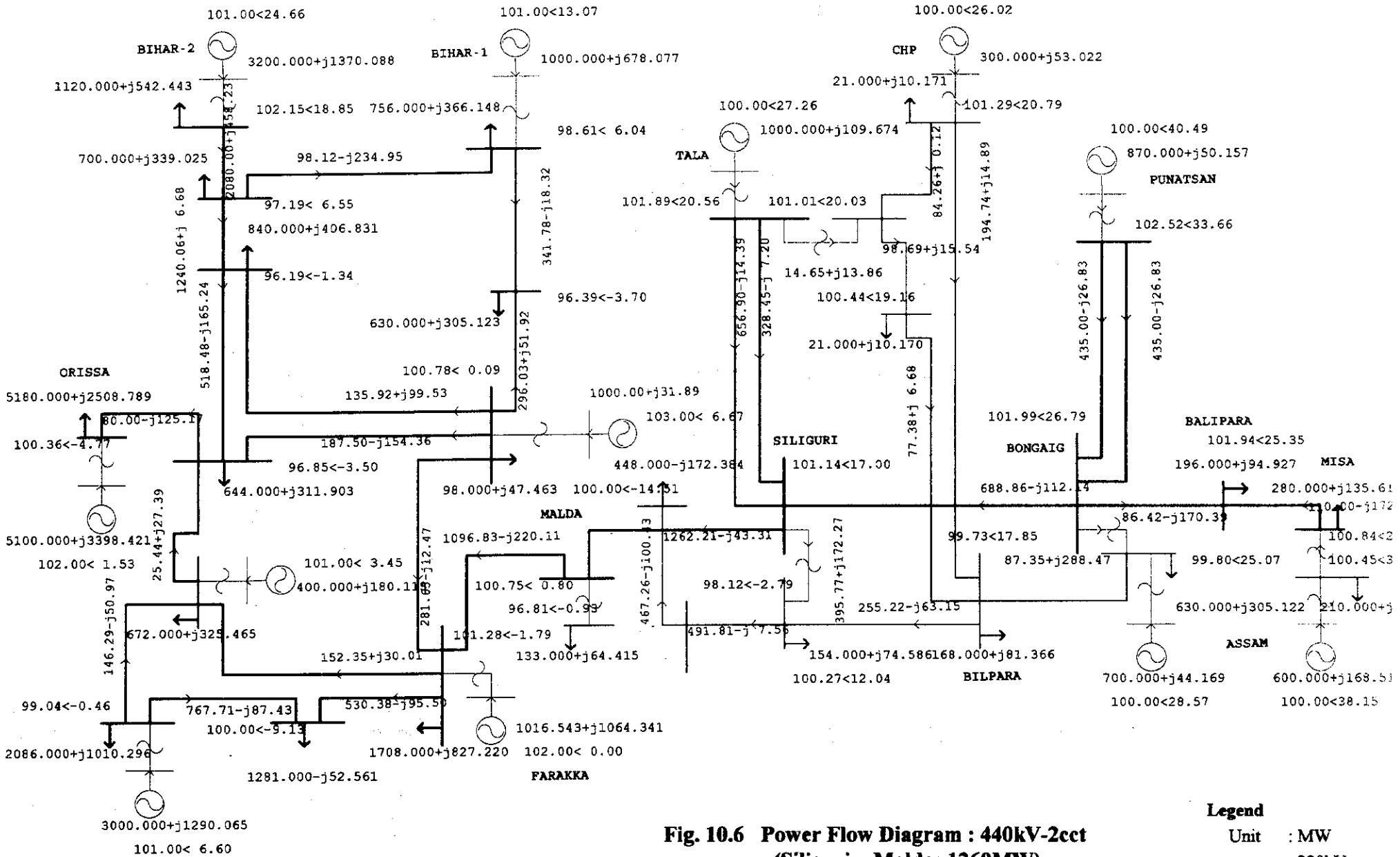


Fig. 10.6 Power Flow Diagram : 440kV-2cct (Siliguri ~ Malda: 1260MW)

Legend

Unit : MW

: 220kV

: 400kV

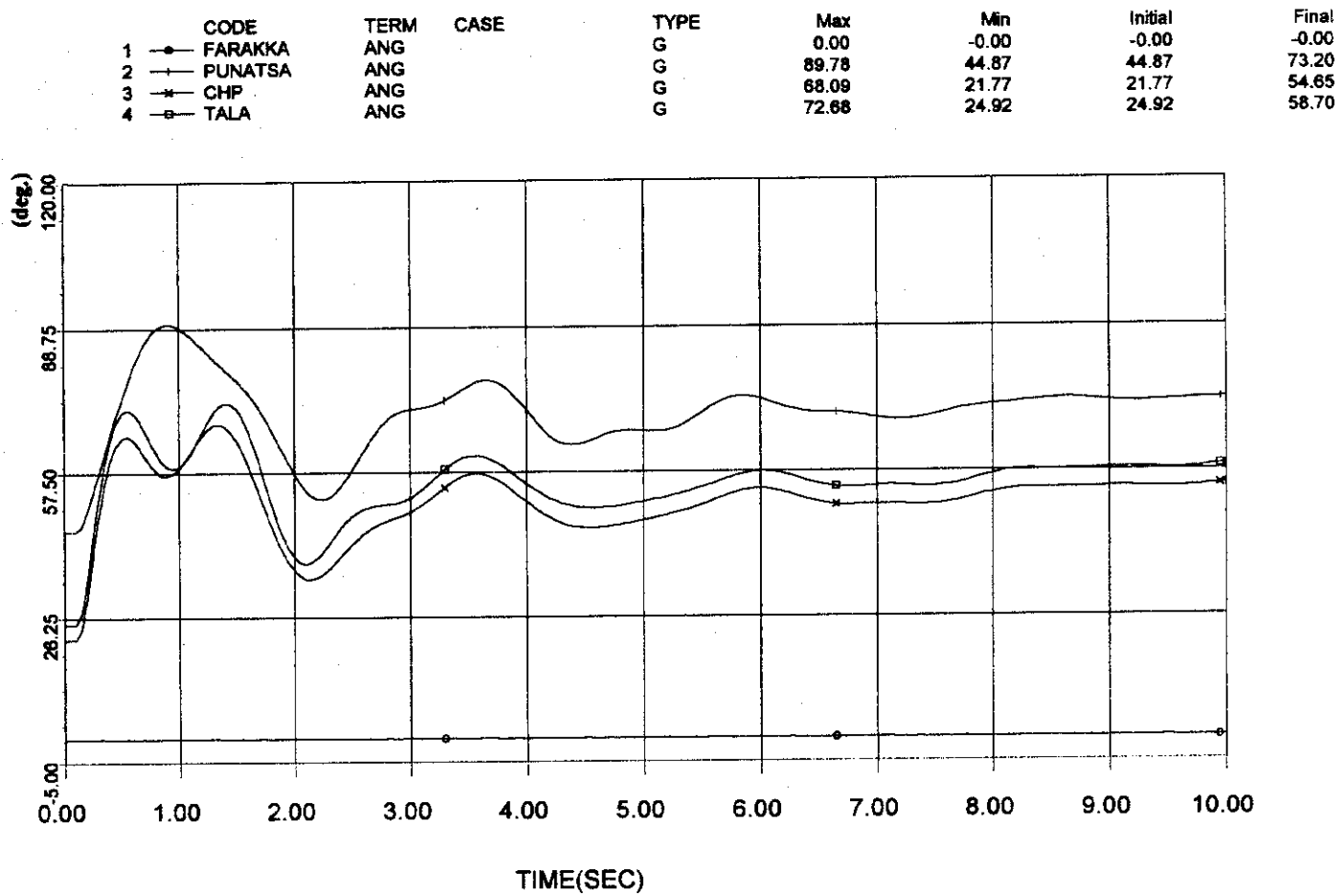


Fig. 10.7 Ge. Swing curves (220kV-3cct): disturb on Siliguri

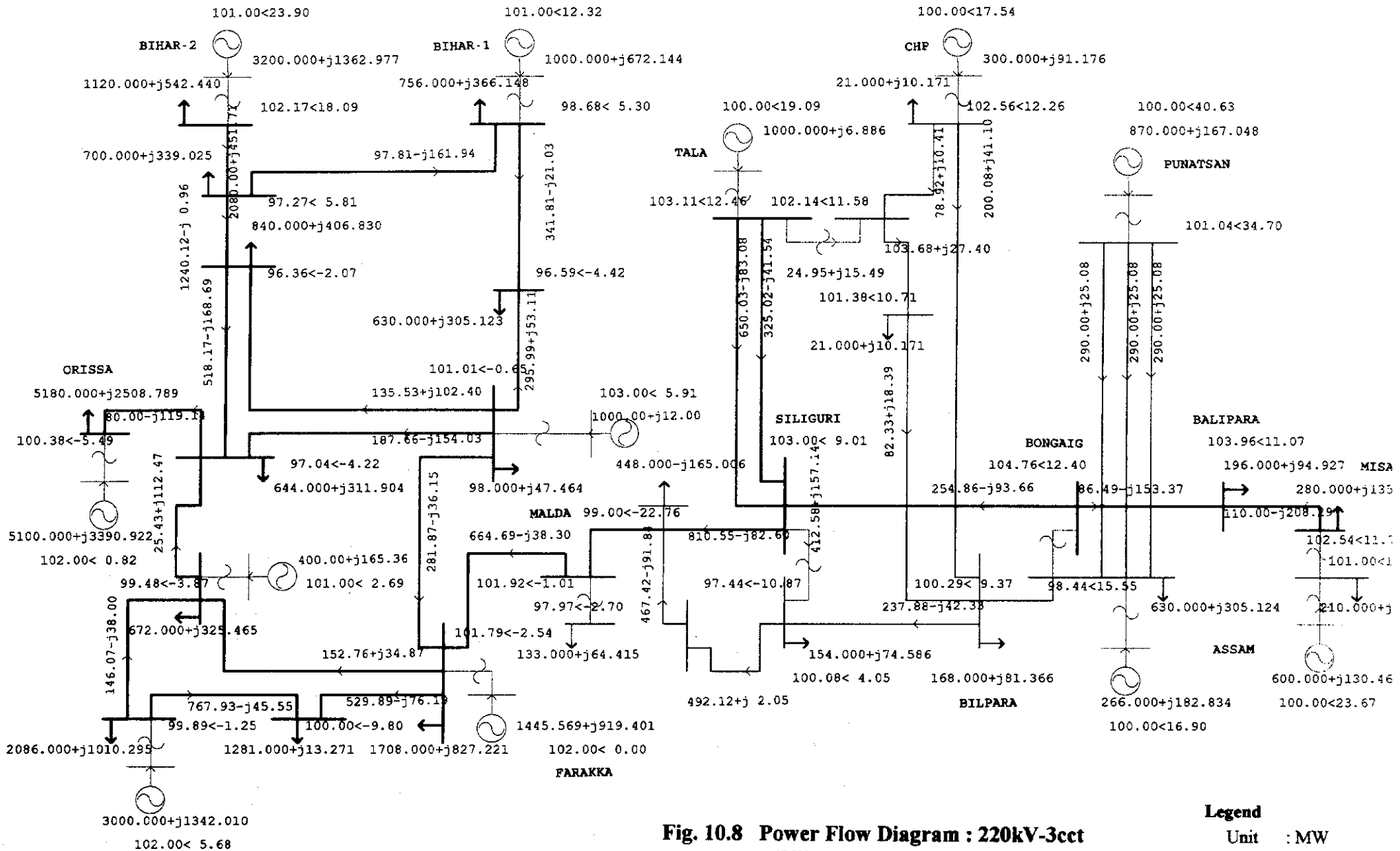


Fig. 10.8 Power Flow Diagram : 220kV-3cct (Siliguri ~ Malda: 810MW)

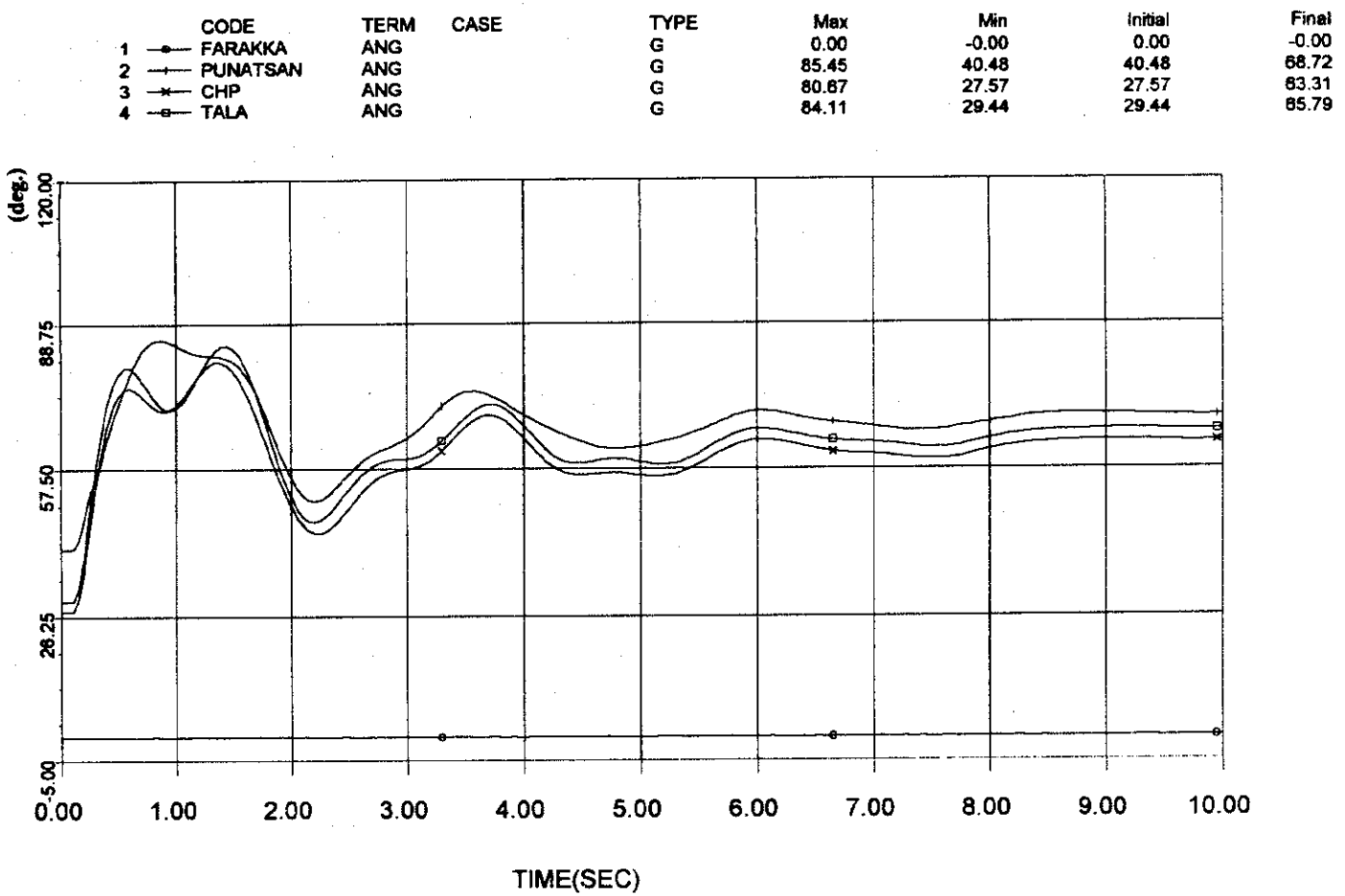


Fig. 10.9 Ge. Swing curves (400kV-2cct): disturb on Siliguri

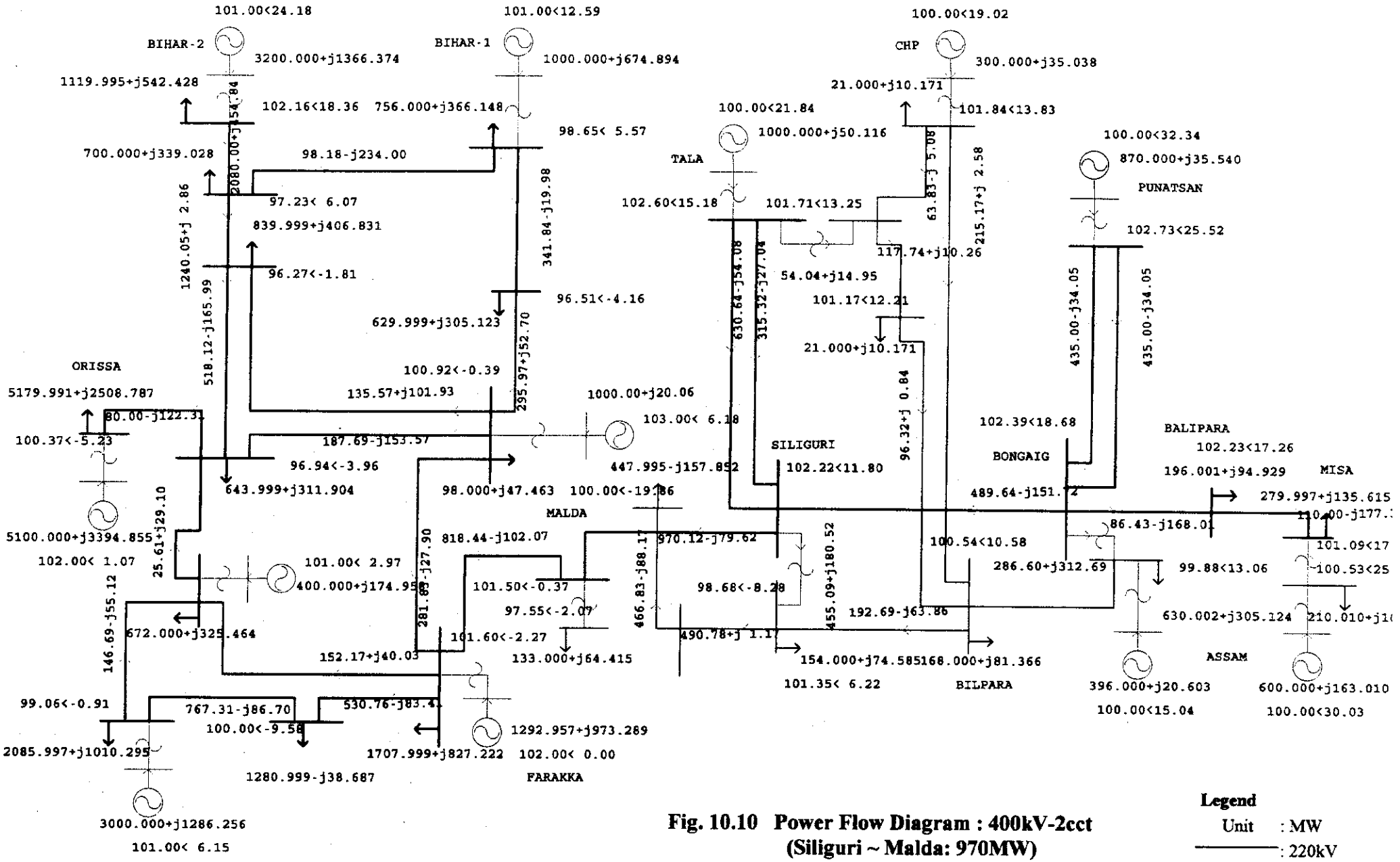


Fig. 10.10 Power Flow Diagram : 400kV-2cct (Siliguri ~ Malda: 970MW)

Legend

Unit : MW

: 220kV

: 400kV

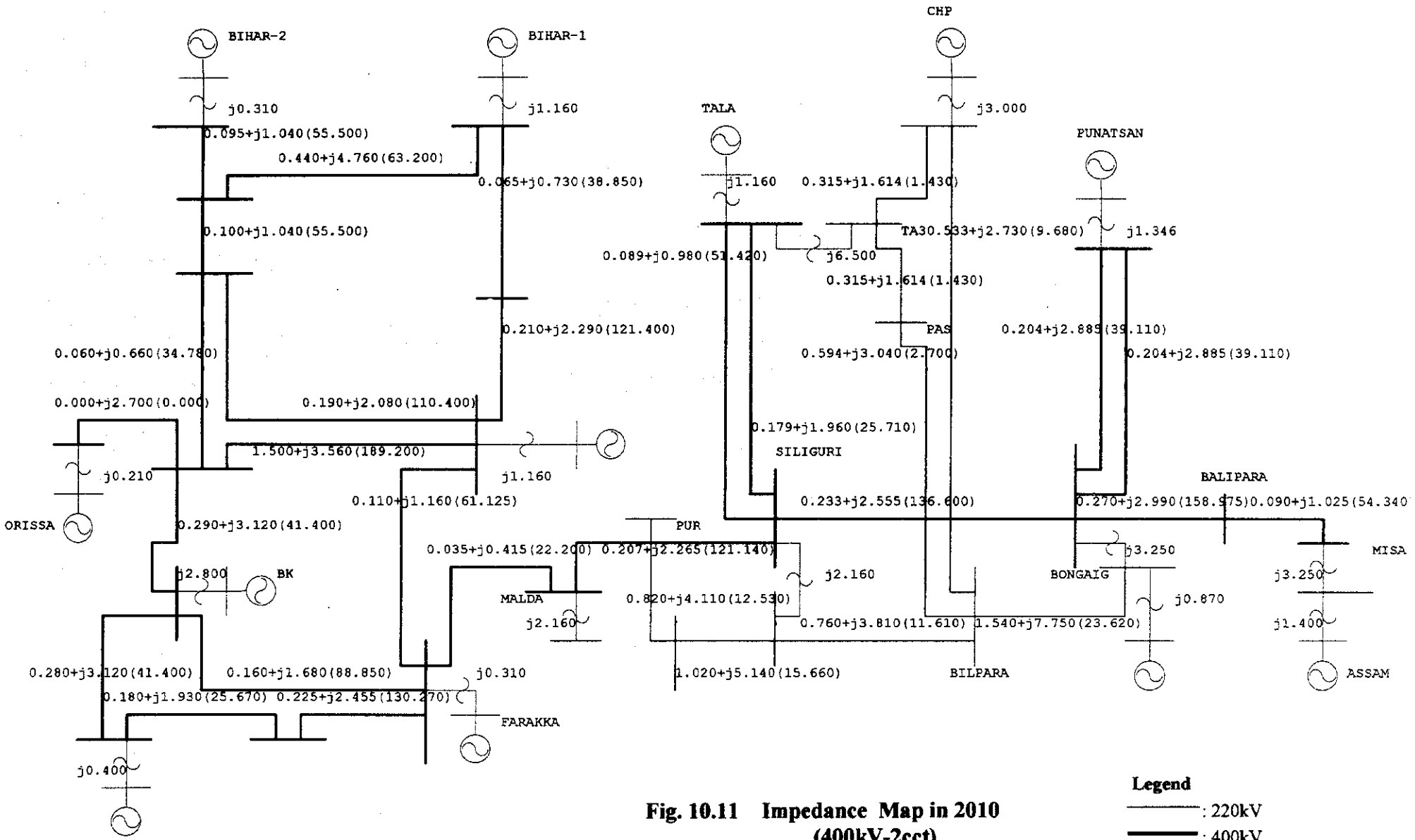


Fig. 10.11 Impedance Map in 2010 (400kV-2cct)

Legend

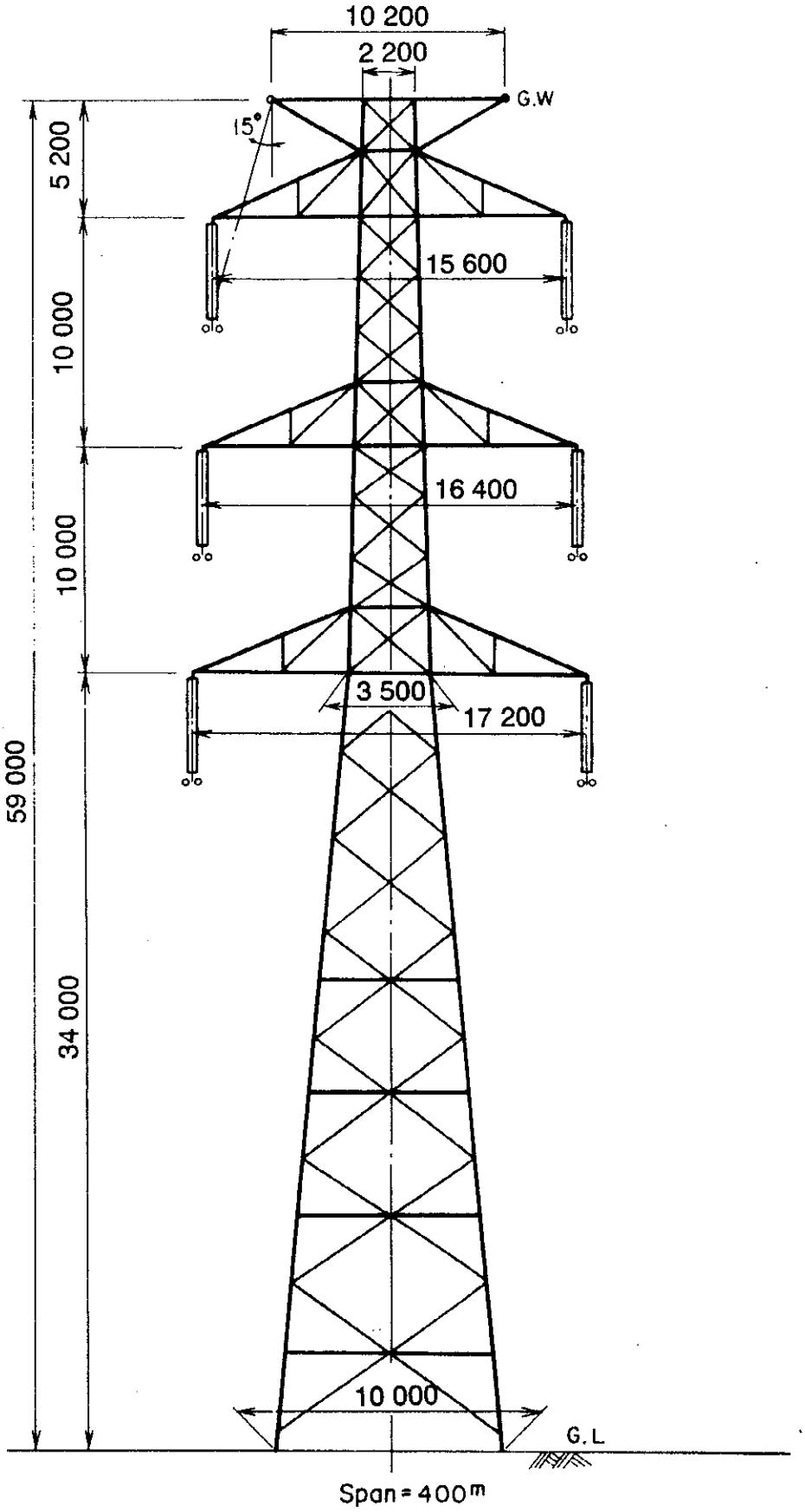
: 220kV

: 400kV

Z=R+X(Y/2)

(% at 100MVA base)

Fig. 10. 12 400 kV 2 circuits Standard Suspension Tower



第11章　フィジビリティ設計

目　次

頁

第11章　フィジビリティ設計 11-1
11.1　概要 11-1
11.2　ダムおよび付属構造物 11-1
11.2.1　ダム軸 11-1
11.2.2　ダム型式 11-2
11.2.3　ダムおよび付属構造物の設計 11-2
11.3　水路系および発電所 11-4
11.3.1　位置および概要 11-4
11.3.2　取水口および沈砂池の設計 11-4
11.3.3　導水路、調圧水槽および水圧管路 11-5
11.3.4　発電所、放水路およびその他 11-7
11.4　電気機器 11-8
11.4.1　一般 11-8
11.4.2　単機出力と台数 11-9
11.4.3　水車 11-10
11.4.4　発電機 11-12
11.4.6　主要変圧器 11-13
11.4.8　屋外開閉機器 11-14
11.5　発電所の運用および管理システム概要 11-14
11.5.1　発電所の運用について 11-14
11.5.2　管理システムおよび観測 11-15

第11章　フィジビリティ設計

11.1　概要

本章では、「**9.2　代替案開発計画の比較検討**」において選択された最適発電計画案に対して実施した土木構造物、電気機器等のフィジビリテイ設計の概要について述べる。ダム・付属構造物、水路・発電所および水車・発電機等主要電気機器については、比較設計を含めてその設計内容を記述する。各土木構造物毎の概略設計図をFig. 11.6～11.12に示す。

なお、土木・電気設備に対するフィジビリテイ設計は、選択された発電計画案に対して実施した。また、検討過程で一部設計内容を精査した結果、発電計画案に対する発電諸元が変更された。

Table 11.1は、見直された発電諸元表である。なお、同表中の電力量も最終計算によって見直されている。電力量計算方法は、発電計画検討時と同じく複数年（1992～1999年）の日流量データに対して、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。Fig. 11.1に年間の河川流量の大小に応じた、日間調整運転パターンを示す。

11.2　ダムおよび付属構造物

11.2.1 ダム軸

(1)　開発計画検討時のダム軸

開発計画検討時のダムサイトの候補地点は、Wangdue Phodrangから下流約10 kmに位置し、両岸斜面が急峻なV字型地形となっている。谷幅は河床部で約50 mと狭く、ダムクレスト部で約200 m（HWL EL.1,161 m）となっている。

左岸部は変成岩から成る基盤岩石の露岩が急崖を形成している箇所が多く、地質的には安定している。一方、右岸部は既設道路（右岸山裾）に沿って厚い崖錐と巨大転石が散在しており、不連続面（節理や不規則な割れ目）が上下流に連続している。

したがって、ダムサイト選定に際して、左右岸の地質条件は原ダム軸周辺でさほど変わらず、河床幅が比較的狭く、右岸側の基礎岩石が地表面からできるだけ浅い位置に現れるようなサイトを見つけるべく現地踏査を行った。

現地踏査による地形・地質確認から、右岸アバットメントの基盤岩石が比較的地表に近い部分に現れるのではないかと推定される位置にダム軸を設定し、地質調査（弾性波探査、ボーリング）を実施した。これによれば右岸の基礎岩盤線はかなり深く、特に河床部における砂礫層の厚さは約60mと厚く、施工時にはかなり大きなダム基礎掘削が発生すると予想される。

基盤岩石の力学特性は、露出岩から判断してCM～CH級の岩盤が期待できると思われ、ダム高140m程度（HWL＝EL.1,161 m）のコンクリート重力ダムを構築するに十分

なせん断強度を有する岩盤条件であると推定される。なお、同ダム軸に対する代替ダム軸として、Table. 11.2に示す上下流二つのダム軸を設定し比較検討を行った。検討方法は、それぞれのダム軸において同じ調整池有効容量（Ve=4.2×10^6m^3）を確保するためのダム高（ダム体積）を求め比較を行った。その結果、上流ダム軸は谷幅が広がった分、ダム体積が大きくなり不経済であることがわかった。また、下流ダム軸は河川勾配が急な部分（1/20～1/30）に位置するため、必要調整池容量の確保が難しく、必要ダム高が非常に高くなるため不利であると思われる。従って、原ダム軸を上回るものは無く、開発計画検討時で最初に設定したダム軸を固定して検討を行った。

(2) ダム軸選定

ダム関連のフィジビリテイ設計は、2000年1月に作成された1/1,000地形図を用い、地質調査結果を基に基礎岩盤線を推定して行われた。その結果、ダム本体堤袖部下流右岸側の岩盤線が相当深く、河床砂礫部分の掘削を含めて3×10^6m^{3}以上の掘削ずりが発生してしまうことが判明した。

そこで、掘削量を減らすべくダム軸の再検討を行った結果、開発計画時のダム軸を上流側の50m移動させることで、約１×10^6m^{3}程度減らすことができた。Fig. 11.7~11.8に示すダム軸は新たに設定されたダム軸に対するダム関連の概略設計図である。

なお、ダム軸の変更に伴い、調整池容量曲線を見直し（Fig. 11.2）、満水位を再設定した。（HWL= EL.1,161.5 m）

11.2.2 ダム型式

ダムサイトでの地形・地質条件および流域における水文特性を考慮すると、開発検討時に提案されたコンクリート重力ダムの採用は妥当である。これに替わるダム型式としては、表面遮水壁型ロックフィルダムが考えられるが、ダム本体とは別に大規模洪水吐を設置する必要があり、左岸に設置する場合は地質的には問題がないが、急斜面であることから大規模掘削を免れることはできず、洪水吐を含めたダム工事費比較においてコンクリート重力ダムより経済性が劣ることは明らかである。一方、右岸設置の場合は現段階で、岩盤線の推定を含めて地質状況が明らかでないため、詳細設計の段階で再度、ダム型式の比較検討を行う必要があると思われる。

よって、フィジビリテイ設計段階のダム型式としては、コンクリート重力ダムを採用することにする。

11.2.3 ダムおよび付属構造物の設計

(1) ダム本体、基礎処理

ダムの基本形状は、ダムサイトで予想される設計地震動（設計水平震度 0.15：「**第8章 地震**」）、基礎岩盤のせん断強度等、想定した設計条件を基にダム安定計算を行い、ダム法面勾配を上流面鉛直（フィレット付き）、下流面 1：0.80とした。ダムの

天端標高は、洪水吐ゲートが閉鎖時に洪水（GLOF：4,600 m^3/s）が流下する場合を想定して、ゲート天端部越流水深に上部橋脚部とのクリアランスを考慮して、EL.1,171 mとした。ダム高は、基礎岩盤からダム天端まで最大141 mである。

なお、ダムコンクリート量は約 $830\times10^3 m^3$であり、コンクリート用骨材は、ダム上流部で入手可能な河床堆積物および掘削ずりの転用を予定している。

また、カーテングラウト範囲については、Lu値等現段階での透水試験データ、ボーリング孔内地下水位、グラウト範囲経験式（d = H/3 + C）等により総合的に施工範囲を求めた。

(2) 洪水吐

洪水吐の型式はゲートを有する中央越流型とし、その向きは下流側の河心方向にほぼ一致するようにした。設計洪水量は、可能最大洪水量(PMF)の13,900 m^3/sであり、これを貯水池満水位で安全に下流へ放流できる構造とする。このために呑口部は、幅 12m、高さ20 mのラジアルゲート７門を備えたが、洪水吐ゲート閉鎖時の洪水量の流下を想定して、洪水吐ゲートの両サイドにフラップゲート４門（幅12 m、高さ5 m）を設置させるとともに、最終的には洪水吐ゲート天端部の越流を含めてGLOF洪水量 4,600 m^3/sを緊急的に流下できる構造とした。

洪水流の減勢方法は、洪水吐シュート末端にバケットを設け、ダム下流部に形成されるプランジプールによって作られる減勢池で減勢するようにする。

(3) 河流処理

河床部におけるダム基礎掘削に先立って、仮締切ダムおよび仮排水路トンネル（２条、標準馬蹄形D=7.8 m）を設け河川の切替えを行う。河流処理の対象洪水流量は、ダム基礎掘削等工事を通年に渡って実施することを考慮して５年確率洪水量（1,470 m^3/s）とした。同洪水量を流下させるための呑口水位はEL.1,125mであり、この水位によるトンネル内流速は約15 m/sである。

トンネルは、粗粒の土砂を含む流水による浸食に対して耐久性を持たせるため、全長にわたって巻立コンクリート工を実施する。

(4) 排砂設備

ダム調整池規模は、流入量に対して極めて小さいため、貯水の交換率が大きく、その結果流入する砂のほとんどがそのまま流出するという定性的傾向を持っている。しかしながら、「**6.5.2 堆砂形状の予測**」で検討された堆砂形状予測によれば、約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ている。

ダム調整池内からの排砂方法について、Pre F/S時ではダム底部に設置したラジアルゲートの開放により、洪水時に貯水池水位を低下させ、堆積土砂をフラッシングする排砂処理システム（底部排砂方式）が提案されている。一般に、このような排砂ゲートによる方式はコスト高であるものの排砂効率的には優れている。

しかしながら、計画地点の水文特性として流域の氷河湖決壊による洪水(GLOF)や、山腹崩壊による土石流の流下を考慮すると、巨礫を含む土砂に対する排砂設備の諸元の定量的検討は非常に困難であると同時に、洪水時の調整池水位低下のためのゲート操作を含め、一連のダム運用が非常に複雑になるものと予想され、土砂呑口部における土砂排除を含めて、保守管理が困難であると思われる。

代替として提案するのは越流頂部のゲート操作による堆砂位の保持（頂部ゲート方式）であり、GLOF等による大規模土砂流出により上記排砂システムの機能が失われ、頂部ゲート敷までの堆砂位の上昇は許容したとしても、洪水時のゲート開放により流下土砂のフラッシングにより堆砂位の上昇を避け、有効調整池容量を確保するものである。従って、排砂方式としては頂部ゲート方式および底部排砂設備双方をダムに設置する方式とする。

(5) 放流設備

ダム付属として、河川維持用水放流のための放流設備(6 m^3/s)を設置する。河川維持用水は、ダム右岸側導流壁部分に設置される放流管により導水され、減勢池付近の放流バルブからダム直下に放流される。

11.3 水路系および発電所

11.3.1 位置および概要

プナチャンチュ発電計画は、Punatsangchhu中流部に建設する高さ141 mのコンクリート重力式ダム、延長約7 kmの導水路トンネル、地下発電所等からなる最大総落差約309 mのダム水路式発電計画（テールレースタイプ）である。

水路ルートは、河状線形が右岸側に曲折していることを考慮し、左岸に設定された。なお、トンネル延長が長大であるため、途中、掘削のための作業坑を水路下流約3,800 m付近に設置した。

11.3.2 取水口および沈砂池の設計

(1) 取水口

取水口は、ダム軸上流の左岸側に４基設置する。取水口形状は水平呑口部をもつゲート立坑型であり、呑口部の流入流速は基準取水位（NWL）時の最大取水量で平均流速が1 m/s程度になるようにし、沈砂池まで圧力トンネルにて導水する。呑口部にはスクリーンを設置するとともに、導水路トンネルの排水あるいは緊急時における取水停止のため、制水ゲート（ローラーゲート）を設置する。

(2) 沈砂池

取水口に続き水室をもつ４基の地下式沈砂池を設置する。地下空洞等主要な構造物は、導水路トンネルとの接続部を含む長さ130 m、幅20 m、高さ 37～41 mの主要空洞、排砂トンネルおよびアクセストンネルからなる。空洞の横断面形状は弾頭型とし、天井アーチを含めて吹付けコンクリート、ロックボルトによる掘削支保とし、必要に応じてＰＳアンカーによる岩盤補強を行う。また、満水位（EL.1,161.5 m）以下の側壁はコンクリート覆工を施工する。

沈砂池の設計条件は、流水から除去する砂粒子粒径 0.3 mm以上と仮定して必要長さ(L=100 m)を計算し、諸元を設定した。設計対象粒径の選択については、下記に示す点を考慮して選択した。しかし、詳細設計段階で浮遊砂粒土分布等の特性を基に、沈砂池建設費と水車ランナー部摩耗による補修サイクル・保守費用との関連で再検討する必要があるとともに、沈砂池形状決定のための水理模型実験が必要であると思われる。

- ブータンにおける既設または建設中の水力発電所での設計対象砂粒径は0.2 mm（Chhukha、Tala発電所）であるが、いずれも高落差のペルトン水車に対するものである。
- 本計画に採用される水車はフランシス水車であり、一般的にペルトン水車に比較して、設計対象砂粒径に対する設計条件を緩和できると考えられる。
- また、水車部品に対して土砂摩耗対策のための被覆処置を施す方式とし、これにより、水車ランナー部摩耗による補修サイクルを延ばせると考えられる。

11.3.3 導水路、調圧水槽および水圧管路

(1) 導水路

1) トンネル条数

「**第9章 開発計画**」においては、全ての開発計画案について導水路トンネル２条案(twin tunnel)を適用した。ここでは、代替案としてのトンネル１条案(single tunnel)について検討する。

両案の工事費比較は、Fig. 11.4, 5に示す通り１条案の方が工事費が少なくてすむがその差は小さく、下記に示すデメリットの方が問題であると思われる。従って、トンネル条数としては原案通り２条案を採用することにする。

- １条案の場合はトンネル内径が10.5 mとなり、掘削径は11.9～12.3 mにまで及ぶ大断面掘削となることから、施工上のリスクが増す。特に、地質不良部に対しては施工がより困難になることが予想され、下表に示す工事費以上に工事費が増大する可能性がある。
- ２条案の場合は発電運用上の便利性が高く、万が一トンネルに事故が発生したとしても発電が完全に停止する事は無く、１条案の場合は供給信頼性の点でかなり劣る。

2) 導水路ルート

トンネル経過地における地質は、片麻岩等から構成されており、基本的には堅硬・緻密で、トンネル岩盤としては問題無いと考えられる。

導水路トンネルルートは左岸山体において、ダム地点（沈砂池）と調圧水槽を可能な限り短距離で結ぶが、トンネル経過部において十分な地山かぶりを確保したいこと、また、トンネル間の発破振動の影響を最小限にするため、トンネル間離間距離をできるだけ確保したいことを考慮し、中間作業坑が長くなるが、基本的に山側に追い込んだルート選定を行った。

3) 導水路内径

トンネルは最大使用水量 348 m^3/sに対し円形内空断面・２条で計画し、延長約 7 km、内径D= 7.4 m（内空A= 43 m^2、V=4 m/s）とした。なお、トンネルの内径については建設費から求められる年経費と損失落差から求められる年便益損失の合計が最小となるよう、最適径を7.4 mとした。（Fig. 11.3参照）

4) 巻立工

一方、導水路は圧力トンネルとして設計する必要があることからトンネル覆工としては巻立コンクリート構造を基本とする。覆工パターンは現地踏査評価結果および地質調査結果からトンネル覆工タイプを３タイプ設定し、地質状況に応じてこれを適用した。

「**7.3.4 導水路トンネルの地質**」に示すように、トンネルルートの地山かぶりは調圧水槽部周辺を除き十分であり、岩盤状況によっては掘削支保である吹付けコンクリートを永久覆工とする設計とした。Fig. 11.4にトンネル覆工タイプ別の延長比較を示す。この内、調圧水槽から上流の約1,000 m区間においては、片麻岩構造に沿う滑りにより基盤岩石が破砕されている部分が多く地質不良部と想定されるため、巻立コンクリート厚を増加した（t=70 cm）。

なお、残り区間については地質普通部、良好部それぞれに対して巻立コンクリート厚（t=50 cm）、吹付けコンクリートによる覆工とした。また、導水路末端部にはロックトラップ、中間作業坑接続部に点検用バルクヘッドを設置し、保守点検時に便利な構造とした。

(2) 調圧水槽

調圧水槽タイプは、可能な限りコンパクトなものにするため制水孔型調圧水槽とする。調圧水槽の内径は静的安定条件、微少振動に対する安定条件により決定されるが、下記のサージング条件による静的安定条件のみから内径(D= 15 m)と設定した。

- 最高上昇水位：全負荷遮断時(Qmax (348 / 2)→0 m^3/s)
- 最低下降水位：負荷急増時(Qmax (348 / 2) ×50 % →(348 / 2) m^3/s)

(3) 水圧管路

調圧水槽と発電所水車を連結して水圧鉄管を埋設設置する。水圧管路は導水路と同様に２条で計画し、調圧水槽以降、立坑により水車中心標高まで下がり、そこから水平管により水車まで導水する。分岐管は下部水平部に設置され、３分岐により水車に接続される。

水圧管路トンネルは最大使用水量348 m^3/sに対し円形断面・２条で計画し、延長約453 m、内径D= 5.6 m（内空A= 24.6 m^2、V=7 m/s）とした。

11.3.4 発電所、放水路およびその他

(1) 地下発電所および付属トンネル

発電所はダム下流約8 kmの左岸山体中に地下発電所として設置する。地質調査結果によれば、発電所の位置する尾根内部の基盤岩石は片麻岩であり、深部の新鮮部では十分堅硬で、空洞掘削に対して問題無いと考えられる。しかしながら、尾根上部においては川側に緩い角度で傾斜する多くの断層が存在しており、それに伴う破砕層が地表深くまで及んでいると考えられる。

本調査では下記理由により地上式発電所の採用を考慮せず、計画検討を地下発電所のみに限定した。

- 放水口位置での洪水による河川水位上昇、発生する土石流の規模・頻度および、これによる地上式発電所施設が蒙ると想定される災害規模についての定量的検討が困難である。
- 発電所地点の深部地質状況は良好と考えられ、地下発電所のための大規模空洞建設に対して地質的に障害となるようなものが見あたらない。一方、尾根上部は断層による破砕層が深い範囲に及んでいることから、地上式発電所のレイアウトは避ける。
- 発電所完成後は、輸出用電力供給として極めて重要な大規模発電施設となるため、不測の原因による発電所の事故や停止は可能な限り避けなければならない。よって、発電所位置としては可能な限り不確定要素の無い位置・構造を選定すべきである。

発電所位置は十分な地山被りを持つように選定されるが、上部破砕層の厚さが深いことを考慮し、水圧管路を立坑構造とし、発電所をできるだけ山側に位置させるレイアウトとした。

空洞の断面形状は高さ約38 m、幅20 m、長さ114 mの弾頭型形状とした。空洞掘削はNATMの掘削支保である吹付けコンクリート・ロックボルトに加えて、PSアンカーによる補強により周辺岩盤の安定化を図る。

また、空洞の平面形状は水路系のレイアウトとの関係で発電所の長軸方向を決定した。

地下発電所本体以外の関連構造物として主機搬入のための搬入路トンネル、開閉所までの電力ケーブル引き出しのためのケーブルトンネル、ドラフトゲート室等がある。な

お、主要変圧器は発電所本体直下流に空洞を隣接させて地下に設置させるレイアウトとした。

(2) 放水路トンネルおよび放水口

水車のドラフト管の下流側に放水路トンネル（円形断面、内径D=7.4 m（内空A= 43 m^2、V=4 m/s））を２条設置する。各放水路トンネルは、ドラフトゲート下流部で各水車からのトンネルを合流させ（３条→１条）、放水口まで管路流で放水するものである。したがって、放水路は圧力トンネルとして設計し、地質条件を考慮し、全線コンクリート巻立て構造とした。

放水口は、取水口と同じく水平吐口構造とし。前面にスライドゲートを設置した。

(3) 開閉所

開閉所は、地下発電所が位置する地点の直上流の左岸緩斜面部の現在農地として利用されている崖錐堆積部に位置する。同敷地は土捨場として利用する計画であり、したがって、開閉所は盛土後に構築されることになる。なお、開閉所に隣接して発電制御のための発電所本館管理棟を建設する計画である。

開閉所部の設置標高（EL. 895m）並びに発電所搬入路坑口、放水口ゲート室に対する進入路盤標高は洪水時（可能最大洪水量Qf=14,600 m^3/s）の河川水位（EL.874 m）より約20 m高く、冠水の心配は無い。

11.4 電気機器

プナチャンチュ水力発電計画の電気機器は、下記の主要設備を設置する。

(1) 水車
(2) 発電機
(3) 主変圧器
(4) 屋外開閉機器

11.4.1 一般

発電所は、ダム水路式、日負荷調整4時間ピーク対応可能な発電所で、総落差309.30 m、最大出力870 MWである。地下式発電所には単機出力145.7 MW（発電機容量161.7 MVA、力率90 %遅れ）の立軸フランシス水車発電機および主要変圧器６台がそれぞれ設置される。

電気機器のクライテリアは、世界の既設発電所データを基に開発した、コンピューター・ソフト（HEADS）を使用して設計した。

11.4.2 単機出力と台数

水車発電機の最適単機出力は、電力系統に対する容量比率、開発投入時期、輸送制限などにより決定する。一般的に、より大型の単機出力が経済的にスケール・メリットがある。

本計画の設計において、下記の項目について検討し決定した。

a) ブータン国輸送ルートの重量・容積制限
b) 製作技術レベル
c) 保守運用の信頼性と柔軟性
d) インド国側電力送電系統容量と投入ユニット容量比率と信頼度
e) 建設コスト
f) 運転保守コスト
g) 土木設計条件

上記考慮点 a)項については、現地ルート調査の結果、山岳部重量制限は60 t以下、容積制限は幅3 m、高さ4 m以内である。トレーラー車での輸送制限は、ヘアーピン・カーブは屈曲角度180度、先端半径6 mである。

なお、詳細設計段階において、陸橋の補強あるいは付け替え工事は、ブータン国の道路計画を考慮した再調査が必要である。

電気機器の最重量物は主要変圧器で約160 tと推定される（ただし、絶縁油を除く）。このクラスの変圧器（容量161.7 MVA、屋内式、OFWF型）は、単相変圧器１台×３組、または、特別３相変圧器１台を３分割にすることにより輸送が可能となり、この場合は分割輸送重量を60 t以下と出来る。（普通３相変圧器は輸送不可能である。）

b)項に関して、世界の主要メーカーにおいては700 MWクラスまでの製作技術には問題ない。

c)項に関して、ブータン国においては現在建設中のTala発電所の単機出力(170MW)に近く、運転保守上問題ない。

d)項については、インド国の電力系統解析の結果、単機出力150 MWクラスの事故時脱落は許容できる。

e)項、f)項については、大容量のユニットは建設単価が下がるが、輸送費が上がると同時に系統への影響を考慮する必要がある。

g) 土木設計から、主水圧鉄管は２本で途中からそれぞれ3条に分岐され、入口弁に接続される。

上記検討結果から、輸送条件が一番大きな要素と判明した。また、土木設計条件として６台案が、２本の主水圧鉄管からの分岐がそれぞれ３条となり、土木工作物としてのバランス上適当である。よって、単機出力は150 MWクラス、６台案を基本設計とする。

11.4.3 水車

1) 水車出力と台数

水車出力は定格有効落差286.30 m、100 %開度で148.5 MW、6台とした。計算は下記による。

$$Pt = 9.8 \times Hn \times Qt \times \eta t$$
$$= 9.8 \times 286.30 \times 58 \times 0.913$$
$$\fallingdotseq 148{,}500 \text{ kW}$$

ここで、

	Pt	：水車定格出力(kW)
	Hn	：定格有効落差(m)
	Qt	：1台あたりの定格使用水量(m^3/s)
	ηt	：水車効率(%)

2) 水車形式

一般に、水車形式は落差と使用水量または、落差と水車出力の関係で決められる。本計画の落差と水車出力を考慮して、立軸フランシス単輪水車とする。

各ユニットは、発電機を分解する事なく、かつ最小停止時間でランナーの点検補修が可能なように、ドラフト・チューブ部に搬出・搬入用のギャラリーを設置する。

3) ランナー材質とスペアー

ランナー材質は、シルトに対する高耐摩耗材として13Cr.4Ni.ステンレス・スチールを仕様する。また、フランシス形水車のランナーやウェアーリングを侵食する0.3 mm以下のシルトの侵入が見込まれるため、ランナーやウェアーリング表面にコーティング（ソフトまたはハード）を施す。このコーティング方法は、詳細設計で仕様することとする。

ランナー補修取り替えのためのランナー予備を1台用意する。

4) 水車据付けレベル

水車中心（放水位EL.845 mからの標高差）は、吸出し高さ(Hs)に基づき決められる。Hsはランナーのキャビテーション係数により決定されるが、キャビテーション係数は水車の適用比速度に関係する。これらの関係を検討してHsは(-)5 mを得た。従って、水車中心はEL.840.00 mとする。

5) 有効落差

有効落差は総落差から管路の摩擦損失（低流速ほど少ない）を引いて得られる。計算の結果、摩擦損失を含む損失水頭は23 m、よって有効落差は309.30 − 23 m = 286.30 mとなる。

6) 水車ランナー・サイズ

水車ランナーの大きさは水車の体格と重量を知るために設計する。解析結果からランナー入口径3.6 m、重量21 tとなる。しかし、実際の設計段階では、水車製作者（メーカ）の設計値のオッファーを受ける事とする。

7) 回転数と無拘束速度

フランシス水車の適用比速度は、一般的に、Ns: 70～ 300 m-kWである。経験値からの有効落差－比速度の関連を、コンピュター計算により求めた結果Ns: 97 m-kWを得た。この比速度を基に定格回転数を求めると300 rpmとなる。（なお、参考までに無拘束速度は、定格回転数の約1.74倍を超えないものとする、ただし、数値は詳細設計段階で仕様する。）

8) 水車吸気装置

水車ﾗﾝﾅｰ、ﾄﾞﾗﾌﾄﾁｭｰﾌﾞなどへの吸気用のパイプシステムを用意する。

9) 水圧鉄管と入口弁

主水圧鉄管は２条、各管径7.4 mで途中からそれぞれ３条に分岐され、入口弁に接続される。入口弁は球形弁（ロータリー弁）で、弁口径約2.3 mとなる。

10) シルト侵食対策

ブータン国とインド国の土壌侵食の主要素は、気候や幼・若年期地質のヒマラヤ、融雪による氷河シルト*、土砂崩れ等の自然条件である。主要な解決策としては、1)貯水池のバックウォーター付近に貯砂ダムの設置、2)取水系の沈砂池の設置である。

本計画においては、シルト処理のために沈砂池を設置する。水車へのシルト侵入防止のため、発電所の上流に設置されるが、土木工事費の高い割には、効果があまり高いとは言えない。実際上シルトの粒径が侵食により害を及ぼすのは、ペルトン水車で0.2 mm以上、フランシス水車で0.3 mm以上と言われている。

土木設計においては、建設コストの経済面を考慮して、0.3 mmまでのシルトを沈下できる沈砂池を設置する。

上記の諸条件に対して、電気機器設計上、次のような対策を考慮する必要がある。

- シルトに対する高耐摩耗材として13Cr.4Ni.ステンレス・スチールを仕様する。
- ソフトまたはハード・コーティング**が耐砂摩耗に効果的である。

* 実際上Moh's Scale 5 以上は害を及ぼす。ヒマラヤのシルトは90 %が石英(SiO_2)であり；Moh'sScaleは７であり、（ダイアモンドは１０）かなり硬いと言える。
（参考： Moh's Scale（ﾓｰ尺度）は10種の基準となる鉱物と比較する事によって鉱物の硬度を求める経験的な尺度。例 セッコウ（2）、リン灰石(5)など。）

** 鋼材質への薄いコーティング（0.2～0.5 mm）は金属、非金属を使ってどちらも可能である。例えば、金属プラズマコーティングは、500ミクロンの薄い膜をランナーに施したもので、この技術により５年後においても耐砂摩耗効果がある（５回のモンスーン期を含む）。
また、非金属セラミック・コーティングの場合は、高落差フランシス形のランナーとシール・ギャップ部分に施した例として、１万時間運転後も良好な状態であり、非コーティングの場合と比べて3－7倍の耐砂摩耗効果がある。近年、高分子材料を用い通常の塗料と同様に処理できるソフト・コーティング技術が注目を集めている。

11.4.4 発電機

1) 発電機仕様

発電機形式は立軸、３相交流ブラッシュレス同期発電機、励磁装置（AVR）付で定格出力は161.7 MVA、90 %遅れ力率とする。発電機の回転子（ローター）と固定子（ステーター）の巻線はF種エポキシ絶縁とする。閉鎖循環通風方法で水冷熱交換器（エアークーラー）とリムダクト・ファンにより冷却する。次に発電機の主な仕様を示す。

- 回転方向　：時計廻り
- 定格速度　：300 rpm
- 定格出力　：161.7 MVA
- 定格電流　：6,224 A
- 力率　：0.9（遅れ）
- 定格電圧　：15 kV
- 定格周波数　：50 Hz

発電機出力は次式で計算する。

$$Pg = Pt \times \eta g / p.f \ (kVA)$$
$$= 148{,}500 \times 0.98 / 0.9$$
$$\fallingdotseq 161{,}700 \ kVA$$

ここで、
- Pg　：発電機定格出力（KVA）
- Pt　：水車定格出力（kW）
- ηg　：発電機効率（%）
- p.f　：力率（%）、遅れ

11.4.5 天井走行クレーン

水車・発電機組立てや保守用機器の搬送に天井走行ｸﾚｰﾝを設置する。

ｸﾚｰﾝに型式は、屋内用天井走行車輪付ｼﾝｸﾞﾙ・ﾄﾛﾘｰ、最大荷重容量は約220トン（110トン、2台：ｸﾚｰﾝの容量の最終決定は詳細設計時に検討する）、さらに30トンの補助ｸﾚｰﾝを用意する。天井走行ｸﾚｰﾝの走行ﾚｰﾙ巾は約15m、吊り上げ高さは約25mとする。このｸﾚｰﾝはｸﾚｰﾝ付属の運転席または、組立て室・発電機ﾌﾛｱｰから運転制御できるものとする。

2台のクレーンは最大重量物を吊る時にジョイント運転できるものとする。

11.4.6 主要変圧器

地下発電所の変圧器室に６台の主要変圧器を設置する。

主要変圧器の形式は、単相、普通３相および特別３相式があり、輸送制限、効率、地下据え付けスペースを考慮して設計される。プロジェクトへの輸送重量は最大60 t（トレーラー重量を含む）であり、普通３相変圧器は重量制限で採用不可能であるが、単相および特別３相式は輸送可能である。検討の結果、特別３相式が単相式に比べて1）経済的、2）高効率、3）省スペースで優位である。特別３相式は、３または６分割可能であり、輸送後現地にて組み立てる。このクラスの変圧器重量は約160 t程度で、３分割輸送重量は60 t以下が可能となる。従って、本計画においては、特別３相式変圧器を採用する。

主要変圧器の仕様

• 定格容量	: 161.7 MVA	
• 定格電圧	: １次	15 kV
	: ２次	400 kV
• 定格電流	: １次	6,224 A
	: ２次	235 A
• 定格周波数	: 50Hz	
• 冷却方式	: 屋内式、OFWF(送油水冷式)	

主要変圧器２次側から400 kV電力ケーブル（架橋ポリエチレンケーブル：XLPE）で屋外開閉所に接続される。

11.4.7 付属機器

(1) 所内電源機器

所内電源は発電機回路から3系統とし、15kV/400Vの所内用変圧器3台を設置し、400V/230V,3相4線式回路で配電する。この所内電源回路から発電所建屋内の電源、ﾀﾞﾑ設備、屋外開閉所、事務所、宿舎などの設備の電源をまかなう。

(2) 非常予備電源

発電所所内電源全停止などによる事故時の再起動のために、非常用予備電源として、ﾃﾞｨｰｾﾞﾙ発電装置を設置する。ﾀﾞﾑ設備についてもﾀﾞﾑ側に予備電源としてのﾃﾞｨｰｾﾞﾙ発電装置を設置する。

(3) 火災予防・消火装置

火災予防・消火のための自動検知・消火装置は放水式とし発電機風洞内、発電所建屋内、主要変圧器室などの主要設備に設置する。ﾀﾞﾑ設備、屋外開閉所、事務所、宿舎などの設備には、移動式、壁掛け式CO_2（二酸化炭素ガス）方式とする。

(3) 水車発電機制御装置

水車発電機の運転制御、母線保護、送電線保護などは、中央制御室に設置されたｺﾝﾋﾟｭｰﾀｰ制御装置からすべての運転制御が行われる。また、ﾀﾞﾑ設備も中央制御室のｺﾝﾋﾟｭｰﾀｰ制御装置とリンクし、モニターされる。

11.4.8 屋外開閉機器

屋外開閉所はEL.895 m盤に位置し、地下発電所に設置された主要変圧器の２次側は、400 kVの電力ケーブル約400 mで結ばれる。開閉所の屋外フェンス範囲は、100 m×150 mで、この敷地内に電気機器制御室を含めた、発電所管理事務所を設置する。

屋外開閉所と発電所を結ぶケーブル・トンネルに電力ケーブル、制御ケーブル等が敷設される。一方、重量物や保守員の地下発電所への進入は屋外開閉所からアクセストンネルにて可能である。

屋外開閉所は、空気絶縁（コンベンショナル・タイプ）、400 kV二重母線方式でガスしゃ断器、開閉器他の機器から構成される。屋外引出し線は400 kV送電線の第1鉄塔に結ばれ、この２回線送電線でインド国の電力系統に送電される。400 kV母線における最大短絡容量は約5,200 MVAである。

11.5 発電所の運用および管理システム概要

11.5.1 発電所の運用について

本計画流域における地点特性としては、最上流における氷河湖決壊洪水（GLOF）や大規模な地震を考慮する必要がある。しかし本計画におけるダム基礎は堅硬な岩盤であり、耐震設計を行うことで、地震に対して安全な施設とすることができる。

実際、高さ150 m級ダムの耐震性は大規模地震に対して実験、解析等で証明されており、M8クラス、直下型地震でも貯水機能、使用機能にに重大な影響を与える損傷を受けない

と想定できる。

GLOFによる被害の可能性は、ゲート操作が不能時の場合を想定しうるが、ダムはゲート操作不能であっても洪水が安全に流下しうる構造としており、HWLからダム天端までは10mあって、ゲート閉鎖状態でも最高水位・標高1,168.2 mで流下できる設計としていることから、安全である。

11.5.2 管理システムおよび観測

GLOFに備える構造物設計は既に述べた通りであるが、GLOFの軽減対策は発電計画の安全だけでなく、流域における安全対策として別途対策が講じられるべきものである。

ここではGLOFの発生を上流域で感知することで、ダムへの早期警報を行ない、ゲートを開き安全に洪水を流下するためのシステムの概念設計を行う。GLOFのピーク移動速度は、サージ高さを10 m程度と考えると時速約30 km程度である。一方、洪水吐ゲートは全開するのに約1時間程度かかる。従ってGLOFがダムに到達する2時間前、すなわち、ダム地点から約60 km以上上流で河川水位変動をキャッチすることでGLOFを考慮したゲート運用対応が可能となる。

従って最小限の警報システムとして60 km上流における河川水位観測、データ送信設備が必要となる。この他に気温、降水等を把握しておくことが重要である。もちろん氷河湖における水位、漏水が直接観測でき、データがリアルタイムで入手できれば最も確実である。

観測設備の概念

場所・位置	観測項目	実施者
最上流域（氷河湖）	水位（氷河湖） 気温	河川管理者
上流域（ダムから約60 km上流）	水位（河川水位） 降水量、気温	発電事業者 （ダム）
ダム地点および発電所	水位（河川水位） 降水量、気温	発電事業者 （ダム）