ネパール王国

サプトガンダキ水力発電開発計画
調査報告書

第 1 巻
主報告書

1983年 1月

国際協力事業団

ネ パ ー ル 王 国

サプトガンダキ水力発電開発計画
調査報告書

第 1 巻
主報告書

1983年 1月

国際協力事業団

報告書の構成

要約版

第1巻　主報告書

第2巻　付属報告書

（A）地形測量

（B）建設材料

（C）水文及び気象

（D）消費部門別電力需要予測

第3巻　付属報告書

（E）地質

はしがき

日本国政府は、ネパール王国政府の要請に基づき同国のサプトガンダキ水力発電開発計画調査を行うこととし、その実施を国際協力事業団に委託した。

当事業団は、山口正史氏を団長とする調査団を編成し、1981年2月1日から1982年10月10日の間に8回にわたり現地に派遣した。

調査団は、ネパール王国政府及び関係機関の協力を得てプロジェクト関連地域の踏査、関係資料の収集等の現地調査を実施し、そののち同調査によって得られた結果等に基づきデータの検討、解析等の国内作業を行った。

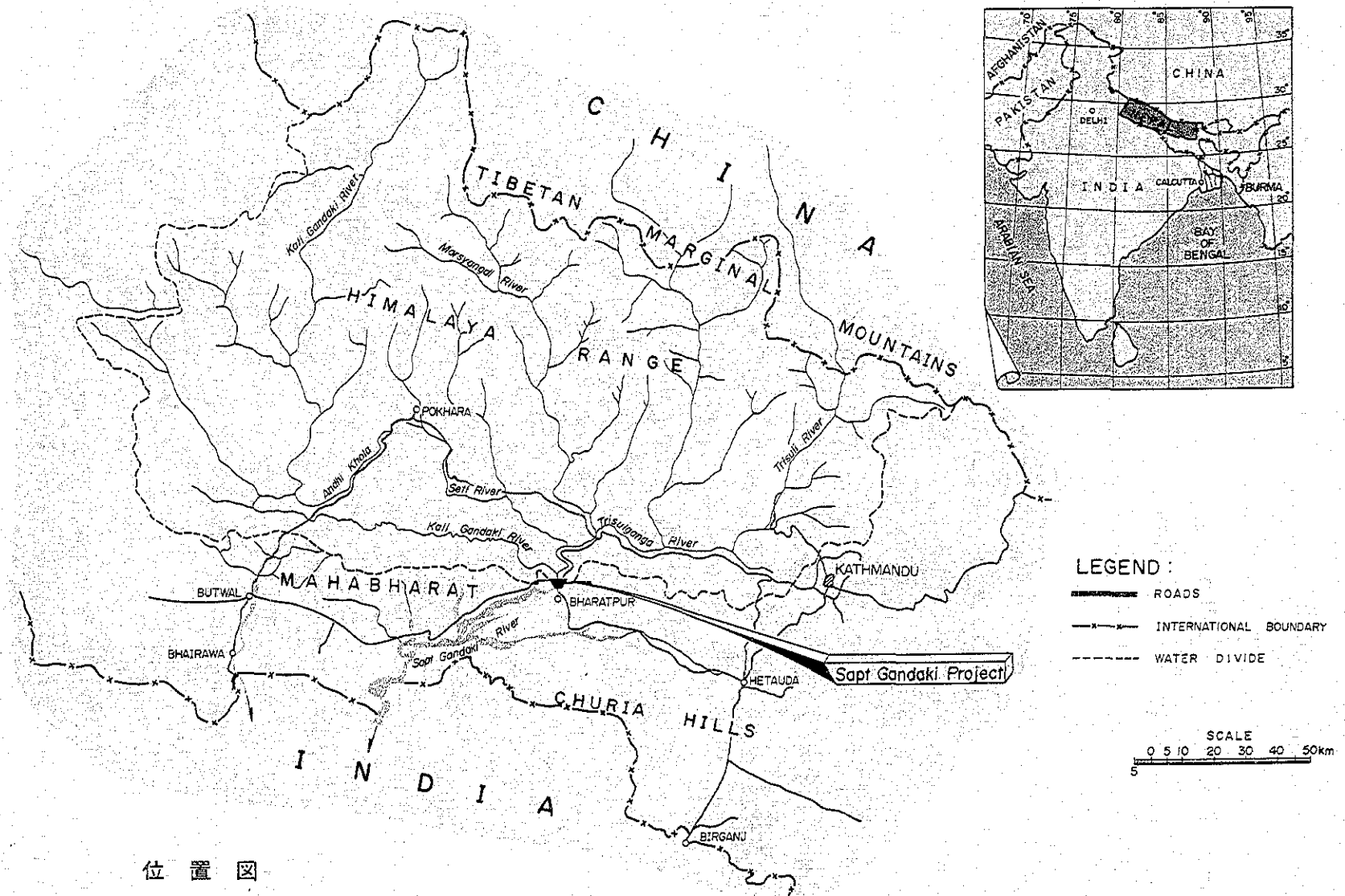
本報告書は、この成果を取りまとめたものである。本報告書がネパール王国サプトガンダキ水力発電開発に寄与すると共に日本国とネパール王国との友好親善関係の促進に役立つことを希望するものである。

おわりに、本調査の任に当たられた団員の労を多とすると共に、調査に際し、多大の協力をいただいたネパール王国政府、在ネパール王国日本国大使館、外務省及び通商産業省の関係各位に対し、衷心より感謝の意を表するものである。

1983年1月

国際協力事業団

総裁　有田圭輔


CHINA
TIBETAN MARGINAL MOUNTAINS
HIMALAYA RANGE
MAHABHARAT
CHURIA HILLS
INDIA
Kali Gandaki River
Marsyangdi River
Andhi Khola
Seti River
Kali Gandaki River
Trisuli River
Trisulganga River
Sapt Gandaki River
POKHARA
KATHMANDU
BUTWAL
BHAIRAWA
BHARATPUR
HETAUDA
BIRGANJ
Sapt Gandaki Project
LEGEND :
ROADS
INTERNATIONAL BOUNDARY
WATER DIVIDE
SCALE
0 5 10 20 30 40 50km
AFGHANISTAN
PAKISTAN
CHINA
DELHI
INDIA
CALCUTTA
BURMA
ARABIAN SEA
BAY OF BENGAL

位 置 図

要約，結論および提案

プロジェクトの背景

1. サプトガンダキ河はその2大支川であるカリガンダキ河とトリスルガンガ河の合流点から上流の中部ネパールを流域とし、その流域面積は31,100㎢である。サプトガンダキ河は、この合流点から約3㎞下流でインナーテライ平野に到達する。その河川流量は豊富で、平均年間流量は約 1,500㎥／秒に上る。サプトガンダキ水力発電開発計画（サプトガンダキプロジェクト）のサイトはこの合流点直下流にあり、またナラヤンガールの町の北方4㎞に位置する。

   ナラヤンガールの町の南方のインナーテライのチトワン盆地では、広範囲にわたって舗装道路、送電線、かんがい等の多数の新規プロジェクトが建設中である。カトマンズ～ポカラ道路から分岐した新しい南北道路が当プロジェクトサイトの近くを走っている。このように開発された地域に位置し、近づき易いという点でサプトガンダキ河の開発は、より魅力的なものとなっている。

2. ネパールの電力需要は、クリカニ第1、デビガット、クリカニ第2およびマルシャンディの一連の水力発電計画の逐次開発により1988／89年までは辛うじて満たされよう。新しい水力発電プロジェクトがそれ以降の電力需要を満たすために必要となっている。

   ネパール政府（HMG）の電気局（ED）は慢性的な電力不足と将来の電力需要の伸びを考慮した上で、現在実施段階にあるプロジェクトに引き続いて、サプトガンダキプロジェクトを開発することを計画している。

3. ネパール政府はサプトガンダキプロジェクトのフィージビリティスタディを実施することを決定し、1980年12月フィージビリティスタディのための技術協力を日本政府に公式に要請した。日本政府はこの要請に同意し、フィージビリティスタディのためのJICA調査団を派遣することとし、サプトガンダキプロジェクトの技術的・経済的妥当性を評価するためのフィージビリティスタディが1981年2月初めに開始された。

調査とスタディ

4. サプトガンダキプロジェクトのフィージビリティスタディは3段階、すなわち第1、第2、第3段階に分けて行われた。第1段階の目的は提案されているダムサイトの地質

状況を概略把握すること、プロジェクトに関連した資料の収集、および第２・第３段階に進むことが妥当であるか否かを判断するために予備的な技術的・経済的評価を行うことであった。

5. 第１段階の検討で地質的・技術的・経済的可能性が確かめられたため第２段階のスタディを実施することが決定され、1981年８月から1982年４月にかけて地形、地質、建設材料、気象水文、環境、電力需要等についての現地調査がより詳細に実施された。第３段階では、当プロジェクトの実現可能性を立証するために、最適開発計画案の立案、設計、工事費用見積もり、経済分析等の詳細検討が行われた。第１・第２段階の地質調査により21ヶ所・総延長 942mのボーリング、17測線・総延長 9.8kmの弾性波探査、２試掘横坑内での原位置岩盤試験等が実施された。

電力需要予測

6. ネパールの総発電設備容量は1981年現在85.1MWであり、その乾季におけるピーク電力供給能力は63.2MWである。しかしネパール中央電力系統の供給電力の年増加率が1977／78年以前の７年間の平均16.2パーセントから、1977／78年には 9.0パーセントさらに1978／79年には 1.1パーセントまで極端に低下している事実から分るように、電力供給状態は悪化している。

7. 将来の電力需要の伸びは次の２種類の方法で予測された。

（ｉ）過去の電力需要増加トレンドに基づいた総電力需要予測（EDとJICA調査団がそれぞれ別々に作成している。）

（ii）過去のセクター別電力需要の伸びと、第６次・第７次５ヶ年計画で想定された非農業部門経済成長率および新規プロジェクトの開発計画とに基づいた各セクター毎の電力需要予測。

上記２方法による需要予測の結果はほぼ一致した。さらにセクター別の需要予測を詳細に検討した結果、予測された総電力需要は妥当であると判断された。（工業部門の需要予測はやや過大であると考えられるが、商業および一般家庭部門では控え目の伸びを見込んでいるので、相殺されて総需要としては妥当。）

8. サプトガンダキプロジェクトのフィージビリティスタディではＥＤの総需要予測が採用された。すなわち、1984／85年の最大電力および電力量需要は 113MW／416 GW時に達

し、さらに1989／90年には 286MW／1,078 GW時に達すると予測される。

計画地点の状況

9. サプトガンダキプロジェクトの現場の特徴は深い河床砂れき層、弱い基盤岩、多量の河川流量および大量の流送土砂であり、いずれも当プロジェクト建設費の増加要因である。

10. ダム基礎は新第三紀シワリク層群に属する砂岩、泥岩、れき岩および層内角れき岩の互層から成り立っており、灰色の塊状砂岩が優勢である。河床砂れき層は河道の中央部では約30ｍ～40ｍの厚さがあり、両サイドでは約15ｍ～20ｍの厚さがある。左岸には厚さ40ｍ以上に及ぶ段丘砂れき層があり、これは当初提案されていたＡダムサイトでは 400ｍ以上に広がっているが、下流の代替ダムサイトＢおよびＣでは 130ｍ～ 150ｍの広がりになっている。したがって、当初のＡダムサイトがもっとも有利であるとは断定できず、詳細な比較検討が必要であると判定された。

原位置岩盤試験の結果から基盤岩のセン断強度は粘着力で約８kg／㎠、内部摩擦角で約40度と推定された。この強度は相当な高さのコンクリート重力式ダムの設計に必要な値の下限に近い。

11. ダムサイトにおける年平均流量は約 1,500㎥／秒である。平均月流量は８月の約 4,200㎥／秒から３月の約 280㎥／秒の範囲で変動する。既往最大洪水流量は1974年８月５日に記録された16,350㎥／秒である。年間の90パーセント以上の期間に対して期待できる流量は 290㎥／秒である。

洪水記録のひん度解析の結果、 200年、 1,000年および10,000年確率洪水流量はそれぞれ約19,000㎥／秒、23,000㎥／秒および28,000㎥／秒と推定された。サプトガンダキ河の流送土砂量は非常に多く、 2,800㎥／㎢／年と推定された。これは流域平均はくり深 2.8㎜／年に相当し、また、ダムサイトでの年間流送土砂量は88×10^6 ㎥となる。

12. 質的に問題なく量的にも十分な量のコンクリート粗骨材がダムサイトの上・下流にある河床砂れき層から採取可能である。コンクリート細骨材はダムサイトから７km～８km離れたカゲリコーラ川に広がっている砂州から採取出来る。

ダムサイト左岸側台地に３ｍ～４ｍの厚さをもって広がっている粘性土がフィルタイプダム案のコア材としてもっとも適当である。ただしこの粘性土の質に関しては、粗粒

材料をいくらか混合することにより改善する必要がある。ロック材料はダムサイトの北方7km～10kmにある採石場、あるいはサプトガンダキ河、トリスルガンガ河、カリガンダキ河に散在する河床れきから採取可能である。

開発計画の立案

13. 当プロジェクトの最適開発計画立案のため、種々の想定され得る開発計画案の比較検討が行われた。検討された基本要素はダムサイト（AおよびB）、ダムタイプ（コンクリート重力式ダムおよびフィルタイプダム）、開発規模（貯水池の常時満水位標高 210m、220m、230mおよび 240m）、発電設備容量（75MW、112.5MW、150MW、187.5MW、225MW、262.5MW および 300MW、設備は3台とし、将来1台増設用の施設を設ける。）であり、これら基本要素のさまざまな組み合せから合計64通りの開発計画案を比較検討のために選定した。

14. 各開発計画案におけるおける便益は流量資料を基にコンピューターを用いた貯水池および発電所の運転シミュレーションによって推定した。費用は現地調査結果を考慮の上、各ケースについて作成された予備設計に基づいて見積もった。最適開発計画とは最大の純便益を生むものと定義され、64通りの開発計画案のなかから下記の最適開発計画案が選定された。

最適開発計画案

ダムサイト ……Bダムサイト

ダムタイプ ……フィルタイプダム

開発規模 ……常時満水位標高 230.0m

発電設備容量 …… 225MW

常時せん頭出力 …… 174MW

1 次・2 次電力量 …… 757×10^6 kW 時＆ 852×10^6 kW 時

設　計

15. この最適開発計画案は、当貯水池が建設から数年後には堆砂でその大部分の貯水量を失うので流れ込み式で設計せざるを得ない。

ダム本体は中央コア型のロックフィルダムである。ダム堤頂標高は貯水池の常時満水

位上に８ｍの余裕高をもたせ、標高 238ｍに設定した。コアは基盤岩まで達していない。河床砂れき層の厚さが河道の中央部で約30ｍ～40ｍあるが、この厚い砂れき層中の浸透水の止水処理のために、通常採用されているコアトレンチの代わりにコンクリート地中心壁を採用した。

16. ２本の大きな工事用仮排水路（両岸にそれぞれ１本）を設置した。これは建設期間中の大洪水流量を処理するためおよび建設工程上必要となるものである。仮排水路の設計洪水流量としては既往最大洪水流量である16,350m³／秒を採用した。

17. 洪水吐は２ヶ所すなわち両岸に開削された仮排水路内にそれぞれ設けることとし、ロックフィルダム本体と切り離した。洪水吐はゲートが設置されているコンクリートダムと長さ 100ｍの減勢池より成っている。右岸側の洪水吐には幅15ｍ、高さ19ｍのラジアルゲートが３門、左岸側洪水吐には同タイプのラジアルゲートが７門、合計10門を設置する。この洪水吐は、 200年確率洪水流量の 1.2倍として決められた洪水吐設計洪水流量23,000m³／秒を 5.8ｍのダム余裕高をもって流下させる能力を持つ。この洪水吐はまた、想定されうる最大の洪水流量（いわゆるＰＭＦ）にほぼ相当すると考えられる10,000年確率洪水流量27,400m³／秒をダム余裕高 3.0ｍをもって流下させる能力を持つ。

非常に大きな流域に伴う水文上の不確定さと洪水吐ゲート操作上の予期せぬトラブルを考慮に入れて、前述のような十分なダム余裕高が設定された。さらに洪水時に停電したりあるいはゲート操作員が不在であるような危険性を考えて、２台の非常用ディーゼル発電機と洪水吐ゲートの自動操作用機器が備えられている。

18. 発電用水路と発電所は左岸側の洪水吐に隣接して設置される。発電所には出力75MWの発電機とカプラン水車が３セット設置される。発電用機器類の内で輸送時にもっとも重いものは約30トンの回転子であり、トレイラー重量込みでは約35トンになる。ビルガンジ～ペクウダ間の２～３ヶ所の橋はこの荷重を支えられないので補強が必要である。

洪水時の流送土砂の発電用取水庭への流入を防止するために、取水庭前部に防護壁を設置することとした。この防護壁の越流部天端標高は洪水吐の越流ゼキ頂部より10ｍ高くしてあり、洪水時の流送土砂を防護壁前面に堆積することなく洪水吐からの放流水と共に効果的に流下させるように計った。

19. 防護壁の代わりに沈砂池をもつ代替案も検討した。しかしこの比較設計案は非常に高価であり、しかもこのような構造物は必ずしも必要でないことが判明した。その理由は、

水車の羽根の耐用年数が摩耗に強い13クロム高ニッケル鋼の使用によって約10年に延びることと、水車の羽根に摩耗による損傷が生じても肉盛り溶接によって安価に修理できることである。

20. 将来増設される追加発電機1台のための取水口および取水ダム内に埋設される部分のペンストックだけは当プロジェクトで設置する。追加発電機の設置場所は当プロジェクトで設置される3台の発電機の運転上の便宜を考えて当発電所の川側とした。

施工計画

21. 施工計画は当プロジェクト構造物の予備設計に基づいて作成した。土木工事の契約締結から最初の発電機75MWの運転開始まで約5年（61ヶ月）を要する。この工事期間に加えて資金調達、追加調査、入札および契約締結のために2年が必要である。

22. 今後の調査および入札用の設計等のために必要な資金が1983年3月末までに調達されると仮定すれば、当プロジェクトの第1号発電機は1989年から1990年にかかる乾季の初め、すなわち1989年10月末に運転を開始できるであろう。第2号・第3号発電機もそれぞれ1990／91年および1992／93年の乾季の初めに運転を開始できるよう第1号機に引き続いてその設置作業を開始することが望ましい。

建設費

23. 1982年7月の物価水準で、将来の物価変動予備費を含まないサプトガンダキプロジェクトの総建設費は 354.7×10^6 米ドル相当と見積もられ、これは外貨分 299.9×10^6 米ドル相当と内貨分54.9×10^6 米ドル相当から成る。

24. 年度別資金計画は下記のとおりである。これは物価水準が年率6パーセントで上昇し、内貨分はネパール政府資金によって賄われ、外貨分は年利子率4パーセントのローンで賄われるという仮定に基づいて作成されたものである。

年次別投資計画

（単位：千米ドル相当）

会計年度	建設費 外貨	建設費 内貨	物価変動予備費 外貨	物価変動予備費 内貨	外貨ローンの建設中利子	合計
1982／83	3,585	1,663	215	100	152	5,715
1983／84	3,046	1,565	376	193	289	5,469
1984／85	14,936	3,873	2,853	740	1,000	23,402
1985／86	28,370	6,293	7,446	1,652	2,433	46,194
1986／87	59,725	11,127	20,201	3,763	5,630	100,446
1987／88	63,544	11,170	26,594	4,675	9,236	115,219
1988／89	72,449	11,780	36,488	5,933	13,593	140,243
1989／90	32,513	4,756	19,308	2,824	2,073	61,474
1990／91	10,702	1,318	7,379	909	723	21,031
1991／92	7,223	895	5,712	708	1,241	15,779
1992／93	3,707	460	3,330	413	1,522	9,432
	299,800	54,900	129,902	21,910	37,892	544,404
					(75,783)	(582,295)
	354,700		151,812			

注：括弧内の数字は外貨ローンの年利子率８パーセントの場合を示す。

経済および財務分析

25. 発生電力および電力量は常時せん頭出力，１次電力量および２次電力量に分類される。常時せん頭出力とは90パーセント以上の期間、設備利用率50パーセントで運転し得る出力のことである。サプトガンダキ発電所の常時せん頭出力は 174MWと算定された。１次電力量とは設備利用率50パーセントの常時せん頭出力によって発生する電力量と定義される。２次電力量とは雨季に50パーセント以上の設備利用率で発電され得る電力量のうち、上記の１次電力量を越える部分を言う。実際の発生電力および電力量は電力系統内の需要の伸びに左右され、下表のように算定される。

常時せん頭出力および可能発生電力量

会計年度	設備容量 (MW)	需要内常時せん頭出力 (MW)	需要内電力量（10^6 kW時／年） 1次	2次	合計
1989／90	75	75	322	322	644
1990／91	150	104	456	750	1,206
1991／92	150	142	621	585	1,206
1992／93以降	225	174	757	852	1,609

26. サプトガンダキプロジェクトの便益は発電による便益であり、これは当プロジェクトがない場合に建設されるであろう可能性のもっとも大きな代替発電所の費用によって評価する。この場合の代替案は 100MW級の石炭火力発電所の需要の伸びに合わせた逐次開発とされた。発電の便益は設備容量便益と発生電力量便益に分けられる。設備容量便益は当プロジェクトと同じ容量を持つ代替火力発電所の建設費、運転維持管理費および設備更新費から構成される。設備容量便益は次のように算定される。

設備容量便益

費　　目	単　価（米ドル相当／kW）	補正係数	常時出力（MW）	設備容量便益（千米ドル相当）
建設費	1,000	1.173	174	204,102
設備更新費	900	1.173	174	183,692
年間運転維持管理費	30	1.173	174	6,090

27. 電力量便益は1次電力量便益と2次電力量便益とから成る。1次電力量価値は当プロジェクトと同等の1次電力量を発生するために代替火力発電所において必要とする燃料費と考える。この燃料費は石炭価格63米ドル相当／トンに基づいて 0.042米ドル相当／kW時と算定された。2次電力量はネパールの電力系統内では消費できないと考え、40パーセントの損失を見込んで残りの60パーセントはインドに輸出できるものと仮定する。このインドへの売電による収入（ 0.024米ドル相当／kW時）を2次電力量便益と考える。このようにして算定した電力量便益は以下のようになる。

電力量便益

（単位：千米ドル相当）

会計年度	1次電力量便益	2次電力量便益	合　計
1989／90	13,524	4,632	18,156
1990／91	19,152	10,800	29,952
1991／92	26,082	8,424	34,506
1992／93以降	31,794	12,264	44,058

28. 経済的内部収益率（ＥＩＲＲ）の値は50年の評価期間に対し16.2パーセントである。また、便益・費用比（Ｂ／Ｃ）は割り引き率12パーセントで1.28となる。これらの値はネパールにおいて水力発電計画を実施するのに十分に高いと考えられる。費用と便益の当プロジェクトにとって不利な変動に対してこの経済的内部収益率は過度に低下するこ

とはなく、例えば仮に20パーセントの費用増と10パーセントの便益減が同時に起こったとしてもＥＩＲＲはまだ11.4パーセントである。財務的内部収益率（ＦＩＲＲ）の値は30年の評価期間に対し 9.2パーセントである。この値は当プロジェクトの建設費が国際金融機関によって融資されても当プロジェクトが財務的に健全であることを示している。

29. 債務返済分析によれば、蓄積剰余金は当プロジェクトが1992／93年にその最終開発段階に達した後わずか１年にしてプラスに転ずる。それ以降毎年当プロジェクトは売電収益からローン償還後の剰余金として毎年約37×10^6 米ドル相当を生むことになる。ローン返済期間の終りの2011／12年には蓄積剰余金は 670×10^6 米ドル相当に達する。この金額は当プロジェクトの建設に要する総費用を越え、当プロジェクトの耐用年数の終りには同種のプロジェクトを自己資金で建設することを可能にする。以上の点からサプトガンダキプロジェクトは債務返済能力の面からも妥当であり、かつ、投資効果の高いものと言える。

代替開発計画案（第２選定案）

30. 当プロジェクト建設資金の調達が難航するようであれば、最適開発計画案より開発規模の小さい代替開発計画案を、経済的利点は多少犠牲にしても第２選定案として採用せざるを得ないだろう。このような場合には、次のような代替開発計画案が小さい建設資金でかつ妥当な経済性を得るものとして推奨できる。

代替開発計画案

ダムサイト	Ａダムサイト
ダムタイプ	フィルタイプ
貯水池常時満水位	標高 220m
発電設備容量	150MW
常時せん頭出力	134MW
１次・２次電力量	580×10^6 kW時＆ 544×10^6 kW時

31. この代替開発計画案の総建設費は1982年７月の物価水準で 276.5×10^6 米ドル相当と見積もられ、これは外貨分 234.5×10^6 米ドル相当と内貨分42.0×10^6 米ドル相当から

成る。1990／91年までの物価変動予備費（年上昇率6パーセントと仮定）および建設中の利子を加えた総建設費は 423.5×10^6 米ドル相当と見積もられた。

32. 経済的内部収益率（ＥＩＲＲ）は評価期間50年に対して16.3パーセントと算定された。この値はネパールにおいて水力発電開発計画を実施するのになお十分に高いと考えられる。財務的内部収益率（ＦＩＲＲ）は評価期間30年に対して 8.8パーセントと算定された。したがって、この代替開発計画案は利子率 8.8パーセント以下の資金が調達されれば財務的に成立すると言えよう。債務返済分析の結果、この代替開発計画案の場合もローン返済上何ら支障ないことが明らかとなった。

環境影響評価

33. 当プロジェクトサイト周辺の住民のおよそ1割はサプトガンダキ河に依存した漁業活動を専業としており、近隣の町村に魚を売ることによって現金収入を得ているので、当プロジェクトの河川漁業への影響は無視できない。したがって、ダム右岸の斜面上に魚道を設置するものとする。

34. 貯水池による水没耕地面積と住戸数はそれぞれ約 440ヘクタールと 490戸である。さらに3つのヒンズー教寺院、4つの学校、2つのつり橋および既設ムグリン道路の約8kmの区間が標高 230mの常時満水位時に水没する。このための総補償額は約 9.0×10^6 米ドル相当と見積もられる。

サプトガンダキプロジェクトの拡張計画

35. 河川流量の季節的変動を調節する貯水池群が将来当プロジェクトサイトの上流に建設されると、当プロジェクトが利用可能な常時使用水量が増加するので、設備容量の拡張が可能となる。検討の結果、常時使用水量は現在の 290m³／秒から将来は 750m³／秒以上に増加する可能性のあることが分かった。この増加によってサプトガンダキプロジェクトの設備容量は 400MW～ 600MWまで拡張され得る。最終的な確定設備容量は、直上流の貯水池式水力発電所の日最大使用水量によって決まる。拡張される設備（ 100MW～ 300MWの増設）は右岸側に建設されることになろう。

自然流下式かんがい用水供給についての考察

36. サプトガンダキプロジェクトサイトの下流域ではチトワン盆地かんがいプロジェクトが現在建設中である。このプロジェクトはサプトガンダキダムサイトの下流約4kmの地点でかんがい用水をポンプ揚水して供給しようとするものであるが、将来サプトガンダキプロジェクトが完成すればその貯水池から自然流下方式でかいがい用水を供給することが可能となる。そうすれば、上記のポンプ施設の運転維持管理費および設備更新費は不要となる。しかしながら、その場合には当然かんがい用水供給分だけサプトガンダキプロジェクトの発生電力量が減少し、また取水設備と取り付け水路等の建設費が必要となる。

検討の結果、当面はポンプ施設を全面的に利用することが有利であり、サプトガンダキダムからのかんがい用水供給案は、約25年後にポンプ施設の取り替えが必要となった時に考慮すべきであるということが明らかになった。

諸水力発電計画の開発順位

37. 既にフィージビリティスタディによって技術的・経済的妥当性の確認された水力発電計画がいくつかある。すなわち、カリガンダキ計画（A案）、カンカイ多目的計画、ムルガット計画およびサプトガンダキプロジェクトである。カンカイ多目的計画は貯水池式であり、河川流量の季節変動を調整する能力を有する。他は流れ込み式である。

ネパールの電力需要は既述のように非常に急速な伸びを示している。この増大する電力需要に応ずるため上記の水力発電計画が逐次開発されることになっている。これらの水力発電計画に関するもっとも望ましい開発順位・年次を考え得る数案の比較検討により求めた。もっとも有利な開発順位は、電力需要が電力系統の供給能力に達する1989／90年までにまず河川流量の通年調整能力を有するカンカイ多目的計画を開発する案であると判定された。しかしながら、同案の建設段階を詳細に検討してみると、カンカイ多目的計画の開発完了から2年後にはサプトガンダキプロジェクトも完成させる必要があるので、両者の建設期間の大部分は重複することが分かる。このように両プロジェクトを同時に推進するためには建設資金の調達が大きな問題となるので、次善の案ではあるが次のような開発順位がもっとも現実的なものとして推奨される。

発電開始年月	プロジェクト名
1989年11月	サプトガンダキプロジェクト
1993年10月	カンカイ多目的計画
1996年2月	カリガンダキ計画（A案）
1997年2月	ムルガット計画

今後調査すべき事項

38. 今回の調査で収集された資料に加えて、今後さらに以下のような調査および試験がサプトガンダキプロジェクトの入札・詳細設計のために必要である。

（i）河川および段丘堆積物の下にある基盤岩表面をさらに正確に確認するための追加地質調査。

（ii）ロックフィル用岩石材料の力学的強度、適切なコア材・フィルター材を得るための細粒材料と粗粒材料の混合方法等を確認するための追加材料調査。

（iii）ムグリン道路の付け替え工事の設計と工事費算定のための詳細地形測量。

（iv）送電線ルート確定のための地形測量。

（v）土砂流入の問題と関連した洪水吐および取水口の水理模型実験。

提　案

39. 必要な発電開始時期と建設期間を考慮すると、サプトガンダキプロジェクトのための詳細調査、設計、入札書類作成等の工事開始以前に必要なエンジニアリング作業は1983年の初期に開始されなければならない。河床内での所要の詳細地質調査は1982／1983の乾季中に実施することが望ましい。

40. 国際契約の交渉に要する時間を考えに入れると、建設業者による工事開始は早くても1984年末となるであろう。1989／90年の乾季の初めを目標とした発電開始を遅らせないために、両岸の主要な工事用道路やダムサイトまでの工事用電力供給等の準備工事はネパール政府の手によって前もって完成させておくよう提案する。

41. 流域内の過度の森林伐採は雨水による流域の浸食、地すべり、下流への膨大な流送土砂、大きな洪水流量等を引き起こす。このような現象を緩和することはネパールにとって危急の国家的課題であり、流域内の植林・造林活動を積極的に推進するよう提案する。

プロジェクト諸元

(1) 貯水池

流域面積	31,100㎢
常時満水位	標高 230m
最低運転水位	標高 226m
設計洪水位	標高 232.2m
利用水深	4 m
総貯水容量	450×10^6 m³
有効日調節容量	8.5×10^6 m³

(2) 仮排水路

設計洪水流量	16,350m³／秒
タイプ	開水路
右岸側仮排水路幅×長さ	52m× 820m
左岸側仮排水路幅×長さ	126m× 950m
上流側仮締切りダム堤頂標高	標高 196m
下流側仮締切りダム堤頂標高	標高 195.5m

(3) ダ　ム

タイプ	中央コア型ロックフィル
堤頂標高	標高 238m
河床からのダム高	60m
堤頂延長（ロックフィル部分）	338m
堤頂幅（ロックフィル部分）	10m
上流側法面勾配	1：2.5 （常時満水位以上は 1：1.9 ）
下流側法面勾配	1：1.9
盛りたて量、コア	347,000m³
フィルター	161,000m³
ロック	1,500,000m³
合　計	2,008,000m³

(4) 洪水吐

タイプ	流入部ゲート式、導流部シュート式、減勢池副ダム型
ゲート、右岸側洪水吐	19m（高）×15m（幅）×3門
左岸側洪水吐	19m（高）×15m（幅）×7門
越流堤頂部標高	標高 211.5m
設計洪水流量	23,000m³／秒
減勢池の設計流量	17,800m³／秒
コンクリート打設量	624,000m³

(5) 発電用水路および発電所

取水口

タイプ	コンクリート重力式ダムに埋設されたゲート付き取水管
取水口中心線標高	標高 214.5m
ゲート	7.6m（高）× 7.6m（幅）× 3門

ペンストック

長　さ	72m
内　径	7.6m

発電所

タイプ	地上式
幅×長さ×高さ	35.1m× 104m×53.9m

(6) 発電用機器

水　車

タイプ	エルボウ型放水管付き竪軸カプラン水車
水車中心線標高	標高 179.4m
定格水頭	42.315m
定格使用水量	205.7m³／秒×3台
定格出力	75,000kW×3台
定格回転数	136.3rpm

定格使用水量時放水庭水位	標高 184.6m

発電機

タイプ	竪軸・かさ型
定格容量	83,300kVA ×3台
定格電圧	11,000V
定格周波数	50Hz
力　率	0.9
平均年間可能発生電力量	1.609×10^6 kW時（1次 757, 2次 852）

主変圧器

タイプ	油入りファン冷却式屋外型
定格電圧	10.5kV／ 126－ 129－ 132－ 135kV
定格容量	83,300kVA ×3台

(7) 送電線

電　圧	132kV
電　線	264mm^2 ACSR

ルート、延長、回線数

1）サプトガンダキ～ヘタウダ　、75km、2回線

2）サプトガンダキ～バラトプール、5km、1回線

3）サプトガンダキ～デュンキバス、55km、1回線（将来2回線）

4）デュンキバス　～ブトワル　、45km、1回線（追加架線）

目　次

頁

付表目次

付図目次

第1章　序　　文

1.1　マスタープランとプレフィージビリティスタディ

マスタープラン：　国際協力事業団（JICA）により1973年から1974年にかけて、ネパール王国全体の水力発電開発マスタープランが立案された。その調査検討結果は報告書"MASTER PLAN OF HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT IN NEPAL"にまとめられている。同マスタープランによれば、ネパール全体の包蔵水力 8,300万kWのうち約 2,100万kWはガンダキ河流域で得られる。大規模な水力発電諸計画の開発は将来には経済的に見合うものとなろうが、現時点では時期尚早であると判断された。

その代りに同マスタープランは差し迫った国内の電力需要に対処するために、中規模の水力発電開発諸計画を実施するよう提案している。また、サプトガンダキ河の一連の水力発電計画は、クリカニ第1・第2水力発電計画の開発に続いて、まず中規模水力発電計画として設備容量 150MWのサプトガンダキ水力発電計画（サプトガンダキプロジェクト）を開発するよう提案している。

上記の全国をカバーするマスタープランに引き続いて、1977年から1979年にかけて、ガンダキ河流域の水力発電開発マスタープランが、国連開発計画（UNDP）の委嘱を受けたSnowy Mountain Engineering Corporation（SMEC）によって立案された。この調査結果は報告書"GANDAKI RIVER BASIN POWER STUDY, BASIN STUDY, BASIN MASTER PLAN, July 1979, UNDP"にまとめられている。UNDPのマスタープランはネパールの電力需要の伸びに対処するために、下記の水力発電開発諸計画を実施するよう提案している。

プロジェクト	設備容量	完成年
クリカニ第1	30MW×1台	1980
〃	〃	1981
デビガット	4.7MW×3台	1983
カリガンダキ	30MW×1台	1984
〃	〃	1985
〃	〃	1986
カンカイ	19MW×2台	1986
マルシャンディ	25MW×2台	1988
クリカニ第2	35MW×2台	1990
サプトガンダキ	37.5MW×1台	1991
〃	〃	1992
〃	〃	1993
〃	〃	1994

プレフィージビリティスタディ：　前述のマスタープランは現地踏査に基づくものであり、計画地域内での詳細な調査は行われていない。サプトガンダキ水力発電計画推進のためUNDPの委嘱を受けて現地調査が遂行され、これに基づいて1979年、SMECがプレフィージビリティスタディを実施し、報告書“Prefeasibility Report for the Sapt Gandaki Hydroelectric Project ”を作成した。同報告書は、当プロジェクトの経済的・技術的フィージビリティを十分に評価するためには今後さらに現地調査が必要であり、特にダム地質の状態の調査が重要であることを強調している。

1.2　フィージビリティスタディ

1980年12月、ネパール王国政府（ＨＭＧ）は日本政府に対しサプトガンダキ水力発電開発計画のフィージビリティスタディを実施するための技術協力を要請した。この要請は、同国の電力需要の伸びと現在進行中のプロジェクト完成以降の新たな水力発電計画の開発の必要性を、認識した上でなされたものである。日本政府はこのネパール政府の要請に同意して、当水力発電開発計画のフィージビリティスタディを実施するためJICA調査団を編成した。

サプトガンダキ水力発電開発計画のフィージビリティスタディは、第１段階、第２段階および第３段階の３段階に分けて実施するように計画された。各段階の調査内容は下記のとおりである。

第１段階：—ダムサイトの地質調査の実施、
—計画に必要な資料や情報の収集、
—収集された資料に基づいた当水力発電開発計画の技術的・経済的予備評価、および
—フィージビリティスタディの第２段階に進むべきか否かの検討。

第２段階：　第１段階において、第２段階に進むべきとの結論が得られた場合、
—地形、地質、建設材料、水文、経済、環境等に関する詳細な現地調査の実施。

第３段階：—第２段階の詳細な調査によって得られた資料に基づくフィージビリティスタディの実施。

1981年2月と3月にJICA調査団は、第1段階の地質調査と資料・情報の収集作業を実施し、この調査結果を“中間報告書Ⅰ”としてネパール政府に提出した。第1段階の調査によって当水力発電開発計画は技術的・経済的にフィージブルであることが予測され、さらに調査を進めるべきであると結論された。こうして第2段階の詳細な現地調査が、1981年8月から1982年4月にかけて実施された。調査結果は1982年5月に提出された“中間報告書Ⅱ”にすべてまとめられている。

引き続いて1982年5月から、第2段階の詳細な現地調査結果に基づいて第3段階のフィージビリティスタディが開始された。本報告書はこの第3段階のフィージビリティスタディの全調査検討結果を取りまとめたものである。

第2章　一般地理と経済

2.1　一般地理

地　理：　ネパール王国はヒマラヤ山脈の南斜面に位置し、国土はインドと中国のチベット高原の間を北西から南東へと伸びている。長方形をした国土の面積は 141,059㎢であり、東西に約 800kmの長さと南北に 130km～ 240kmの幅をもって広がり、北緯26°－30'～30°－15'、東経80°－00'～88°－15' の範囲に位置している。

地　形：　ネパールの国土の83パーセントは山地であり、残りの17パーセントをテライ平原が占めており、地形学的に6地域に分類される。すなわち南から北へと向かってテライ平原、シワリク丘陵地、マハバラート山脈地帯、中部地帯、ヒマラヤ山脈およびチベット高原に分類される。

テライ平原はガンジス河の左岸から広がって、ネパール国内ではインドとの国境とシワリク丘陵地山麓の間に位置し、標高60m～ 300m、幅15km～40kmを有する平地である。この丘陵地は起伏が激しく、密林が多く、また土壌は雲母と石英を多く含んだ軟かい砂岩とれき岩から成りやせている。

マハバラート山脈地帯は高い所では標高約 3,000mに及ぶ。地質学的にはシワリク丘陵地に向かって生じている衝生断層ナッペの前面にあたる。一般にマハバラート山脈地帯は巨大な向斜地を形成し、国土の東から西までほとんどその全長にわたって伸びている。

ネパールの中部地帯は、65km～ 100kmの幅を有し、マハバラート山脈地帯とヒマラヤ山脈の間を占める。この地帯は標高 600m～ 2,000mの緩やかな斜面を成し、地味がよく肥えているので、亜熱帯や温帯地域のあらゆる果物や野菜・穀類が栽培されている。

ヒマラヤの主山脈はそれを横断して流れる大河川によっていくつかのグループに分けれられている。ヒマラヤの主山脈の東部はネパールとチベット間の国境をなしている。

ネパール国土の西部はヒマラヤ主山脈を越えてチベット高原へと続いている。ネパール国土内のチベット高原は標高 3,000m～ 5,000mの山岳砂漠であり、かんがいによってばれいしょ、大麦その他の穀類が栽培されている。

気　候：　ネパールの気候は地形の影響をうけている。テライ平原とシワリク丘陵地は亜熱帯気候に属し、夏期の4月・5月には最高気温は40℃を越え、冬期の1月には最

低気温が4℃まで下がる。マハバラート山脈地帯と中部地帯の気温は、テライ平原やシワリク丘陵地よりも通常6℃～7℃も低い。年平均降雨量はテライ地帯では約 2,200mm～ 2,500mm、マハバラート山脈地帯の東部では 2,500mm、西部では 1,000mm～ 1,500mmである。ヒマラヤ山脈とチベット高原は高地山岳気候を有し、最高気温は21℃までしか上がらず、最低気温は氷点下以下まで下がる。ヒマラヤ山脈とチベット高原の年間降雨量は 1,000mm以下である。ネパールの年平均降雨量は約 1,500mmである。

2.2 一般経済

行　政：　ネパールは14の行政地域に分けられ、さらに75の地区に細分されている。また、経済振興政策を遂行する上で図2.1に示されているように、中部（カトマンズ）、東部（ダンクタ）、西部（ポカラ）および極西（スルケット）の4つの開発区に分けられている。首都カトマンズは中部開発区のバグマティ県に属する。カトマンズ～カルカッタハイウェイに沿ったいわゆるカトマンズ～ヘタウダ～ビルガンジ回廊は国家経済の中心である。　近年ムグリン～ナラヤンガール間の舗装道路の完成に伴い、カトマンズ～ムグリン～ナラヤンガール～ヘタウダ～ビルガンジハィウェイが開通した。この路線の延長距離はカトマンズ～ダマン～ヘタウダ～ビルガンジ路線よりも長いが、同路線ほど急な坂や曲りがないのでネパールの主要な輸送動脈となりつつある。ネパールの主な都市はほとんど政府管理下の無線網か電話網によって結ばれている。ネパール政府はまた、全国をカバーするマイクロウェーブ通信網の導入も計画している。

人　口：　ネパールの人口は1980年時点で 1,400万人と推定され、チベット・ビルマ系、純チベット系およびインド・アーリア系に属する多民族によって構成されている。表2.1に示されているように年間の人口の伸び率は 2.1パーセント～ 2.2パーセントであり、その3分の2は山地や丘陵地域に居住して、農業に従事しているが、この一帯は土壌がやせておりまた森林伐採も進んでいるため、テライ南部の平野への大がかりな移住計画が政府によってたてられている。

雇　用：　ネパール政府の経済企画庁（National Planning Commission）によると、不完全雇用を含む失業率は地方部と都市部ではそれぞれ63パーセントと45パーセントである。失業問題は非常に深刻であり、政府は失業中の労働力を吸収し雇用機会を増やすため様々な開発事業の推進を優先させてきた。

ＧＤＰ：　ネパールの総国内生産（ＧＤＰ）は1965／66年から1974／75年までの10年間に平均年率 2.2パーセントで成長して、1974／75年のＧＤＰは現在の物価水準で165.71億ネパールルピー（13.81億米ドル相当）に達した。その後ＧＤＰは、毎年４パーセントの成長率を想定して立てられた第５次５ケ年計画のもとで、年率 3.0パーセント～4.5パーセントで成長している。ＧＤＰの３分の２は農業が占め、次にサービス業が20パーセントであり、工業部門はわずかに３パーセント～４パーセントを占めるに過ぎない。最近のネパールのＧＤＰは表2.2に示すとおりである。

貿　易：　ネパールの主な輸出品目は米、トウモロコシ、菜種類、皮革、バター、紅茶、ジュート、木材、じゅうたん、手工芸品である。主な輸入品目は機械類、半加工原料、建築資材、車両などである。近年の輸出入実績は図2.2に示されているとおりである。1979／80会計年度では輸出による収入が13.057億ネパールルピー相当、輸入による支出が30.532億ネパールルピー相当であり、国際収支は17.475億ネパールルピー相当（1.456億米ドル相当）の入超となった。1980／81会計年度前半の貿易統計では既に16.575億ネパールルピー相当（1.381億米ドル相当）の入超を記録している。これは輸入の膨張によるものであり、前年同期の入超額 8.993億ネパールルピー相当（0.749億米ドル相当）を大きく上まわっている。ネパールの外貨保有高は漸増基調にあり、1979／80年には21.332億ネパールルピー相当（1.778億米ドル相当）に達し、これはネパールの４ケ月分の輸入額に相当する。

農　業：　農業はネパールの経済活動の根幹を成し、関連産業の労働者を含めると総労働人口の90パーセントが従事している。輸入額の80パーセント、またＧＤＰの３分の２を農業が占めている。さらに農業は工業部門に対して原材料を供給している。

工　業：　ネパールにおける工業はまだ発展の初期段階にあり、約 3,500ある工場には60,000人足らずの従業員しかおらず、ＧＤＰへの貢献度もわずか４パーセントにすぎない。しかし工業部門は他のどの部門よりも成長が著しく、政府の工業政策によって輸入品代替産業の育成振興、雇用機会の拡大が図られている。これにより近年、セメントや繊維産業が設立され、また砂糖、煙草工場等が拡張されている。政府は第６次５ケ年計画において、雇用機会を拡大するために輸入品代替産業すなわちセメント、繊維、製紙、鉄鋼業等の開発と小規模手工業の振興を最優先させている。このように工業部門については今後の飛躍的な成長が期待されている。

観　光：　重要な外貨獲得源のひとつである観光はネパールの経済において非常に重要な役割を果たしている。外国人観光客数は毎年増加して1975年には92,000人に達し、さらに1979年には 162,000人以上にまで増えた。観光によって得られる外貨も1974／75年の 1,207億ネパールルピー相当から1979／80年には 5,187億ネパールルピー相当に増えており、新しいホテルの建設や既存のホテルの拡張工事などが、政府によって奨励されている。観光客の記録とホテルの収容人員数は、表2.3に示されているとおりである。

開発計画：　第5次5ケ年計画（1975／76～1979／80）が1980年6月に完了し、引き続き第6次5ケ年計画（1980／81～1984／85）が1980年7月から実施された。第6次5ケ年計画の最大の目的は、基幹産業、農業、交通および通信事業に対するそれまでの投資を基礎に農業を振興することであり、また、より生産性の高い部門への直接投資、労働力の有効利用および生産性向上を目差している。第6次5ケ年計画の総投資額は 339.4億ネパールルピーに上るとされ、これは公共投資 204.9億ネパールルピー、民間投資 116.5億ネパールルピーおよびパンチャート（地方自治体）による投資18億ネパールルピーから成る。第6次5ヶ年間計画の総開発投資の配分は表2.4に示されている。

水資源：　山がちなネパールは水資源に恵まれている。ネパール全体の包蔵水力は 8,300万kWと推定されているが、その開発率は 0.1パーセント以下である。水資源開発は、農工業や電化輸送システムの開発促進と、水力電気の輸出を通じてネパールの経済に大きく貢献するであろう。

消費者物価：　ネパールの都市消費者物価は下記のように上昇しており、1972年から1981年までの10年間に平均 9.4パーセントの割合で上昇した。

会計年度	1972／73	73／74	74／75	75／76	76／77
都市消費者物価指数	100	118.2	138.0	137.0	140.7
年上昇率（%）	—	18.2	16.8	-0.7	2.7

会計年度	77／78	78／79	79／80	80／81	平　均
都市消費者物価指数	156.4	161.8	177.6	202	—
年上昇率（%）	11.2	3.5	9.8	13.7	9.4

表－2.1 ネパールの人口（1971—1980）

Year	Millions	Growth Rate (%)
1971	11.56	
1972	11.81	2.2
1973	12.06	2.1
1974	12.32	2.2
1975	12.59	2.2
1976	12.86	2.1
1977	13.14	2.2
1978	13.42	2.1
1979	13.71	2.2
1980	14.01	2.2

Source: Monthly Bulletin of Statistics, April 1981.
Vol. XXXV, United Nations

表－2.2 最近のＧＤＰと部門別構成

	1974/75	1975/76	1976/77	1977/78	1978/79	1979/80
	(In Million Rupees at Current Prices)					
Agriculture b/	11,435	11,493	10,389	11,616	12,118	12,782
Mining	22	23	26	25	27	28
Manufacturing	440	459	499	531	542	553
Cottage Industry	224	231	237	263	274	282
Construction	583	718	1,020	1,338	1,494	2,092
Electricity, Gas & Water	34	38	39	42	48	52
Transport, Storage & Communications	690	805	852	1,093	1,306	1,767
Trade, Restaurant & Hotels	540	603	636	707	789	996
Finance, Insurance & Real Estate	1,095	1,171	1,412	1,534	1,785	2,198
Services	873	1,046	1,145	1,277 c/	1,350	1,555
Pbulic	(648)	(811)	(901)	(989)	(1,055)	(1,160)
Private	(225)	(235)	(244)	(269)	(295)	(395)
Gross Domestic Product at Factory Cost	15,936	16,589	16,255	18,426	19,733	22,305
Net Indirect Taxes	635	805	1,025	1,306	1,419	1,562
Gross Domestic Product at Market Prices	16,571	17,394	17,280	19,732	21,152	23,867
	(In Million Rupees at Constant 1974/75 Prices)					
Agriculture d/	11,550	11,615	11,141	11,141	11,480	10,933
Non-agriculture d/	5,021	5,685	6,681	7,070	7,285	7,577
Gross Domestic Product at Market Prices	16,571	17,300	17,822	18,211	18,765	18,510
Population (000)	12,439	12,704	12,979	13,265	13,557	13,855
GDP per Capita Rupees	1,346	1,362	1,373	1,373	1,384	1,336
" " " US$	103	104	105	105	104	102

a/ New series begun in 1974/75. Data for 1977/78 to 1979/80 are preliminary estimates.
b/ Includes fishing and forestry.
c/ Includes "extraterritorial" services item of Rs.19 million.
d/ Constant price series available at market prices only.

Sources: Central Bureau of Statistics and National Planning Commission.

表－2.3 外国人観光客の記録とホテルの収容人員数

	1975	1976	1977	1978	1979
1. Number of Tourist	92,440	105,108	129,329	156,123	162,276
2. Number of Hotel Beds	1,663	2,099	4,600	4,888	5,018

Note : Calendar year

Source: Department of Tourism thru "Economic Survey" 1979/80, Ministry of Finance, 1980

表－2.4 1980年～1985年総開発投資の内訳（1979／80年物価水準）

Rs. in million

	Public Sector 1/	Panchayat Sector	Private Sector	Total	%
Agriculture, Irrigation and Forest	6,260	490	3,820	10,570	31.1
Industry, Mining and Power	5,280	30	3,500	8,810	26.0
Transport and Communications	4,230	540	1,106	5,870	17.3
Social Services 2/	4,720	740	3,230	8,690	25.6
Total	20,490	1,800	11,650	33,940	100.0

Notes: 1/ Of the total development expenditures of Rs.21.75 billion to be incurred in the public sector, the sum of Rs.1.26 billion which is to go to other sectors as financial assistance, has been included in the sectors concerned instead of lumping it up with the public sector expenses. Of the net development outlay of Rs.20.49 billion, 60 percent or Rs.12.30 billion, is estimated to be spent in the form of investment.

2/ The amount shown under the head social services also includes expenses relating to residential housing construction and other miscellaneous development expenditures also.

Source: The Sixth Plan (1980 - 85), A Summary, Part 1, National Planning Commission, January 1981.

第3章　電力需要と供給

3.1　電力供給系統と機構

行政上、水資源省（Ministry of Water Resources, MWR）がネパールにおける電力開発と供給を管轄している。水資源省は、水動力委員会（Water and Energy Commission, WEC ）の協力を得て水資源及び電源開発政策を策定し、また電力関係諸機関を統轄する。水資源省の組織は図3.1.1に示すとおりである。

電気局（Electricity Department、ED）は水資源省に属し、その組織は図3.1.2に示すとおりである。電気局はネパールにおける発電設備と送電線の計画および建設を担当する唯一の機関である。電気局によって完成された電力設備は、後述の電力公社にに引き渡され、商業運転に供される。

ネパール電力公社（Nepal Electricity Corporation, NEC）は中・西部ネパールの電力系統内の発電設備を管理・運転し、また中部および西部開発区内でのインドとの電力輸出入も担当する。

東部電力公社（Eastern Electicity Corporation, EEC ）は東部ネパールにおける電力供給を担当し、また東部開発区におけるインドからの電力輸入も担当している。

ブトワル電力（Butwal Power Compamy, BPC ）は私企業であるが、電気局と協力して西部開発区のブトワル地域での電力供給を担当している。

3.2　ネパールの電力事情

3.2.1　発電設備

ネパールの現有発電設備は、表3.2.1および表3.2.2に示すとおりである。1975年時点の総設備容量はわずかに約65,000kWであった。

設備容量15,000kWのガンダキ水力発電所が1980年に完成し、また1981年にはヘタウダ発電所に設備容量10,000kWのディーゼル発電機が増設されたので、いくつかの老朽ディーゼル発電機の運転が停止されたものの、系統全体の供給能力は大きく拡充された。

1981年現在の総設備容量は85,100kWであり、これは水力52,100kW、ディーゼル28,500kWおよび火力 4,500kWから成る。この内、全体の90.1パーセントに当る77,100kWは

公共の電力機関が所有し、残りの 8,000kWは種々の工場等の所有する自家用設備である。

最大の発電設備容量は水力ではトリスリ発電所の21,000kW、ディーゼルではヘタウダ発電所の14,500kW、火力ではビラトナガール発電所の 1,400kWである。

月別のピーク電力供給能力は、系統内の水力発電所の出力の季節的変動に伴って表3.2.3に示されるように変動する。同表に示されているように、総ピーク電力供給能力は渇水月（3月）の63,200kWから雨季（7月～10月）の75,600kWの範囲で変動する。

3.2.2 電力需給の実績

1979年までのネパールにおける電力供給実績は、表3.2.4～表3.2.6に示されている。表3.2.4はネパール全体について、また表3.2.5と表3.2.6は各開発区ごとの電力供給実績を示す。

表3.2.4に示されているように、ネパールの電力需要は年平均16.5パーセントの割合で伸びてきた。しかしながら、総電力需要の大部分を占めるネパール中央電力系統（CNPS）の供給量の伸びが極端に落ちこんだために、ネパール全体の電力供給量の伸び率は1977／78年の11.1パーセントから1978／79年の 3.4パーセントまで大幅に低下した。ネパール中央電力系統では供給電力量自体は順調に伸びているものの、供給電力の伸び率は1977／78年の 9.0パーセントから1978／79年には 1.1パーセントに低下している。したがって、表3.2.5に示されているようにネパール中央電力系統の年負荷率は、従来40パーセント～44パーセントであったものが1978／79年には47.5パーセントにはね上がっている。

以上の事実は、ネパール中央電力系統内の需要が1978／79年にはその供給能力を上まわり、したがって電力供給量はその供給能力以下に限られるようになったことを示すものと考えられる。ネパール中央電力系統内の需要がその供給能力を上まわったという事実は、以下の考察からも理解されよう。

ネパール中央電力系統の夏期および冬期の日負荷曲線は、それぞれ図3.2.1および図3.2.2に示されるとおりである。夏期および冬期の負荷率はそれぞれ56.3パーセントと75.0パーセントである。冬期には電熱器が使用されていることを考慮すると、電力および電力量共に夏期よりも冬期に需要が大きいと推定される。それにもかかわらず、図3.2.1および図3.2.2に示されているように、冬期のピーク電力供給実績は夏

期を下まわり、また負荷率は高くなっている。したがって、系統の冬期供給能力は水力発電所の冬期出力が低下するため、系統内のピーク電力需要を大きく下まわっているものと推定される。地域別・時間別の計画的停電措置が慢性的に実施され、新規の受電申請の受け付けは停止されていた。この事実からも冬期の電力不足が深刻だったことがうかがい知れよう。

3.2.3　送電系統

図3.2.3は、1984／85年までに完成が予定されているネパールの送電系統を示す。中部ネパールの既存の66,000Vの送電線は、まずトリスリ発電所からカトマンズ、ヘタウダおよびおよびビルガンジ間に建設され、附属の変電所を通じて周辺地域に配電している。余剰電力はビルガンジからインドへ輸出されてきた。

クリカニ第1発電所のこの66,000Vの送電系統への投入に伴い、同発電所の発生電力を受電するためにシウチャタール変電所が建設された。スンコシ発電所とパタン変電所を結ぶ66,000Vの送電線は従来、上記の送電線とは独立して運転されてきたが、クリカニプロジェクトの一環として、上記66,000V送電系統に接続すべくシウチャタール変電所～パタン変電所間の送電線が建設中である。

ガンダキ発電所の完成に伴い、その電力を主消費地であるカトマンズ盆地に送電するため132,000V、1回線の送電線がバラトプールからヘタウダまで建設された。この132,000Vの送電線は、ヘタウダ変電所において132,000V／66,000Vの変圧器を介して前述の66,000Vの送電系統に接続されている。

3.3　電力需要予測

3.3.1　現　況

前節で述べたように、ネパール全体のピーク電力需要の伸び率は、1970／71年から1977／78年までは平均年率18.5パーセントを示してきたが、1977／78年には11.1パーセント、さらに1978年／79年には3.4パーセントと極端に低下した。対照的にネパール全体の年負荷率は1977／78年の42パーセントから1978／79年には46.2パーセントと高くなった。以上の事実は、1978／79年に電力需要が供給能力を、特に冬期において相当上まわったことを示す。このような深刻な電力不足のため、ネパールにおける電力の主消費地であるカトマンズ地域での計画的停電措置が余儀なくされ、又新規受電

申請の受け付けはクリカニ第1水力発電所が1982年に運転を開始するまで停止された。

このような電力供給事情から判断すると、電力系統の供給能力が需要を満たす程に拡充された暁には、電力消費量は当初の2～3年の間に飛躍的に増大すると考えられる。実際、クリカニ第1発電所の完成に伴いネパール中央電力系統の供給電力は35,000kWから56,000kWまで急増した。配電網は、クリカニ第1水力発電計画完成後、引き続いてカトマンズ盆地配電網計画により改善されている。また、第6次・第7次5ケ年計画により多種多様の工業プロジェクトやかんがいプロジェクトが計画されている。これらはいずれも電力需要の伸びにつながるので、電力需要予測に反映されなければならない。

3.3.2　ネパール政府による需要予測

開発投資計画作成のため、ネパール政府（HMG）は総需要予測とセクター別予測の2つの異なる方法で電力需要予測を行った。前者は過去の総電力消費実績に基づくものであり、後者は各部門別の過去の電力消費実績に加えて第6次・第7次5ケ年計画において想定された、非農業部門経済成長率と諸開発プロジェクトの電力需要を勘案して作成されたものである。この予測の結果は以下のとおりである。

(1)　総需要予測

前述のようなネパールの電力供給事情を考慮に入れた上で、電気局は西暦1999／2000年までの電力需要予測を1981年8月に作成した。これは上述のごとく過去の需要記録に基づくものであり、この電力需要予測に用いられた仮定と手順は、以下に説明されるとおりである。

i）電力需要の毎年の伸び率は、4つの開発区ごとに下記の範囲で漸減するものとする。

1977／78年から1999／2000年までの電力需要の想定成長率

（単位：パーセント／年）

開発区	東　部	中　部	西　部	極　西
想定成長率	25～10	15～ 9	25～10	30～10
1970／71年から1977／78年の平均実績成長率	23.6	15.6	44.1	113.0

ii）1977／78年の電力量需要実績を、予測のための基準とする。これは、1977／78年に記録された電力需要は、系統の供給能力不足の影響をまだあまり受けておらず、ほぼ真の需要を表しているものとみなされる一方、1978年／79年には中部開発区の供給能力が極端な不足に陥っているため真の需要を表わしていないという考えに基づく。

iii）基準年1977／78における電力量需要とその年負荷率は、表3.2.4の電力供給実績にしめされているように、それぞれ 186.6×10^6 kW時および42パーセントである。

iv）年負荷率は、1977／78年の42パーセントから漸増して、1999／2000年には45パーセントになるものと想定する。

v）ネパール中央電力系統内（全土に拡張後はネパール電力系統と呼称する）の電力需要だけを需要予測の対象とし、この系統にまだ接続されていない地域の需要は潜在需要とみなす。したがって需要予測上は、地方のそれまで独立していた小電力系統が、送電線の開発計画に従ってネパール電力系統に組み込まれる都度、電力需要がはね上がることになる。

開発区ごとに予測された電力需要および電力量需要は表3.3.1および表3.3.2に示されている。送電線開発計画に従って拡張されるネパール電力系統については、下表のようになる。

ネパール電力系統の総需要予測

会計年度	電力量需要 (10^6 kW時)	電力需要 (10^3 kW)	年負荷率 (パーセント)
1977／78	144.2	39.2	42
1978／79	165.8	45.1	42
1979／80	190.7	51.8	42
1980／81	218.7	59.4	42
1981／82	250.2	68.0	42
1982／83	297.0	80.8	42
1983／84	338.9	92.1	42
1984／85	416.0	113.1	42
1985／86	590.2	156.7	43
1986／87	710.2	188.5	43
1987／88	810.5	215.1	43
1988／89	920.8	244.4	43
1989／90	1,077.5	286.1	43
1990／91	1,212.6	314.6	44
1992／93	1,511.5	392.2	44
1994／95	1,847.3	479.3	44
1996／97	2,236.5	567.4	45
1998／99	2,689.6	682.4	45
1999／2000	2,942.2	746.4	45

(2) セクター別需要予測

前節で述べられた総需要予測が信頼に足る確実なものであることを確認する目的で、ネパール政府はさらに各部門別の過去の需要実績と、1980／81年から1989／90年をカバーする第6次・第7次5ケ年計画で想定された経済成長率と、諸プロジェクト開発計画に基づいて、各部門別の需要予測を行った。

このセクター別需要予測の概要は以下に示すとおりであり、その詳細と付属資料はJICA調査団の見解と共に付属書（D）に収録されている。JICA調査団の見解は全体としてこの需要予測の妥当性を裏づけるものであるが、同需要予測は工業部門の需要の伸びを過大評価しており、逆に一般家庭需要を過小評価しているので、両者が相殺されて全体としては妥当な予測であろうとするものである。

i）工業部門

工業部門の需要予測は、マクロ経済法に従って対数成長モデルを用いて行われた。このモデルは非農業部門の国内総生産（GDP）と工業部門への売電量

の過去10年間の相関関係、第6次・第7次5ケ年計画で想定された非農業部門のGDPの年成長率（それぞれ5.6パーセントおよび7.0パーセント）、および送電損失率が1980／81年の40パーセントから1989／90年には30パーセントまで改善されるとの想定に基づいて作成された。解析の結果、工業部門への売電量は第6次5ケ年計画中は年率17.8パーセント、第7次5ケ年計画中は年率22.5パーセントで増加すると予測され、また1989／90年には工業部門の電力需要は 489×10^6 kW時に達すると推定された。この予測結果は、第6次・第7次5ケ年計画でその開発が想定されている諸工業プロジェクトに対する総投資額と、工業部門の電力量需要とを、関係づけた別のアプローチ方法によって得られた予測結果にほぼ等しい。

ii）商業部門

過去の商業部門への売電量と外国人観光客数の間には、強い相関関係が認められるので、商業部門の需要予測は、第6次・第7次5ケ年計画によって想定された外国人観光客数の年成長率に基づいて行われた。その結果、予測された商業部門の電力量需要の年成長率は、全予測期間を通じて一定の15パーセントであり、これは丁度1971／72年から1979／80年までの過去の年平均成長率に相当しており、1989／90年には商業部門の電力量需要が 82.0×10^6 kW時に達すると推定された。

iii）かんがい用電力需要

ネパール政府は第6次5ケ年計画中に23,750ヘクタール、第7次5ケ計画中に86,000ヘクタールの土地を、地下水あるいは河川水揚水方式のかんがいにより開発することを計画している。このかんがい部門の電力量需要は、現在進行中のものおよび第6次・第7次5ケ年計画によって実施される予定のものとの合計11のかんがいプロジェクトの想定電力量需要、開発年次、想定年負荷率50パーセント、11のかんがいプロジェクト間の電力量需要の同時発生率35パーセント、および送電損失率20パーセントに基づいて予測された。1989／90年のかんがい部門の電力量需要は 183.4×10^6 kW時に達すると推定されている。

iv）一般家庭部門

一般家庭部門の電力量需要は、工業部門の予測に用いられたマクロ経済法で

予測された。同様の方法で作成された対数成長モデルと非農業部門のＧＤＰの想定成長率に基づいて、一般家庭部門の電力量需要は、1984／85年に 186.3×10^6 kW時、1989／90年には 325.0×10^6 kW時に達すると予測された。一般家庭部門の電力量需要は、もうひとつの別の方法でも予測された。すなわち、一般家庭部門の需要家数は、第６次・第７次５ケ年計画の期間を通じて年率 8.2パーセントで増加し、また給電制限の実施により現在のところ抑圧されている１需要家当り年間電力消費量約 800kW時が、今後毎年20kW時ずつ伸びるであろうとの、２つの仮定に基づく予測方法である。この方法によると、1989／90年の一般家庭部門の電力量需要は 300.2×10^6 kW時と算定されている。

ｖ）街灯、給水事業およびその他の電力需要

前述の４つの部門以外の電力量需要として街灯、給水事業、発電所所施設需要およびインドへの電力輸出が考慮された。街灯および給水事業の電力量需要は一般家庭部門の需要家数と強い相関関係が認められるので、1980／81年から1989／90年までの１需要家当り年間電力量需要は一定とし、街灯用が20kW時／需要家、給水事業用が10kW時／需要家として推定された。発電所諸施設需要は過去５年間の実績に基づいて、常に総電力量需要の 1.5パーセントと仮定された。またインドへの電力輸出は、過去５年間の水準がそのまま維持されるものと仮定して、年間６×10^6 kW時とされた。このようにして当部門の1989／90年の年間電力量需要は32.2×10^6 kW時と推定された。

以上のセクター別電力量需要予測の結果は表3.3.4にまとめられている。

3.3.3　JICA調査団による中間報告書Ｉの需要予測

JICA調査団は前述のネパール政府による需要予測とは別に、1981年７月にネパール政府に提出された中間報告書Ｉの作成に当って電力需要予測を行った。総ピーク電力需要の年成長率は、1980／81年から1985／86年までの５年間に対しては17.9パーセント、それ以降1990／91年までの５年間については10.5パーセントと推定された。予測された総電力および電力量需要は、表3.3.3にまとめられている。

3.3.4　採用された需要予測

総需要予測、セクター別需要予測およびJICA調査団による需要予測の３種類の電力量需要予測結果を、図3.3.2に示す。同図に見られるように、予測期間の後半にお

ける電力量需要はいずれもほぼ一致しており、この3つの需要予測結果の間には本質的な相違はないことが認められる。特に、サプトガンダキプロジェクトが発電を開始する1989／90年の電力量需要は、3予測共にほとんど一致している。したがって、予測期間の後半における電力量需要予測結果は妥当であると判断される。サプトガンダキプロジェクトの以降のフィージビリティスタディ遂行に当っては、図3.3.2に実線で示されており、比較的低目の数字を与える総需要予測による電力量需要を採用することに決定された。

ピーク電力需要は、予測された電力量需要と仮定された将来の年負荷率から求められた。ネパールにおいては、過去10年間の年負荷率は41パーセントから42パーセントを示しており、特別な変化は認められない。1978／79年には年負荷率が46.2パーセントにはね上ったが、これは同年に生じた電力供給不足によるものであり、需要構造が変化したものではない。このような過去のトレンドを考慮に入れて、年負荷率は1977／78年の42パーセントから除々に上昇して、1999／2000年には45パーセントに達するものと想定された。

このようにして予測されたピーク電力需要は図3.3.1に示されている。同図中、実線で示されているピーク電力需要は、総電力量需要予測に基づくものであり、サプトガンダキプロジェクトのフィージビリティスタディに採用された。

3.4 電力系統の拡張計画

3.4.1 発電設備

設備容量15,000kWのガンダキ水力発電所が1980年に完成し、またヘタウダディーゼル発電所の設備容量が1981年に10,000kW増設されたことにより、ネパール電力系統の総設備容量は近年顕著な伸びをみた。また、1982年初頭には設備容量60,000kWのクリカニ第1発電所が運転を開始したので、同電力系統の乾季におけるピーク電力供給能力は123,000kWに達した。このピーク電力供給能力は、70,000kWと推定される現在のピーク電力需要を十分賄うことができるので、ネパールの電力供給事情は大幅に改善された。

しかしながら、図3.3.1に示されているようにネパールの電力需要は、今後急激に増加すると予測されている。ネパール電力系統内のピーク電力需要は1984／85年には

113,000kW、1989／90年には 286,000kW、さらに1994／95年には 479,000kWに達すると予測されている。したがって、クリカニ第1発電所によって増強された系統の供給能力 123,000kWも1984／85年には飽和状態になるものとみられる。

これ以降の電力需要を賄うために、ネパール政府は下記のような電力供給能力の増強を計画している。

— バラトプール～ポカラ間を結ぶ 132,000V、延長86kmの送電線を1982／83年までに建設する。これにより、設備容量 1,000kWのポカラ水力発電所がネパール電力系統に組み込まれる。

— トリスリ水力発電所の日調整池を1982／83年までに改修して、そのピーク出力を現在の18,000kWから20,000kWに増強する。

— 設備容量14,100kWのデビガット水力発電所を1984／85年に完成させる。

— 設備容量32,000kWのクリカニ第2水力発電所を1986／87年に完成させる。

以上の電力増強計画により、系統の総ピーク電力供給能力は 238,000kWとなり、1988／89年までの電力需要を賄うことができよう。それ以降の電力需要の伸びに対処するために、さらに新規電源開発を促進することがいかに必要であるか痛感されている。ネパール政府は引き続き電力供給能力を増強するため、サプトガンダキプロジェクト、ムルガットプロジェクト、カンカイ多目的プロジェクト（もしくはカリガンダキプロジェクト）、およびその他の水力発電プロジェクトを選定し、現在そのフィージビリティスタディが実施されている。

以上のネパール政府による発電設備計画すなわちピーク電力供給能力増強計画は表3.4.1にまとめてあり、また図3.4.1にはピーク電力需要と共に視覚的に比較表示してある。

3.4.2 送電網

既設送電網の拡張計画は、既に3.2.3項でも触れたように以下のようなものである。

ガンダキ水力発電所からバラトプールを経由してヘタウダに至る1回線・132,000Vの送電線が、同発電所の発生電力を、電力の主消費地であるカトマンズ盆地まで送電するために建設された。この 132,000Vの送電線は、ヘタウダ変電所において132,000V／66,000Vの変圧器を介して、既設の66,000V送電系統に接続された。

この 132,000Vの送電線をさらに拡張して、中部ネパールにおける 132,000V幹線

送電網を確立し、これをさらに東部ネパールのビラトナガール、および極西部ネパールのネパールガンジまで延長しようと計画されている。132,000V幹線送電網のマスタープランに従って、それぞれの地域における発電所の建設計画と歩調を合わせて、下記送電線が建設中もしくは建設予定である。

(1) マルシャンディ～カトマンズ …… 1回線

(2) マルシャンディ～バラトプール …… 1回線

(3) デュンキバス～ブトワル …… 1回線（将来2回線）

(4) ブトワル～ネパールガンジ …… 2回線

(5) ヘタウダ～ジャナカプール～ビラトナガール… 2回線

クリカニ第2水力発電プロジェクトによって、ヘタウダとカトマンズのシウチャタール変電所間に、132,000Vの送電線が2回線用鉄塔の片側1回線架線方式で建設されることになっている。

以上の送電網拡張計画を念頭に置いた上で、サプトガンダキ発電所を下記3路線の新設送電線により、上記132,000V幹線送電網に接続することを提案する。

(1) ヘタウダまでの2回線送電線

(2) バラトプールまでの1回線送電線

(3) デュンキバスまでの1回線送電線（ただし将来は2回線）

(4) デュンキバス～ブトワル間の既設鉄塔の残り1回線の架線（この鉄塔は2回線用として設計されているが、現在は片側1回線だけ架線されている。）

サプトガンダキ発電所の大部分の発生電力量は、いったんヘタウダ変電所に送電され、そこから主要電力消費地であるカトマンズ盆地、および東部ネパールに配電されることとなろう。当プロジェクトによって建設されるべき送電線については6.7節で詳述されている。

表－3.2.1　ネパールの1981年現在の既設発電設備容量

Location	Type	Ownership	Installed Capacity (MW)
Eastern Region:			
Ilam	Diesel	NEC	0.200
Bhadrapur	"	"	0.346
Dhankuta	Hydro	"	0.240
Biratnagar	Diesel	"	2.934
"	"	Private	2.579
"	Steam	"	1.400
	Sub-total:		7.699
Central Region:			
Godawari	Hydro	Agril. Dept.	0.030
Janakpur	Diesel	NEC	0.032
Bharatpur	"	"	0.600
Sunkosi	Hydro	"	10.050
Trisuli	"	"	21.000
Panauti	"	"	2.400
Sundarijal	"	"	0.600
Pharping	"	"	0.400
Patan	Diesel	"	1.490
Kathmandu	"	"	1.728
Hetauda	"	"	14.470
Various	Steam	Private	2.400
	Sub-total:		55.200

Location	Type	Ownership	Installed Capacity (MW)
Western Region:			
Pokhara	Hydro	NEC	1.000
"	Diesel	"	1.068
Tansen	"	"	0.224
Bhairawa	"	"	0.500
Taulihawa	"	"	0.050
Bahadurgunj	"	"	0.025
Krishnanagar	"	"	0.112
Gandaki	Hydro	GOI	15.000
Butwal	"	Butwal Power Co.	1.280
"	Diesel	"	0.225
Various	"	Private	0.330
"	Steam	"	0.750
	Sub-total:		20.564
Far Western Region:			
Chorahi	Diesel	ED	0.050
Tulsipur	"	"	0.075
Surkhet	Hydro	"	0.345
"	Diesel	"	0.020
Nepalgunj	"	"	0.528
Dhangadhi	"	"	0.025
Mahendrangar	"	"	0.025
Various	"	Private	0.534
	Sub-total:		1.602
	Grand total:		85.065

表－3.2.2 1981年現在既設発電設備容量と乾季のピーク電力供給能力

(Unit: MW)

Region	Hydro P/S	Diesel P/S	Steam P/S	Total	Available Output in Dry Season
Eastern Reg.	0.240	6.059	1.40	7.699	
Central Reg.	34.480	18.320	2.40	55.200	
Western Reg.	17.280	2.534	0.75	20.564	
Far Western Reg.	0.345	1.257	-	1.602	
Total:	52.345	28.170	4.55	85.065	63.202*

*: Reference is made to Table-3.2.3.