

ネパール国
アッパーセティ水力発電計画調査
(プロジェクト形成調査・予備調査)
調査報告書

2004年11月

独立行政法人 国際協力機構
経済開発部

経 済

JR

04-051

ネパール国
アッパーセティ水力発電計画調査
(プロジェクト形成調査・予備調査)
調査報告書

2004年11月

独立行政法人 国際協力機構
経済開発部

報告書構成

本報告書は、以下二つの調査報告から成る。

- I 鉱工業プロジェクト形成基礎調査
(ネパール国アッパーセティ水力発電計画調査) 報告書 (2004年9月)
- II ネパール国アッパーセティ水力発電計画調査 (予備調査) 報告書
(2004年11月)

鉱工業プロジェクト形成基礎調査
(ネパール国アッパーセティ水力発電計画調査)

報告書

2004年9月

独立行政法人国際協力機構
経済開発部
第二グループ電力チーム

【目次】

1 調査の背景、目的等	1-1
1. 1 調査の背景	1-1
1. 2 調査目的	1-1
1. 3 調査団構成	1-1
1. 4 調査スケジュール	1-2
1. 5 主要面談者	1-2
2 調査結果概要	1-3
2. 1 調査結果のポイント	1-3
2. 2 合意済み M/M	1-6
3 技術的特記事項に関する報告	1-7
3. 1 想定される検討課題	1-7
3. 2 クリカニ第3との関連について	1-9
4 社会環境配慮事項に関する報告	1-11
4. 1 環境社会配慮に関する調査及び EIA 手続き進捗状況の概要	1-11
5 ネパール情勢及び電力セクター概要	1-14
5. 1 経済概況	1-14
5. 2 電力セクターの政策	1-15
5. 3 電力事業の実施体制	1-17
5. 4 電力施設概要	1-23
5. 5 他ドナーの電力セクター支援状況	1-26

6	電力需給計画	1-29
6. 1	需要想定	1-29
6. 2	電力供給計画	1-29
6. 3	送変電設備計画	1-31
7	アッパーセティ水力発電計画及び経済性比較	1-33
7. 1	事業概要	1-33
7. 2	他地点との比較	1-36
8	協議録集	1-39
8. 1	JICA ネパール事務所との打合せ	1-39
8. 2	MOF 表敬	1-40
8. 3	MOPE 表敬	1-42
8. 4	NEA 表敬、打合せ	1-42
8. 5	NEA 打合せ	1-44
8. 6	尾崎専門家との打合せ	1-45
8. 7	MOWR 表敬	1-46
8. 8	在ネパール日本大使館表敬	1-46
8. 9	NPC 表敬	1-49
8. 10	JICA ネパール事務所への報告	1-50

別添資料

- 署名された M/M
- 電気料金表
- 系統図
- 質問表及びその回答
- 収集資料リスト
- Web サイト情報

略語 (Abbreviation)

ADB	Asian Development Bank
CAS	Country Assistance Strategy
CDP	Corporate Development Plan FY2003/04-2007/08
D/D	Detailed Design
DOED	Department of Electricity Development (of MOWR)
DSM	Demand Side Management
EIRR	Economic Internal Rate of Return
EPR	Environment Protection Rule
F/S	Feasibility Study
FIRR	Financial Internal Rate of Return
GDP	Gross Domestic Product
IDA	International Development Association
IMF	International Monetary Fund
IPP	Independent Power Producer
JBIC	Japan Bank for International Cooperation
JICA	Japan International Cooperation Agency
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
MOF	Ministry of Finance
MOPE	Ministry of Population and Environment
MOWR	Ministry of Water Resources
NEA	Nepal Electricity Authority
NEIG	National Environment Impact Guideline
NP	Nepalese Rupee
NPC	National Planning Commission
O&M	Operation and Maintenance
PPA	Power Purchase Agreement
ROR	Run-Off-River
T/L	Transmission Line
TA	Technical Assistance
TOR	Term of Reference
UNDP	United Nations Development Program
USAID	United States Agency for International Development
WB	World Bank



84

84

図. サイト位置

1 調査の背景、目的等

1. 1 調査の背景

ネパール国（以下「ネ」国）は、第10次5ヵ年計画（2002年度～2007年度）において、貧困削減を最大の課題として捉え、それに向けた取組みの中で水資源開発を優先分野の一つとして挙げ、電化率の向上と新規水力発電開発の数値目標を設定している。

電力公社（NEA）では、増大する電力需要に対応して計画的に水力発電所建設を行ってきており、2004年度より運転開始のカリガンダキ（144MW）（アジア開発銀行（ADB）、国際協力銀行（JBIC）の協調融資）の後、2005年運転開始予定のミドルマルシャンディ（70MW）（ドイツ国による援助）が建設中であるほか、IPP（独立発電事業者）により4ヵ所の発電所（計45MW）建設が行われている。しかしその後の計画については、2007年運用開始を予定しているクリカニ第三水力発電所計画があるのみで、2008年以降の具体的な開発計画がないため、調査・計画・設計・建設に要する期間を考慮すると、現時点から新規計画の検討に着手することが不可欠な状況となっている。

一方、「ネ」国の発電設備の多くはピーク発電が出来ない流れ込み式である。今後の電力需要の増大に応えるためには、年間調整型のピーク発電所の建設が不可欠であるが、このタイプの発電所は現状では我が国援助によるクリカニ第一と第二発電所のみである。

これらの状況から、年間調整型のピーク発電所として運転するアッパーセティ水力発電計画は有効性が高いと考えられ、「ネ」国から我が国政府に対し、本計画に係るフィージビリティ調査（F/S）が要請された。

1. 2 調査目的

本調査の目的は、アッパーセティ水力発電計画調査の実施可能性を確認し、F/Sの実施可否の判断に資することを目的とし、当該計画調査に係る現況調査、他案件との必要性の比較、課題の抽出、さらに「ネ」国関係機関と協議等を行うことである。

1. 3 調査団構成

総括／団長	村上 雄祐	JICA 経済開発部第二グループ電力チーム長
電力技術協力	足立 隼夫	海外電力調査会電力国際協力センター部長
環境影響評価	今井 千郎	JICA 国際協力専門員
調査計画	前原 充宏	JICA 経済開発部第二グループ電力チーム
電力開発計画	川野 泰	東京電力株式会社

1. 4 調査スケジュール

- 7月20日(火): 12:35 カトマンズ着 (TG319)
15:00 JICAネパール事務所表敬
- 7月21日(水): 9:30 Ministry of Finance (MOF)協議
10:30 Ministry of Population and Environment (MoPE)
協議
14:00 Nepal Electricity Authority (NEA) 表敬
・協議
- 7月22日(木): 10:00 NEA 協議
14:00 Ministry of Water Resources (MoWR) 表敬
15:00 NEA 協議
- 7月23日(金): 9:00 在ネパール日本大使館表敬
現地調査(カトマンズ-ポカラ)
- 7月24日(土): 現地調査(ポカラプロジェクトサイト
-カトマンズ)
- 7月25日(日): 団内打合せ
- 7月26日(月): 10:00 NEA 協議
10:00 National Planning Commission (NPC) 表敬
14:00 NEA 協議、M/M 署名
- 7月27日(火): 10:00 JICAネパール事務所報告
13:40 カトマンズ発 (TG320)

1. 5 主要面談者

- ・ NEA
Dr. Janak Lal Karmacharya : Managing Director
Mr. Bhoj Raj Regmi : General Manager

- ・ 在ネパール日本大使館
大坂一等書記官

- ・ JICAネパール事務所
吉浦所長、徳田担当、Mr. Sourab Rana

- ・ JICA 専門家
尾崎専門家

2 調査結果概要

2. 1 調査結果のポイント

調査結果のポイントは以下のとおりとなる。

2. 1. 1 序論

アッパー・セティ水力発電計画調査については既にネパール電力公社（NEA）独自で F/S 調査を実施済みであり、NEA 側の JICA に対する要望は NEA の F/S 調査の不足分を補うアップグレーディング F/S の実施と借款を受けられるレベルの Bankable Document の作成である。

本調査団としては本 F/S の必要性そのものと、必要と認められた場合は環境社会配慮面を含め追加調査が必要な項目は何かについて NEA をはじめ、人口環境省（MOPE）、水資源省（MOWR）、財務省（MOF）等の関係機関と協議を実施し、その結果を議事録（M/M）に取りまとめ7月26日に署名交換を行った。概要につき下記のとおり報告する。

2. 1. 2 全体

ネパールにおける電力開発は、第10次5ヵ年計画のなかでも最優先分野の一つに位置づけられており、また増大する電力需要（年間平均増加率約8%。現在の電力容量609MWに対し、2011年には932.2MW、2020年には1,820.3 MWに需要が想定されている。）に対応するためにも早期に電源開発計画に着手することが望まれている。

本調査団としては、下記のとおり増大する電力需要に対する最も有効な手段である貯水池方式水力発電計画のなかでも、ネパールとして実施可能性のある唯一の計画である本プロジェクトの F/S 調査を実施する必要があると考える。

ただし、貯水池方式水力発電計画は、住民の移転問題や土地の水没、堆砂問題等環境面でのマイナスもあるため、後述のように適切な環境社会配慮の実施が計画推進の前提となる。

2. 1. 3 アッパー・セティ水力発電プロジェクトの優位性

(1) 水力発電と火力発電の比較

ネパールの電源開発はこれまで豊富な包蔵水力量を活かした水力発電がほとんどを占めているが、今後の計画について火力発電の可能性も含め NEA と協議を実施した。

その結果火力発電については、ネパールには燃料資源がないため燃料を輸入するためのコストが必要となる点、また燃料輸入に伴うエネルギーセキュリティの点から、NEA 側にはその開発の意思がないことが明らかになった。

一方、水力発電の場合、上記のとおりネパール国内に水資源が豊富にあること、またこれまでの水力開発の経験からある程度 NEA 内にノウハウの蓄積があることなどから、NEA としては今後の計画についても水力をメインにしたい意向であり、調査団としても当面は水力発電を中心にするのが得策であると考えられる。また水力発電所の形態については、増大する電力需要に対応するためにも、河川流量に左右され需要の多い乾季に電力不足を招く従来型の流れ込み方式の水力発電所ではなく、年間調整が可能な貯水池方式水力発電所がより有効ではないかと思われる。

(2) クリカニ第 3 プロジェクトとの比較

年間調整が可能な貯水池方式水力発電計画については、本プロジェクト以外に既に JICA が F/S を実施したクリカニ第 3 プロジェクト（クリカニ第 1、第 2 発電所とあわせてクリカニ水力発電計画（貯水池方式）を形成するものだが、第 1、第 2 発電所は既に運用開始済である。）があるが、二つのプロジェクトを比較した場合、下記のとおり特に経済性の面から本プロジェクトの優位性が高く、環境面で適切な環境社会配慮がなされれば、本プロジェクトの実行可能性が勝っていると思われる。

なお NEA の説明によれば、既にクリカニ第 3 プロジェクトは経済性の理由により NEA の開発計画から削除されており、本プロジェクトが唯一の貯水池式水力発電計画となる。

① 経済性

予想される財務的内部収益率（FIRR）で両プロジェクトを比較した場合、本プロジェクトが 18%、電力料金 5.7 セント/kwh であるのに対してクリカニ第 3 プロジェクトは 5%、電力料金 7.11 セント/kwh と低く、かつネパール政府からの現行の貸付金利 10.25% を考えれば、クリカニ第 3 プロジェクトは経済性の面から実施が難しい可能性が高い。また設備利用率の観点からみても本プロジェクトが年間平均約 4,600 時間に対し、クリカニ第 3 プロジェクトは約 1,000 時間であり、電気料金収入から見た経済性についても本プロジェクトが大きく優位性を保っている。

② 設備能力

総電力量に対する発電所の電力量、ピーク電力に対する発電所の出力を比較した場合、本プロジェクトはそれぞれ 13.2%（558GW/4,235GW）、13.1%（122MW/930MW）であるのに対し、クリカニ第 3 プロジェクトは 1.4%（47.3GW/3,418GW）、6%（45MW/750MW）と高くなく、需給に占める重要度が相対的に低い。

③ 環境面

住民移転、水没土地面積等環境面で比較した場合、本プロジェクトは NEA が実施した F/S 調査によれば、移転対象住民 45 家族（一家族平均 5～6 名）、土地の水没等の影響を受ける住民 3 2 4 家族（一家族平均 5～6 名）と予測されているに対し、

クリカニ第3プロジェクトは、JICA 開発調査「クリカニ第3水力発電所開発計画調査」の結果としては、移転対象住民 25 家族程度であり（土地の水没等の影響を受ける住民は不明）、本プロジェクトの環境面の影響は大きい。

2. 1. 3 環境社会配慮

(1) JICA 環境社会配慮ガイドラインの適用

本プロジェクトは上記のとおり住民の移転問題や土地の水没、堆砂問題等環境面での影響が大きいため、本 F/S は JICA 環境社会配慮ガイドライン上カテゴリ A に分類されることが濃厚であり、案件採択後は本ガイドラインの適用が必須となる。一方でネパール側は環境影響調査（EIA）を実施済みであり、その報告書は NEA から MOWR を経由して MOPE に提出されており、今後 MOPE 内の委員会での審査を経て、本年末には EIA としての承認可否の結論が出る見通しである。

ネパール側の EIA が承認された後に JICA 環境社会配慮ガイドラインに沿った調査が実施可能かどうかという点に関しての NEA 側の回答は、何ら問題はなく実施可能であるというものであり、JICA 環境社会配慮ガイドラインの本 F/S への適用について NEA 側と合意した。

さらに、環境社会配慮調査の結果をプロジェクトの実施決定において十分考慮するという JICA 環境社会配慮ガイドラインの要求についても、NEA 側より本プロジェクト実施に向けての意思決定の適切な段階で確保できるとの回答があった。

(2) 住民移転

環境面の影響の中でも住民移転に関連した問題は特に留意する必要がある。NEA 側が実施した F/S 調査では補償に係る具体的な対策については調査されておらず、JICA が F/S 調査を実施する際には JICA 環境社会配慮ガイドラインのプロセスに従い、具体的な補償内容の提言を盛り込むことが必須である。

2. 1. 4 その他

(1) 本プロジェクトの採択可否は今後日本側の関係省庁等との協議を経て決定されるが、NEA はアップパー・セティ水力発電所の運用開始を当初計画の 2012/2013 年から 2010/2011 年に前倒しすることを希望しており、仮に本 F/S を実施する際は適正かつ可能な範囲でネパール側の希望を考慮した上で、調査スケジュールを検討することも必要であると考え。また全体のプロジェクトスケジュールを短縮するためにも、本 F/S 開始前に NEA 側で可能な調査（地質調査、堆砂量測定等の一部）を NEA 自ら実施することにより、本調査の効率的実施につなげることも重要である。

(2) 本 F/S が採択になった場合、早ければ本年 9 月末日または 10 月上旬に予備調査団を派遣する予定である。

2. 2 合意済み M/M

別添 1 参照

3 技術的特記事項に関する報告

3.1 想定される検討課題

NEAの現時点における報告書によると、Upper Seti 水力発電プロジェクトは、インダス川の支流 Seti 川の上流部、流域面積1,502平方kmの地点に、高さ136m、長さ150mのコンクリート重力式ダムを築造し、満水位EL425mにて総貯水容量331.7百万立方m、有効貯水容量270.3百万立方mにて調節を行い、最大使用水量毎秒141立方mを、ダム右岸に設置する地下発電所に導水し、有効落差87.8mにて、最大出力122MWを得ようとする貯水池式ダム直下型水力発電所である。



今後開発調査を行う場合、一般的な検討事項の他、特に注目すべき主要な検討課題は次の通りである。

(1) 最適規模の再検討

現在、基本的に合成された30年間の流量資料を基に検討を行って、上流部で出来るだけ水没移住対象戸数（現時点推定45家族）を少なくするためにダム満水位をEL425mに押さえた結果、95%の供給信頼度で常時出力が33.1MWにな

るものと算定し、これを日6時間のピーク発電を行うとして、最大出力122MWと想定している。しかし、なお現在流量測定中の下流の測水所（2000年より測定開始）の資料を蓄積中であること、貯水池上流部の水没補償の影響が懸念されること、など2、3の不確定要因があると思われるので、これら事項の再検討によって、出力規模の最適化を更に図る必要がある。

（2）地質調査の追加

ダムサイトの地形は急峻で、現在までボーリング調査などを実施してきたNEAも、次期乾期に更に調査工事を続行する構えであるが、調査実施のための仮設備も貧弱で、どこまで遂行可能か、予断を許さない状況である。特に、右岸部のダム基礎と、重要な代替案である地下発電所サイトの地質把握には、なお十分な見通しが立っていない。更に、現地でのボーリング坑を利用した諸テストは、設備不足から、現在のNEAの能力から見て、実施が困難と思われる。従って、開発調査実施に際しては、相当の技術的な支援が必要と思われる。

（3）堆砂量の算定と対策

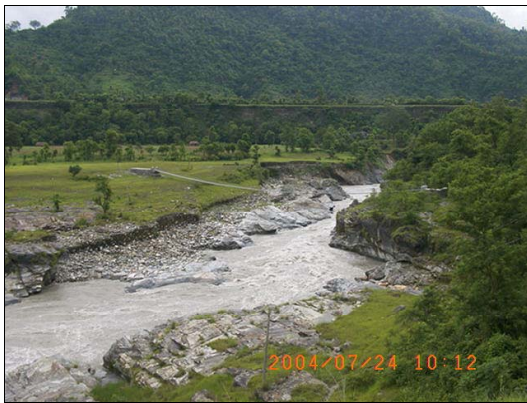
本計画にとって、貯水池の堆砂問題は致命的である。まず、上流からの流砂量の推定が必要であるが、このためには流水の測定分析や河床砂礫の流土分布などの特性を調査する必要がある。NEAは、従来の測定に加えて、更に今後も測定を継続する予定であるので、これらの資料を分析の上、適切な堆砂の予測とこれに対する排砂の設計をダム設計に組み込む必要がある。このためには、十分に経験を踏まえた高度な分析能力と設計能力が必要となる。

（4）背水と背砂現象の解明

貯水池末端で起こる洪水時の背水現象と背砂の影響は、末端に近くに居住する住民に対して大きな影響を与え、場合によってはダム高さを変更せざるを得ない場合も想定できる。NEAは現在この分析を進めているが、現計画はとりあえず静水位に10mを加算して、補償などの影響を調査したもので、この点については非常に微妙な位置関係にあるので、更に新たな資料を基に、背水及び背砂の現象を解析する必要がある。



貯水池末端、上流より下流、堆砂注目 貯水池最末端に於ける狭窄部、その影響は？



貯水池終端付近、下流方向、散在する家 ダム下流、測水付近、下流方向

3. 2 クリカニ第3との関連について

クリカニ第3と本計画の関係については、既にJICA専門家等により検討がなされ、ベースに若干の差があるものの、財務的内部収益率(クリカニ第3 FIRR 5.0%、料金7.11セント、アッパーセティ FIRR 18.0% 料金5.7セント)の決定的な差と乾期対応能力への差が明らかにされている。今回調査団も、この点を概略照査してみたが、アッパーセティが年間平均4600時間運転対応に対して、クリカニ第3は1000時間運転となっており、経済性、特に電気料金を便益とした財務分析では、両者に決定的な差が現れている。

従来の経緯を踏まえて、今回の調査と過去の報告書を参照した結果、調査団の見解としては、クリカニ水系の開発は一貫して行われてきたもので、地理的關係や第1、第2の開発を含めて、極めて大きな貢献をしてきたが、最後に残った第3は、増分として考えると、財務的に難しい点がある。それに対して、アッパーセティのケースは、地形や地質条件から、NEAのみの調査能力では、対応が困難であった

ことが対応の遅れに繋がっていると判断した。今回、先方は予備的な調査報告書を準備しているが、ダムサイトの地質調査は、まことに貧弱で、今後何らかの外国からの支援がなければ、調査は困難であると思われる。

4 社会環境配慮事項に関する報告

4. 1 環境社会配慮に関する調査及び EIA 手続き進捗状況の概要

環境社会配慮に関するネパールの法、ガイドラインとしては Environment Protection Rule (EPR:1997) および National Environment Impact Guideline (NEIG:1993)がある。NEIG は EIA を必要とするプロジェクト、TOR の様式、環境影響報告書の様式を定めている。EPR は EIA の行政手続きのフレームワークを定めており、さらに上述した NEIG で定めた TOR をあらためて採用している。アッパー・セティ水力発電所の EIA に関しては、上記の法、ガイドラインに基づき正式な EIA 手続きが開始されている。即ち、NEA により EIA 調査が行われ、その結果を纏めた EIA 報告書が水資源省を通じ人口環境省に送付されている段階にある。EIA 手続きは本年末には終了する見通しとのことである。JICA 環境社会配慮ガイドラインが要求している“プロジェクトの計画作成とその実施の決定において、環境社会配慮調査結果を十分考慮することが求められる”点の確保については、EIA 手続き完了後に作成され、且つ、プロジェクト実施の基礎となる Environmental Management and Mitigation Plan に組み入れることで対応できることが分かった。

JICA 環境社会配慮ガイドラインとの関連で注目すべきは、NEA による EIA 調査の過程で、公聴会がスコーピングおよび Draft Final 報告書の段階で行われていることである。特に Draft Final 報告書の段階ではステークホルダーとの協議が行われ、住民から移転に伴う関連対策に対する要望が出されている。更に、Land Acquisition Act, 2034 およびステークホルダーとの協議結果に基づき住民移転に関する基本情報の収集（移転家族数、補償対象家族数等）と対策の基本メニューが提示されていることである。一方、EIA 報告書の 11 章 Summary EIA Conclusion and Recommendation の Recommendation に於て、詳細な環境管理計画の検討を D/D 段階で行なうことが提案されている。これは D/D 段階でダム configuration と engineering parameters が変更あるいは微調整されうることに対応したものである。EPR の規定によれば、住民移転計画の詳細検討はこの D/D 段階で行なうこととされている。D/D 段階で行うとされている詳細な環境管理計画に含むべき事項として、冠水に伴う critical area, 崖地帯周辺の settlement への対応、追加的調査として堆砂、魚の生態、植生、脆弱地域のマッピング、community managed forests、農業慣行が挙げられている。

このように、NEA による EIA 調査では環境影響に関する基礎的調査が分野により濃淡はあるもののかなりのレベルで行われ、その調査に基づく対策案の検討もされている。しかし、全般的には以下の事項について補足・強化する必要があると思われた。即ち、NEA による EIA 調査結果の一層深い解析とそれを踏まえた対策案の検討、個別的に提示されている諸対策の相互関連に着目した対策の考察、季節変動

をカバーした調査（特に水質）、ダムの堆砂・排砂・維持流量等ダムの設計・運用により規定される環境状況に伴う環境影響の吟味等である。一方、NEA による EIA 調査が今後社会環境配慮を検討する際の貴重な基礎となることも確かである。

以上の状況と観察を踏まえ、要請された F/S 調査の中で JICA ガイドラインに基づく調査を如何に実施するかについてネパール側と協議を行なった。一般的な調査事項の他、特に取り上げるべき主要な検討課題は以下の通りである。

（１）ダム下流地域への影響評価

- ・季節的なダム貯水量の変化、ピーク発電のための運転によりダムの放流および湖面の水位の変動が生じ、これがダム下流域に環境影響を与える。
- ・NEA による EIA 調査では魚類のマイグレーション、産卵等に対する現況調査が詳細に行われている。またダム下流域の維持水量の変化（計画されている 2.4 m³/s に加え 6 m³/s, 12 m³/s) に対する魚類の生態への影響の比較も試みている。このように基本的現況調査と一定の影響の解析を行っているが、維持水量放流時だけでなく、全般的な放流パターンに伴う影響、排砂による影響、下流で合流するマジ川による影響軽減の可能性、長期的に生じるであろう河床低下の影響等について調査を行う必要がある。

（２）堆砂の影響評価

- ・堆砂問題および堆砂対策は環境影響を左右する重要な因子である。
- ・NEA の EIA 調査では堆砂問題の定性的調査を行い、堆砂およびその対策に伴う影響の指摘を行い、幾つかの対策を提示している
- ・しかし、B. 1. (3) で提示された適切な堆砂の予測とこれに対する排砂の設計を踏まえた堆砂の環境社会配慮を検討する必要がある。これには貯水地のの上流端に留まらずダム下流域の河床および河岸の侵食、漁業等の人間活動への影響を含む必要がある。

（３）住民移転と補償計画

- ・ネパールの EPR では詳細な移転・補償計画は D/D の段階で行うこととされている。このため、NEA の EIA 調査では住民移転に関する土地取得、補償の基礎的検討がステークホルダー会議の結果も踏まえながら行われている。また、就業機会の提供（貯水面を利用した魚の養殖、建設時における工事労働、観光開発等）も検討されている。
- ・このような NEA の EIA による先行的ステークホルダー会議と住民移転・補償計画の基礎的検討を踏まえるならば、JICA の環境社会配慮ガイドラインに基づく環境

社会配慮調査では、その計画をさらに発展させることが必要となるだろう。ガイドラインに基づき、関係住民の参加を確保したステークホルダー会議を少なくとも3回実施するに留まらず、B1.で示したダム設計・運転に関する調査の結果およびNEAのEIA調査で示された住民の様々な希望、諸対策メニューの解析を踏まえ、住民移転・補償計画の内容の一層の充実を図る必要があるだろう。

(4) 水質対策

- ・貯水地の水質への影響を検討するために、関連河川の水質の状況（季節変動を含む）把握する必要がある。この場合水量のデータとあわせ水質を測定することが肝要であり、現行の3ヶ所の水量観測地点で水質観測を行うことが望ましい。
- ・NEAのEIA調査では貯水地の上流付近で小規模な養殖（Cage Fish Culture）を行う提案がなされている。湖面の全体からすれば養殖の占有面積は小さいが、養殖活動の拡大も将来生じる可能性も否定できない。また、上流のポカラ市および後背地からの栄養塩流入が貯水地の水質に影響を与える因子として無視できない。これらの点を踏まえ水質観測には富栄養化にかかる項目を組み込むことが望ましい。

(5) 地滑りのリスク

- ・NEAのEIA調査では、貯水および湖面の水位変動に伴う地滑りの危険性が指摘されている。特に貯水地上流端近傍に対する詳細な調査および対策の検討が必要である。
- ・特に河成段丘のクリフについて現地調査を含めた配慮が必要である。

(6) 流域管理

- ・NEAのEIA調査では流域管理に必要となる植林、農業慣行改善等の対策（建設時、運行時）が提示されているが、分散的、定性的なレベルである。これらの対策の必要な地域、その規模、対策の関連性等を検討し、全体として良く調整され、効果の高い流域管理のためのフレームワークを策定することが望ましい。
- ・特に、ダム建設時に引き起こされる森林伐採を補完する植林の計画は重要である。また、農業等の流域で行われている人間活動がもたらす環境影響に対する対策もこのフレームワークに組み込むことが望ましい。

5 ネパール情勢及び電力セクター概要

5. 1 経済概況

5. 1. 1 マクロ経済

マクロ経済指標を以下に示す。経済状況は、恒常的な歳入不足による赤字財政が続いており、加えて近年の治安維持活動費の増加が財政を更に悪化させている。この財政赤字分は、外国借入および国内借入で補っている。また貿易赤字は財政赤字と並んでネパール経済最大の懸案事項であり、01/02⁶年の貿易赤字は 592 億 Rupee (対 GDP 比で 14%) となっている。

表 5. 1 マクロ経済指標

経済データ	96/97	97/98	98/99	99/00	00/01	01/02
一般						
総人口(百万人) *1	21.33	21.84	22.36	22.90	23.21	23.67
1人あたりGDP (Rupee) *2	13,151	13,775	15,297	16,572	17,676	17,755
消費者物価指数上昇率(%)	8.1	8.3	11.4	3.5	2.4	2.9
為替レート (Rupee/US\$) *3	58.010	65.976	68.239	71.090	74.950	77.880
財政						
財政収支 (Million Rupee)	-14,362	-17,778	-17,991	-17,667	-24,188	-23,183
歳入および贈与 (Million Rupee)	36,362	38,341	41,588	48,606	55,647	59,217
歳入 (Million Rupee)	30,374	32,938	37,251	42,894	48,894	50,515
贈与 (Million Rupee)	5,988	5,403	4,337	5,712	6,753	8,702
歳出 (Million Rupee)	50,724	56,118	59,579	66,273	79,835	82,401
外国貿易						
貿易収支 (Million Rupee)	-70,917	-61,488	-51,849	-58,682	-60,033	-59,191
輸出 (Million Rupee) *4	22,636	27,514	35,676	49,823	55,654	47,540
輸入 (Million Rupee) *5	93,553	89,002	87,525	108,505	115,687	106,731

*1: 7月1日時点

*2: Current market price

*3: 期中平均値

*4: fob価格

*5: cif価格

出典: The Key Indicators of Developing Asian and Pacific Countries 2003 (ADB)

5. 1. 2 「ネ」国の産業構造

「ネ」国の産業別実質 GDP を以下に示す。主産業は農業⁷であり GDP の約 4 割を占めている。01/02 年に製造業⁸と貿易・飲食・ホテルに落ち込みがみられるが、概ねどの産業も堅実な伸びを示しており、中でも電力・水道は、他産業に比して高い伸びを示している。

⁶ 「ネ」国の会計年度は 7 月 15 日ごろから始まる。

⁷ 主に水稲、さとうきび、メイズ、小麦、ポテトなどがあげられる。

表 5. 2 産業別実質 GDP

million NP

項目	96/97	97/98	98/99	99/00	00/01	01/02
実質GDP (at constant 94/95 price)	243,022	250,172	261,387	277,374	290,539	288,706
農業	92,706	93,496	96,151	100,856	106,380	108,752
鉱業	1,348	1,365	1,416	1,480	1,547	1,563
製造業	22,826	23,607	24,856	26,646	27,649	24,907
電力・ガス・水道	3,475	3,331	3,520	4,025	4,402	4,643
建設	26,372	26,953	28,786	31,550	31,823	32,134
貿易、飲食、ホテル	26,458	27,981	29,069	31,036	31,507	28,107
運輸・通信	15,902	17,186	18,355	19,644	20,860	21,220
ファイナンス・不動産	23,136	24,494	25,719	27,026	27,491	28,157
公共サービス	20,817	22,403	23,885	24,833	28,080	28,539
Less: Value of imputed banking service	5,703	6,181	6,610	7,230	7,831	7,839
間接税	15,684	15,537	16,240	17,508	18,631	18,523
実質GDP伸び率 (at constant 94/95 price)	5.3%	2.9%	4.5%	6.1%	4.7%	-0.6%
名目GDP (at current market price)	280,513	300,845	342,036	379,488	410,269	420,263

出典：The Key Indicators of Developing Asian and Pacific Countries 2003 (ADB)

5. 2 電力セクターの政策

5. 2. 1 エネルギー消費構造

「ネ」国の1次エネルギー構造は、伝統的燃料とよばれる薪、農業廃棄物、畜糞と、商業エネルギーと呼ばれる石油、石炭、電力に分けられる。消費内訳を以下に示すが、伝統的燃料である薪の割合が圧倒的に高いことがわかる。しかしながら近年は主に運輸セクターに使用される石油、産業用熱源に使用される石炭の消費が急増している。電力のエネルギー全体に占める割合は1.5%（01/02年）と非常に小さいものであるが、他のエネルギーに比較して伸び率は高い。

表 5. 3 エネルギー消費量および伸び率

Thousand ton (石炭換算)

	96/97	97/98	98/99	99/00	00/01	01/02
伝統的燃料	6,268	6,403	6,540	6,681	6,824	6,997
薪	5,574	5,694	5,816	5,941	6,068	6,217
その他	694	709	724	740	756	780
商業エネルギー	691	769	811	1,044	1,095	1,169
石油	554	625	661	709	734	758
石炭	60	61	61	236	253	290
電力	77	83	89	99	108	121
薪の伸び率		2.2%	2.1%	2.1%	2.1%	2.5%
石油の伸び率		12.8%	5.8%	7.3%	3.5%	3.3%
石炭の伸び率		1.7%	0.0%	286.9%	7.2%	14.6%
電力の伸び率		7.8%	7.2%	11.2%	9.1%	12.0%

出典：IMF Nepal Statistical

⁸ 主にセメント、鉄鋼品、砂糖、石鹼、ジュートなどがあげられる。

5. 2. 2 「ネ」国政府の開発政策

(1) 第10次5カ年計画(2003-2007)

ネパール政府は1957年から5カ年ごとに国家開発計画を策定し、現在は第10次5カ年計画(FY2003-FY2007)にある。同計画はWebサイト(http://www.npc.gov.np/tenthplan/the_tenth_plan.htm)からpdfファイルで入手可能である。

第10次5カ年計画の目的は、その第4章に記述されており、要約すると以下のとおりである。

- ・中央政府、地方政府、NGO、民間セクター、市民団体が相互に協力して適正な手段と資源を活用し貧困を緩和する。
- ・経済機会の拡張や雇用機会の拡大、女性の経済活動への参加拡大、辺境の人々や社会的弱者の向上と人材育成する。
- ・これらを通じて、経済指標、ヒューマン・社会指標を改善させる。

(2) 電力セクターの政策

第10次5カ年計画には、個別のセクターに関する政策が記述されており、第16章に電力開発計画がある。

同章には、今次5カ年における電力開発計画の目的、戦略、数値目標を以下のとおり掲げている。

表5. 4 電力セクターの開発政策

目的	戦略	数値目標
1. 既存の水資源を利用して低コストで電力を生産する。	<ul style="list-style-type: none"> ・水力開発と運営の包括的アプローチを実施する。 ・民間投資、公共投資、JVなどにより開発を進める。 ・水資源をコマンドエリアベースに開発・運営する。 ・予見できないリスクを民間と公共セクターで負担できるような政策をとる。 	<ul style="list-style-type: none"> ・842MWの水力発電所を建設し、そのうち70MWを輸出する。 ・National gridより、さらに10%の人々に電力供給し、代替エネルギーより、さらに5%の人々に電力供給する。 ・1人あたり電力消費量を100kWhとする。
2. 安定的な高品質の電力を合理的な価格で供給する。	<ul style="list-style-type: none"> ・国家の利益、環境に優しいこと、高収益なすべてのタイプの発電所に優先度を与えて建設する。 ・NEAを民営化し究極的には分割をめざす。 	
3. 地方経済に貢献するため地方電化を推進する。	<ul style="list-style-type: none"> ・水力エネルギーは、地方にも拡張して供給する。 	
4. 輸出アイテムとして水力を開発する。	<ul style="list-style-type: none"> ・水力エネルギーは国家と地方経済に貢献するため、相互・地域的な協力を目指す。 ・民間セクターの参加拡大のため、投資環境の整備、透明性などを確保する。 ・ネパールとインドの電力融通を拡大するため、国際連系線を開発する。 	

5. 3 電力事業の実施体制

5. 3. 1 事業体制

「ネ」国の電気事業は、1992年に制定された電力法(Electric Act, 2049)に基づき行われており、その電力行政を司るのが水資源省 (Ministry of Water Resources : MOWR) である。

電気事業に関連する承認プロセスは、NEAより監督省であるMOWRに事業計画が提出され、さらに重要案件は首相がチェアマンを務める Project Planning Committeeに諮られる。ここで承認が得られれば、起案省であるMOWRを経由して財務省(MOF)に送付され資金ソースをアレンジすることとなる。

5. 3. 2 ネパール電力公社 (NEA)

(1) NEAの役割

電気事業は、85年以前は電気局(DOE)により行われてきたが、85年に同組織がネパール電力公社(Nepal Electricity Authority : NEA)に模様替えし、発電、送電、変電、配電設備の計画・設計・運転・保守および電力販売等の電気事業全てに関する業務を実施してきている。2004年2月に発行されたNEAの「Corporate Development Plan FY2003/04-2007/08」(以下、CDP)によれば、NEAの責任範囲はNEA Act-2041にて以下のとおりに規定されている。

- ・ 電力供給に関する事柄について政府に対し短期・長期の政策を推奨する。
- ・ 発電、送電、配電を請け負い、電力を供給する。
- ・ 発電、送電、配電その他関連業務について計画・プログラムを形成し、これら計画・プログラムを実行するために発電所、変電所、配電センター、送配電線を建設、運営、保護および維持管理する。
- ・ 技術的経済的な発電事業に基づき、産業・農業開発および公共に資するように発電、送電、配電をアレンジする。
- ・ 電気料金や関連料金を決められたものとする。
- ・ 発電、送電、配電分野にて必要な調査を実施する。
- ・ 高度なトレーニングプログラムを通じて、発電、送電、配電に関わる技術者を育成するためのアレンジを行う。
- ・ 発電、送電、配電に関連し技術的アドバイスやコンサルタントを提供する。
- ・ NEAの目的を達成するためにその他の機能を実行する。

(2) 組織体制

現在のNEAの役員会(Board of Directors)は、Minster for Culture Tourism and Civil Aviationを会長とする8名から構成され、業務上の実務的な指揮をとるNEA総裁(Managing Director)もメンバーの一人である。総裁のもとに7人のラインが設

定され（① Engineering Services、② Finance Administration、③ Planning, Monitoring & Information Technology、④ Generation、⑤ Transmission & System Operation、⑥ Electrification、⑦ Distribution Consumer Service）が設置され、それぞれに副総裁（Deputy Managing Director）および常務（General Manager）が指揮をとる（2004年7月時点）。

NEAのHuman Resource Departmentの内部資料によれば、03/04年の従業員数は、9,673名にのぼる。以下に組織図を示す。

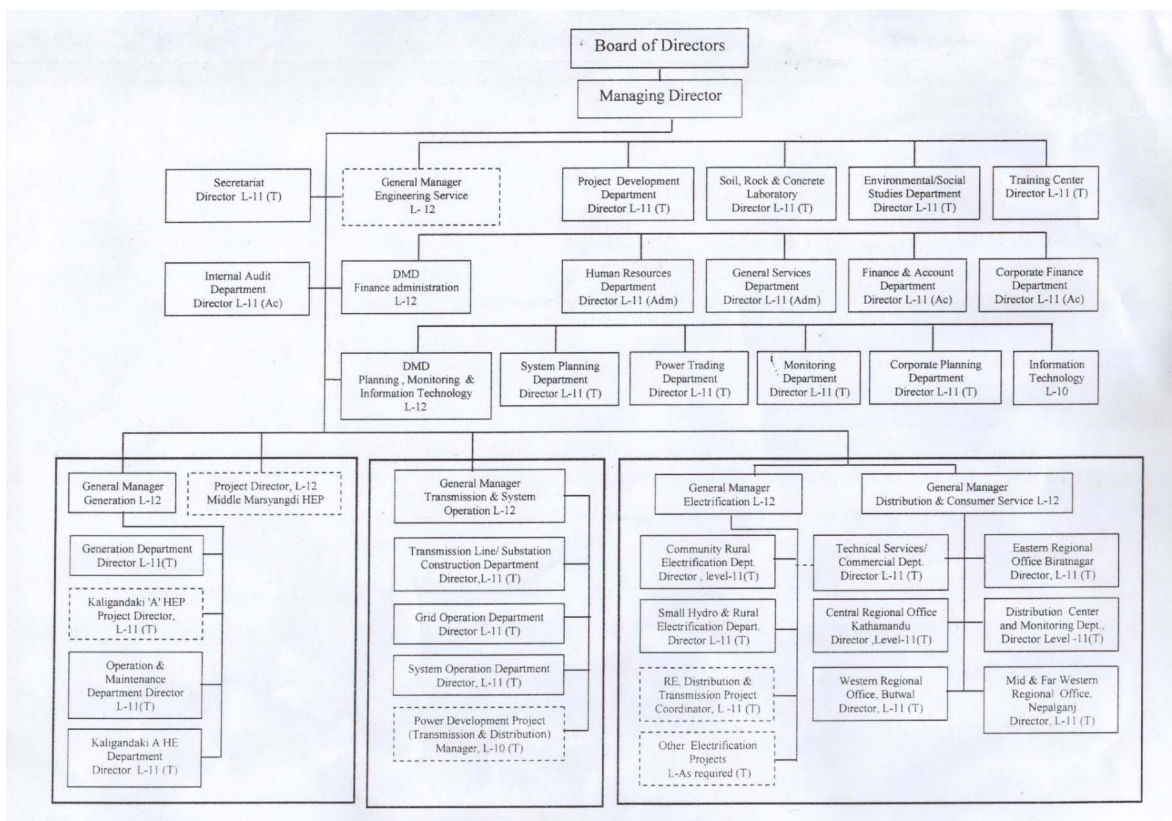


図 5. 1 NEA 組織図

(3) NEA のパフォーマンスデータ

NEA のパフォーマンスに関する至近3カ年のデータを以下に要約する。特徴として、以下の点があげられる。

- ・ 顧客は増加しているものの顧客あたり需要・消費電力量は伸びていない。
- ・ システムロス率は20%以上を超えており高いレベルにあるといえる⁹。
- ・ 販売電力量あたりの O&M コストは削減傾向にあり効率化は進んでいる。
2002/03年に大きく改善されたのは、カリガンダキ水力発電所(出力144MW)が2002年4月に運転開始されたためと考えられる。

表5. 5 NEA パフォーマンスデータ

項目	単位		00/01	01/02	02/03
顧客数	軒	(1)	745,992	884,535	970,611
販売電力量	GWh	(2)	1,407	1,540	1,708
うちネパール国内	GWh	(3)	1,281	1,406	1,522
うち輸出分	GWh		126	134	186
電気料金収入	million NR		8,161	9,476	11,276
国内平均販売単価	NR/kWh		6.23	6.52	7.02
従業員数	人	(4)	9,694	9,790	9,860
最大需要	MW	(5)	391	426	470
発電および購入電力量	GWh	(6)	1,868	2,066	2,261
うち水力発電量	GWh		1,113	1,113	1,478
うち国内購入電力量	GWh		501	698	629
うちインド購入電力量	GWh		227	238	150
うち火力発電量	GWh		27	17	4
ロスおよび国外消費量	GWh		587	660	739
うちNEA内消費量	GWh		20	19	18
うち輸出電力量	GWh		126	134	186
うちシステムロス	GWh	(7)	441	507	535
O&Mコスト(減価償却含む)	million NR	(8)	8,734	9,441	9,533

パフォーマンス指標	単位	計算	00/01	01/02	02/03
顧客あたり使用電力量	kWh/軒	=(3)/(1)	1,717	1,590	1,568
従業員あたり販売電力量	MWh/人	=(2)/(4)	145	157	173
顧客あたり電力需要	kW/軒	=(5)/(1)	0.52	0.48	0.48
システムロス	%	=(7)/(6)	23.6	24.56	23.66
販売電力量あたりO&Mコスト	kWh/NR	=(8)/(2)	6.21	6.13	5.58

出典：Nepal Electricity Authority Fiscal Year 2002/03 – A Year in Review (以下、NEA Annual Report)

⁹ 東京電力における送配電システムロス率は5%程度。発電所を含めると9%程度。

(4) 財務状況

NEA Annual Report より、至近3カ年の財務諸表を抜粋する。

表5.6 財務諸表要約

Balance Sheet	in million NR		
	00/01	01/02	02/03
ASSETS			
Fixed Asset	37,104	58,538	59,292
Work in Progress	23,640	4,838	5,205
Investment	517	553	553
Current Asset	6,314	7,322	8,991
Total	67,575	71,251	74,041
Deferred Expense	979	917	506
Interunit Balance	121	10	12
Grand Total	68,675	72,178	74,559
LIABILITY			
Current Liability	6,114	5,948	5,736
Long-term Liability	36,708	41,475	45,011
Total	42,822	47,423	50,747
EQUITY			
Share Capital	15,360	16,601	17,113
Rserve and Accumulated Profit	10,493	8,154	6,699
Total	25,853	24,755	23,812
Grand Total	68,675	72,178	74,559

Income Statement	in million NR		
	00/01	01/02	02/03
Sales Revenue	8,161	9,476	11,276
Cost of Sales	4,481	5,441	5,131
Gross Profit	3,680	4,035	6,145
Other Income	593	460	521
O&M excluding interest and depreciation	1832	2068	2,161
Profit from Operation	2,441	2,427	4,505
Interest	1,188	1,396	3,410
Depreciation	1,119	1,420	1,831
Othres	427	821	290
Profit(Loss) from Operation	(293)	(1,210)	(1,026)
Net Profit (Loss) before Tax	(2)	(717)	(656)
Net Profit (Loss) after Tax	(51)	(861)	(656)

出典：NEA Annual Report

収益性、安全性、効率性に関する至近3カ年の指標を以下に示す。収益性に関する指標である Rate of Return on Assets (ROA)は、ADB、IDA との合意に基づき 6% の目標値を掲げているが、3カ年いずれもマイナスを推移している。NEA としては電気料金の値上げにより ROA を改善したいと考えている。短期支払能力を示す

Current Ratio については、100%を超えており資金ショートする可能性は少ないといえる。効率性に関する指標である販売電力量あたりの O&M コストについては、改善されつつある状況といえる。

表 5. 7 財務に関する指標

	指標	定義	目標値	00/01	01/02	02/03
収益性	Rate of Return on Assets	総資産額に対する営業利益の比率	6% *1	-0.1%	-1.8%	-0.5%
安全性	Current Ratio	流動負債に対する流動資産の比率。	-	104%	123%	116%
効率性	O&M cost per Sales Electricity	販売電力量あたりの O&M コスト (NR/kWh)	-	6.21	6.13	5.58

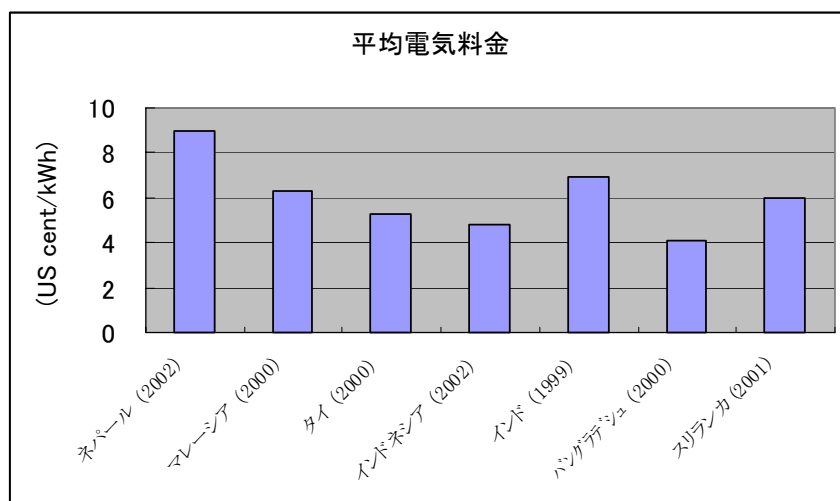
*1: ADB、IDA との合意に基づく目標値。

(5) 電気料金

電気料金は、現在は政府機関のひとつである Electricity Tariff Fixation Commission (ETFC)により決定される。

電力料金表は、顧客タイプ別に料金設定され、さらに顧客ごとに使用規模等で料金表が細分化されている（詳細は別添 2 参照）。

至近 5 カ年では電気料金の改訂は、99 年 11 月、01 年 9 月（最新）に実施されており、国内平均販売単価は、02/03 年にて 7.02 NR/kWh となっている。平均販売単価について各国比較を以下に示す。



出典：アジア諸国の電力統計 2000、NEA 資料等

図 5. 2 各国電気料金比較

「ネ」国の電気料金が高くなる構造的な問題として、発電単価の高さがあげられる。CDP によると 02/03 年における発電単価は、NEA の設備は 3.27 NR/kWh に対し、IPP 平均購入単価は 5.64 NR/kWh となっており、IPP からの購入コストが発電単価を押し上げていることが要因のひとつと考えられる。

(6) NEA の顧客別消費電力

02/03 年における顧客別販売電力量内訳は以下のとおり (NEA Annual Report より)。

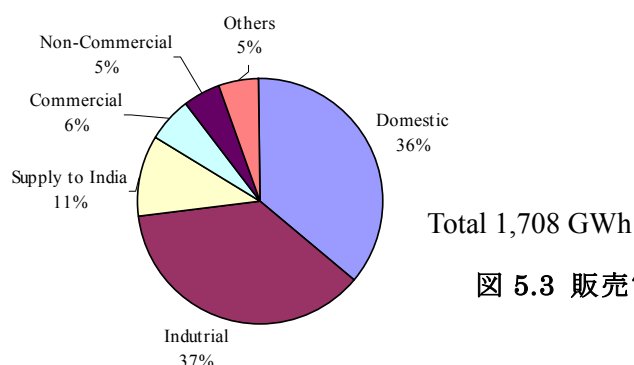


図 5.3 販売電力内訳

(7) NEA の抱える課題と改善策

NEA の CDP によると、電力セクターにおける課題について、以下の 6 つをあげている。

- ・ 限定的な投資環境が電力開発の障害になっている。外貨を稼いで急速に成長している国内市場は、電力セクター投資に経験や信頼がまだない。海外投資の促進も試みられている。資本の電力セクター導入が電力不足を回避する緊急の課題である。
- ・ 「ネ」国は、流れ込み式水力が大半を占め、乾期には供給不足につながり、雨期には、売り手がみつからず余剰電力となっている。Demand Side Management (DSM) を期待して季節間調整料金の導入を政府に提案しており、また年間調整可能な貯水池式水力の必要性も高まっている。
- ・ グラントやソフトローンはネパール政府により転貸されるが、NEA に課される金利は 10.25% と高い。NEA は Take or Pay 条項での IPP 購入で高コストの電力購入をしていることから、このような高い金利の転貸について見直すよう政府に求めている。また子会社の設立や電力債の発行などのコンセプトもあり、このようなオプションについて政府に承認を求めている。
- ・ NEA の業務効率を改善するため機械化・自動化を進める。現在まで進捗は遅いが奨励を行っている。
- ・ 地方電化は依然として重要な課題であるが一方で収益も少ないため投資が進んでいない。NEA は、自立的な地方電化を進めるため、政府からの補助金も得つつ地方コミュニティ独自の建設・運営を目指している。
- ・ 民間投資を魅力的にするため、NEA は民間投資促進をめざし将来的に競争環境の整備を行い、NEA 機能の分割 (unbundling) も検討されている。

5. 3. 3 独立系電気事業者 (Independent Power Producer : IPP)

(1) 既存 IPP

水資源開発を進めるため 1992 年電力法 (Electricity Act, 2049) が制定され、民間企業の電力事業参入が原則自由となり、IPP による水力発電所が可能となった。2004 年 2 月時点で運転中の IPP プロジェクトは下記の 8 件 (出力計 143.783 MW) である。

表 5. 8 既存 IPP データ

事業名	出力 (MW)	平均年間発電量 (GWh)	運転開始時期
Andhi Khola	5.1	32.00	1991
Jhimruk	12.0	54.00	1994
Khimti I	60.0	350.00	2000/7
Bhote Koshi	36.0	246.00	2000/11
Syange	0.183	1.19	2002
Indrawati III	7.5	49.70	2002/10
Chilime	20.0	9.439	2003/8
Piluwa	3.0	19.55	2003.9
合計	143.783	885.44	

出典：CDP

この他、3 プロジェクト (出力計：4.6 MW) が建設中であり、さらに、電力購入契約 (PPA) 締結済みが 12 件 (出力計：62.975MW) あるが、既存 IPP を含めていずれも流れ込み式である。

(2) 民間による貯水池式発電事業への参入可能性

2004 年 5 月に JBIC により実施された、「ネパール王国電力セクターに係るセクター調査 (以下、JBIC 電力セクター調査)」によれば、流れ込み式 (Run-off-River) と貯水池式 (Storage) を比較した場合、貯水池式は、以下の理由により民間の参入可能性が小さいとしている。

- ・ 民間は環境問題や訴訟に巻き込まれるのを好まないため、規模が大きく建設期間も長くなる貯水池式は、民間が引き受けにくい。
- ・ 規模が大きい貯水池式は多額の建設費用を必要とするため、民間にとっては建設リスクに対してより大きなリターンを要求するが、NEA の厳しい財務状況を考慮すると民間により有利な PPA を締結するのは難しい。

5. 4 電力施設概要

5. 4. 1 電源設備

(1) 需給バランス

全国電力網における 2003 年の供給能力を次ページに示す (CDP より)。ネパール国内 (水力、IPP および火力) の設備容量は 602MW であるが、2003 年の最大電

力 470MW（11月）を記録した乾期になると流れ込み式の実質供給力が落ちるため（CDPによると12月/1月にて502MW）、インドからの融通電力を62MW相当確保している。

ネパール電力網においては、流れ込み式水力が多いため、最大需要を記録する乾期に降水量が減少するため、いくつかの発電所は乾期に最大出力を発揮できていないことがわかる。

表 5. 9 電源設備一覧

	Project Name	Type	Installed Capacity (MW)	Peaking Capacity (MW) *1
Major Hydro Power	Trisuli	ROR*2	24	21
	Sunkosi	ROR	10.05	6
	Gandak	ROR	15	5
	Kulekhani 1	ST*3	60	60
	Devighat	ROR	14.1	14
	Kulekhani 2	ST	32	32
	Marsyangdi	PROR*4	69	69
	Puwa Khola	ROR	6.2	5
	Modi Khola	ROR	14.8	7.4
	Kali Gandaki A	ROR	144	144
	Total		389.15	363.4
Small Hydro Power	Pharping	ROR	0.5	-
	Sundarikal	ROR	0.64	0.6
	Panauti	ROR	2.4	1.6
	Phewa	ROR	1.088	0.6
	Tinau	ROR	1.024	0.75
	Seti	ROR	1.5	1.5
	Tatoponi	ROR	2	1.2
	Chatara	ROR	3.2	2
	Baglung	ROR	0.2	0.2
	Total		12.552	8.45
IPP	8 Stations	ROR	143.783	86.611
	Total		143.783	86.611
Thermal	Hetauda (old)	Diesel	4.41	3
	Hetauda (new)	Diesel	10	8
	Marsyandi Diesel	Diesel	2.25	1.8
	Duhabi 1	Multi	26	30
	Duhabi 2	Multi	13	
	Rani	Diesel	1.03	1
Total		56.69	43.8	
Import	Import-Tanakpur			12
	Import-othres			50
	Total			62
Grand Total			602.175	564.261
Total Hydro of NEA			401.702	371.85
Total Hydro+IPP			545.485	458.461
Total Hydro+IPP+Thermal			602.175	502.261

*1: Peaking capacity in the month of December/January

*2: Run-Off- River

*3: Storage

*4: Peaking Run-Off-River

(2) タイプ別発電実績

以下に発電タイプ別の発電量実績（融通含む）を示す。発電量は期間内にて平均で年間 9%程度の伸びを示している。

水力発電量が減少した 97/98、98/99 年には、Diesel 発電がバッファ機能を発揮しているが、それ以降 Diesel 発電は徐々に減少し、02/03 年には、4.4GWh となっている。現在このバッファ機能はインドとの融通に委ねられている。また 99/00 年以降、IPP の導入が進み発電実績が急激に増加していることがわかる。

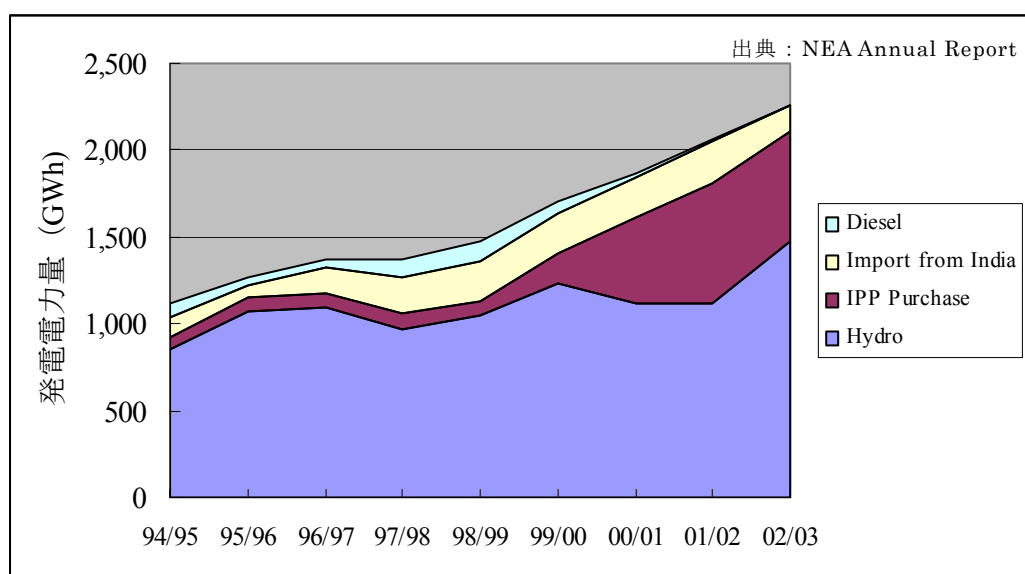


図 5. 4 過去の発電実績

(3) 主な電源設備の稼働状況

主な水力・火力発電所の稼働状況を以下に示す。流れ込み式（ROR）の年間設備稼働率は概ね 60%を超えている。IPP の設備稼働率が高いのは、Take or Pay 条項により優先的に稼働させているためと考えられる。

表 5. 10 主な発電所の稼働状況（2003 年）

事業名	タイプ	出力 MW	発電量 GWh	設備稼働率 %
Kaligandaki	ROR	144	842	66.7%
Marsyangdi	ROR	69	462	76.4%
Kulekhani 1	ST	60	146	27.8%
Kulekhani 2	ST	32	73	26.0%
NEA水力全体		401.97	2171.786	61.7%
IPP	ROR	143.783	885.44	70.3%
Maltifuel	Thermal	39	4.1	1.2%

出典：CDP

5. 4. 2 送変電設備

(1) 既存設備

全国電力網における既存の送変電設備は以下のとおり。なお、系統図は別添3に添付する。

表5. 1 1 既存送変電設備 (2003年)

送電線	亘長 (km)	変電所	設備容量 (MVA)
132kV Single Circuit	1,132	132/11 kV	63.5
132kV Double Circuit	412	132/33 kV	270
66kV Single Circuit	231	132/66 kV	210.6
66kV Double Circuit	161	66/11 kV	333.4
66&132kV Double Circuit	22	66/33 kV	25
66kV Four Circuit	3.4		
33kV Single Circuit	2,362		

出典：NEA Annual Report

(2) 電力融通

インドとの電力融通は、インド政府との Power Exchange Agreement に基づき実施され、Indo-Nepal Power Exchange Committee が同 Agreement を実行する。現在は融通レベルを 50MW レベルから 150MW レベルに引き上げることで合意している。そのためには、3つの 132kV 送電線(ネパール-インド間:Dhalkebar-Sitamarhi, Butwal-Anandnagar, Birgunj-Motihari) を建設しなくてはならない。

現在の電力融通単価は、以下のとおり設定されている。

表5. 1 2 電力融通単価

送電電圧階級	融通単価の考え方
33 kV 送電	96 年の為替レート (1.67 Indian Rupee/kWh ¹⁰) に年 8.5% の物価上昇を考慮した価格
132kV 送電	33kV 送電価格を 7.5% 減じた金額
11 kV 送電	33kV 送電価格に 7.5% 上乗せした金額

出典：CDP

5. 5 他ドナーの電力セクター支援状況

5. 5. 1 国際協力銀行 (JBIC) の支援

「海外経済協力業務実施方針 3. 重点地域及び地域・国別方針」によれば、南西アジア地域に対して、貧困削減・人材育成を重視し、森林保全や居住環境改善への協力、経済インフラ・投資環境の整備に努めるほか、政策面での知的協力も重視する方針を打ち出している。

JBIC ネパールへの円借款支援実績は以下のとおりであり、発電事業を主に援助してきている。

¹⁰ 1 Indian Rupee = 1.6 Nepalese Rupee(Fixed Rate)、Nepal Rastra Bank HP より。

表 5. 1 3 円借款支援実績

借款契約日	案件名	承諾額(百万円)
1976/3/16	クリカニ水力発電所建設事業	3,000
1978/12/27	クリカニ水力発電所建設事業(追加)	1,005
1982/4/20	クリカニ第二水力発電所建設事業	7,344
1983/6/9	クリカニ第二水力発電所建設事業(2)	4,806
1987/10/14	ウダイプールセメント工場建設事業	18,770
1990/10/15	クリカニ防災事業	2,710
1996/5/17	クリカニ防災事業(II)	3,484
1996/10/14	カリガンダキ A 水力発電所建設事業	16,916
2001/3/30	メラムチ給水事業	5,494
合計		63,529

出典：JBIC HP より

5. 5. 2 アジア開発銀行 (ADB) の支援

国際機関の中でネパールに対する最大のドナーは ADB である。ADB の Country Strategy and Program Update 2004-2006 Nepal (August 2003)において、貧困地域および紛争影響地域における開発による貧困削減を目標に掲げており、電力については、地方の電力アクセスの増加、および NEA の財務改善・商業化を通じた電力供給効率の改善(配電・送電システム強化)などを支援している。主な支援事業としては、以下のとおり。

表 5. 1 4 ADB の主な支援事業 (TA 含む)

Title	Status	Loan Amount (million US\$)
Kali Gandaki "A" Hydropower Project	Closing Date: 03/07/15	147.9
Rural Electrification Transmission and Distribution	Closing Date 05/06/15	49.1
Rural Electrification and Renewable Energy	Pipeline 2005,2006	50
Rural Electrification and Renewable Energy (TA)	Pipeline 2004	0.45
Implementing Power Sector Restructuring (TA)	Pipeline 2004	0.35
Capacity Building in Renewable Energy Institutions (TA)	Pipeline 2004	0.3

5. 5. 3 世界銀行 (WB) の支援

98年に策定されたCAS (Country Assistance Strategy)では電力セクターにおいて、国内供給力の増加および民間セクターの促進を謳っている。至近年におけるWBの主なネパール支援としては、2003年に承諾された「Nepal Power Development Project」があげられる。

同事業は、①中小水力の民間開発を支援するPower Development Fundの設立、②コミュニティベースのマイクロ水力による電化事業、③送配電設備の改善の3つに分けられ、合計133.4 million US\$の事業費のうちIDA (International Development Association) から75. million US\$が拠出される(うちグラントは25.2 million US\$)。

5. 5. 4 その他の支援

その他ドナーからの電力セクター支援としては以下の事業/プログラムがあげられる。

表5. 15 その他ドナーによる支援内容

援助機関	支援内容
Denmark	代替エネルギー促進支援、クッキングストーブ・太陽光・マイクロ水力促進支援。
European Commission	太陽光設備の提供による再生可能エネルギー促進。
Germany	Middle Marsyangdi 発電所の建設支援、小水力発電所の促進、バイオガス支援。
Norway	Khimti I hydropower 事業の支援、Jhankre mini hydro plant 支援、水力環境アセスにおけるキャパシティビルディング、Model Power Purchase Agreement に関するスタディ。
UNDP	小規模地方電化システムの開発。
USAID	NEAの組織強化、地域間電力融通、水力への民間セクター促進。

出典：ADB Country Strategy and Program Update 2004-2006 Nepal (August 2003)

6 電力需給計画

6.1 需要想定

NEA Corporate Development Plan (2004.2)において、実施されている需要想定は以下のとおりである。年間平均増加率は 8%と高い伸びを想定している。なお、想定手法は、各顧客タイプ別に GDP 弾性値、収入弾性値等を設定し、電力量需要を想定した上で、Load Factor 52% (=年間電力量需要/最大需要/8,760hr) より最大需要を計算している。

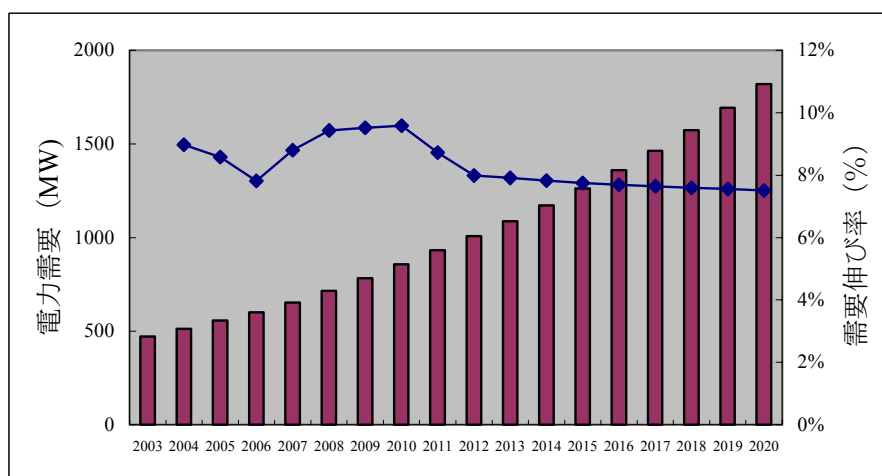


図 6.1 電力需要想定

6.2 電力供給計画

6.2.1 電源開発計画

NEA Corporate Development Plan (2004.2)にて想定している電源開発計画と主な事業の現在のステータスについて以下に示す。Diesel の開発計画はなく、既設の Hetauda Diesel Power Plant (10MW)は 08/09 年に、Mutifuel Power Plant (26MW)は、09/10 年に停止見込みである。

なおアップーセティは、2013 年までの開発計画、唯一の年間調整型貯水池式発電事業である。

表 6. 1 電源開発計画と現状

運転開始年	事業名	最大出力 (MW)	現在の状況
04/05	Chaku Khola (IPP)	1.5	PPA締結済み
	Rairang Khola (IPP)	0.45	PPA締結済み
05/06	PHEME (IPP)	0.95	PPA締結済み
	Sunkoshi (IPP)	2.6	PPA締結済み
	Lower Nyadi (IPP)	4.5	PPA締結済み
06/07	Middle Marsyangdi (NEA)	70	建設中 (KfW)
	Khudi (IPP)	3.5	PPA締結済み
	Mailung (IPP)	5	PPA締結済み
	Baramchi (IPP)	0.98	PPA締結済み
	Lower Indrawati (IPP)	4.5	PPA締結済み
	Upper Modi (IPP)	14	PPA締結済み
	Mardi (IPP)	3.1	PPA締結済み
07/08	Madi I (IPP)	10	PPA締結済み
	Daram Khola (IPP)	5	PPA締結済み
08/09	Kabeli A (IPP)	30	F/S完了。PDF活用見込み。
	Lower Modi (IPP)	19	
	Chameyliya (NEA JV)	30	KoicaによりD/D完了。資金ソース検討中。
	Upper Modi A (NEA JV)	42	F/S完了。資金ソース検討中。
09/10	Rahughat (IPP)	27	
	Upper Marsyangdi A (IPP)	50	F/S完了。
	Budhi Ganga (IPP)	20	
	Hewa Khola (NEA JV)	10	
10/11	Khimti 2 (NEA JV)	27	
	Likhu 4 (IPP)	44	F/S完了。
	Upper Seti (NEA)	122	
11/12	Upper Karnali (NEA JV)	45	WBによりF/S実施。
	Upper Tamakoshi (NEA JV)	250	NorwayによりF/S実施中。
12/13	West Seti (IPP)	75	輸出用IPP。

出典：CDP

6. 2. 2 電力供給バランス

NEA Corporate Development Plan (2004.2)にて想定されている今後の電源供給能力（インドからの融通除く）と需要のバランスについて図 6. 2 に示す。04/05 年以降、アッパーセティの完成（10/11 年）を見込む前までネパール国内の供給能力でまかなえない状況が続くため、この間はインドからの融通および Load Shedding などで対応することとなる。

NEA の電源計画方針としては、電力不足確率（Loss of Load Probability：LOLP）で 5 日／年を設定しているが、上記開発計画では乾期に慢性的な供給不足が予想され、現実的な実施計画は同方針に追いついていないというのが実状である。

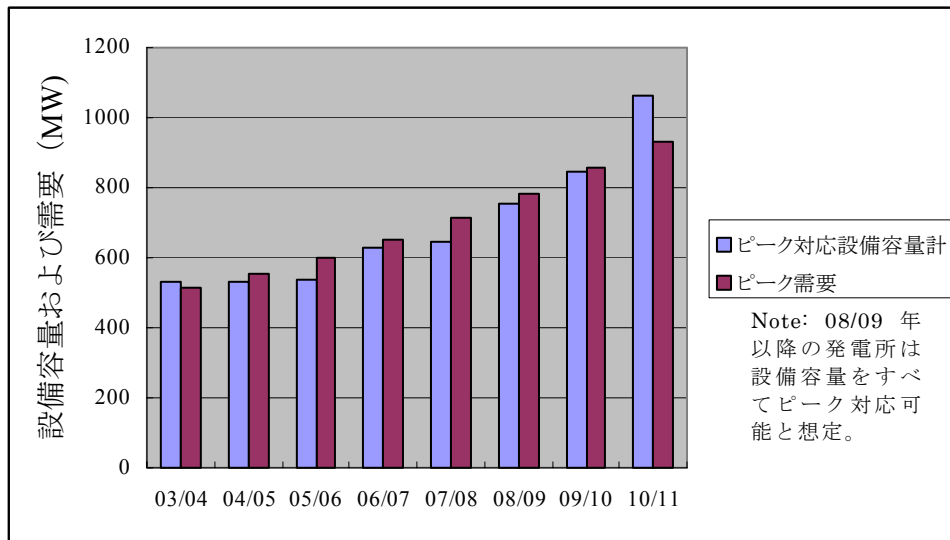


図 6. 2 電力供給バランス

6. 3 送変電設備計画

6. 3. 1 送変電設備計画

NEA Corporate Development Plan (2004.2)に掲載されている送変電設備計画は以下のとおりである。

表 6. 2 送変電設備計画

運転開始	事業名
03/04	132 kV Hetauda-Dhalkebar Second Circuit
04/05	K3 Substation
05/06	Butwal-Sunauli 132 kV T/L
	Birgunj Corridor 132 kV T/L
	Birgunj-Parwanipur 132 kV T/L
	Reactive Compensation 1
06/07	Thankot-Bhaktapur 132 kV T/L
	Khimti-Dhalkebar 132 kV T/L
	Reactive Compensation 2
07/08	Dhalkebar-Bhittamod 132 kV T/L
	Hetauda-Bardaghat 220 kV T/L
	Reactive Compensation 3
08/09	Reactive Compensation 4
09/10	Middle Marsyangdi-Damauli 132 kV T/L
	Reactive Compensation 5
10/11	Reactive Compensation 6

出典：CDP

アッパーセティを含むネパール西部の電源をカトマンズに送電する基幹系統は2ルートあるが、JBIC 電力セクター調査によると、それぞれのルートのうち、Marsyangdi-Siuchatar 間の送電線と Hetauda-Bardaghat 間の送電線について熱

容量が 06/07 年に 50%を超え、どちらか一方が事故によりトリップした場合に、もう一方のルートに過負荷が発生し、結果的に全量遮断に至る危険性を指摘しており、これら両送電線の建設計画を優先することを提案している。

アップアーセティの開発においては、これらの基幹系統の整備計画・進捗状況についても留意が必要といえる。

6. 3. 2 送変電設計基準

「ネ」国の送変電設計基準は、以下のとおりである。

- ・ ピーク時に 50MW を超える送電線について N-1 基準（1 箇所の事故でも停電支障をきたさない設備基準）で構成。
- ・ 2 回線設計の送電鉄塔に 1 回線の送電線を架線している場合、ピーク時に 35MW の容量を超える場合、2 回線目を建設する。
- ・ 電源線も 1 箇所の事故により発電が制限されない設備形成。
- ・ 変圧器は N-1 基準により設備形成されるが、個々の変電所内においては必ずしもその必要はない。
- ・ 送電線および変圧器は緊急時の過負荷を 120%まで許容する。

7 アッパーセティ水力発電計画及び経済性比較

7. 1 事業概要

7. 1. 1 事業の歴史

99年から2000年にかけて、NEA Project Development Departmentにより実施されたスタディ、「Identification and Feasibility Study of Storage Projects」において、ネパール国内にある貯水池式水力地点の候補の絞り込みが行われた。

同スタディは、10MWから300MW級の貯水池式地点を102地点選定し、アクセス長さ、送電線長さ、貯水率、水文・地質リスク、環境・社会リスク、堆砂リスク等を考慮して、さらに10地点に絞り込んだ上、それぞれ個別のプレF/S（サイト調査、経済性、環境問題等を検討）を実施して、最終的に、Langtang Storage ProjectとUpper Seti Storage Projectの2つの地点が選定された。

これらの2地点は、さらにNEAによりF/S（2001年7月完了）が実施されたものの、Langtang Storage Projectは国立公園内に位置しているため、現時点ではNEAの開発計画、Upper Seti地点のみが検討されている¹¹。

アッパーセティのダムサイトは、Seti川の中流（標高は約300m）に位置し、Madi川との合流地点の3km上流に予定されている。この合流地点近辺にDamauli Bazaarという地方都市があり、国道からのアクセスは4kmと非常に近い。

本事業のF/Sは、NEAによってさらにレビューがなされ、2004年7月にはUpgrading Feasibility Studyを作成した。Upgrading Feasibility Studyは、F/Sの内容を基本的に変えず、ダムサイト、発電所レイアウトについて代替案比較を行ったものである。

7. 1. 2 事業・設備概要

NEAが本事業に対して行ってきた、F/S（2001年7月）および「Upgrading F/S（2004年7月）」に記載されている事業概要、設備概要について次ページに示す（Upgrading F/Sの事業概要、設備概要は、4つの検討ケースのうち、ベースケースであるCase-Aを示す）。

Upgrading F/Sにおける主な変更点としては、系統運用上の容量不足から、電源送電線のグリッドへのアクセスポイントが近接のDamuli Substation（132kV Double Circuits, 4km）からNew Bharatpur Substation（220kV Single Circuit, 43km）となったことである。

¹¹ クリカニ第3地点については、現在の2013年までを対象としたNEA開発計画より落ちている。

表 7. 1 (1) 事業・設備概要 (その 1)

	F/S (2001.7)	Upgrading F/S (2004.7)
Access Road	3.0km	
Geology	Dolomite	
Hydrology		
Catchment Area	1,502km ²	
Ave. Precipitation	2,973mm	
Long-term Ave. Flow	107.2/s	
Ave. Min. Monthly Flow	23.7m ³ /s	
Design Discharge	141.0m ³ /s	
Probable Maximum Flood	8,306m ³ /s	
Reservoir		
Full Supply Level	425.0m	
Min. Operating Level	370.5m	
Max. Flood Level	426.0m	
Total Storage Volume	331.7million m ³	
Live Storage Volume	270.3million m ³	
Area at Full Supply Level	7.69km ²	
Draw Down	54.5m	
Dam		
Type of Dam	Roller Compacted Concrete	
Dam Hight above Foundatio	136.0m	
Crest Elevation	429.0m	
Length of Crest	150.0m	
Spillway		
Type	Ogee Shape with Dam	
Crest Level	407.3m	
Radial Gate	3-(W15.1x H21.2m)	
Main Intake		
Deck Level	429m	
Intake Tunnel	2 Tunnels (L94.2m x D6.7m)	
Headrace Tunnel		
Shape	Circular	
Type	Concrete Lined	
Length and Diameter	L 54.0m x D 8.0m	L 84.0m x D 8.0m
Drop Shaft		
Type	Concrete Lined	
Hight and Diameter	H 63.0m x D8.0m	H 63.5m x D 8.0m

Note: Upgrading F/S は変更点のみ記す。

表 7. 1 (2) 事業・設備概要 (その2)

	F/S (2001.7)	Upgrading F/S (2004.7)
Powerhouse		
Type	Underground	
Size (L x W x H)	55.8m x 18m x 38m	
Turbine		
Type	Vertical Axis Francis	
Number of Units	2	
Max. Design Discharge	2 x 70.5m ³ /s	
Installed Capacity	122MW	
Tailrace Tunnel		
Type	D Shape	
Length and Diameter	L 156.0m x D 9.0m	
Tail Water Level	308.2m	
Transmission Line		
Voltage	132 kV	220 kV
Number of Circuit	Double	Single
Length	4.0km	43 km
Power		
Max. Gross Head	116.75m	
Design Net Head (Max)	115.2m	
Design Net Head (Min)	60.7m	
Overall Efficiency	0.86	
Energy		
Annual Average Energy	558 GWh	605 GWh
Dry Season Energy (11-5)	177.8 GWh	172 GWh
Wet Season Energy (6-10)	380.1 GWh	433 GWh
Environmental Impact		
Relocation Houses	45 Houses	
Innundation of Firm Land	162 ha	
Innundation of Forestland	155ha	
Number of Affected People	2,054	
Project Cost		
Total Cost	200.36 million US\$	215.13 million US\$

7. 1. 3 日負荷曲線からみたピーク発電機能の必要性

2002/03 年において最大需要を記録した 11 月 28 日の日負荷曲線を以下に示す。ピーク時間帯は、17 時～22 時の 5 時間程度であることがわかる。ピーク時間帯の出力増加分は、主に若干の調整機能をもつカリガンダキ、年間調整機能をもつクリカニ第 1・第 2 および電力輸入により対応していることがわかる。

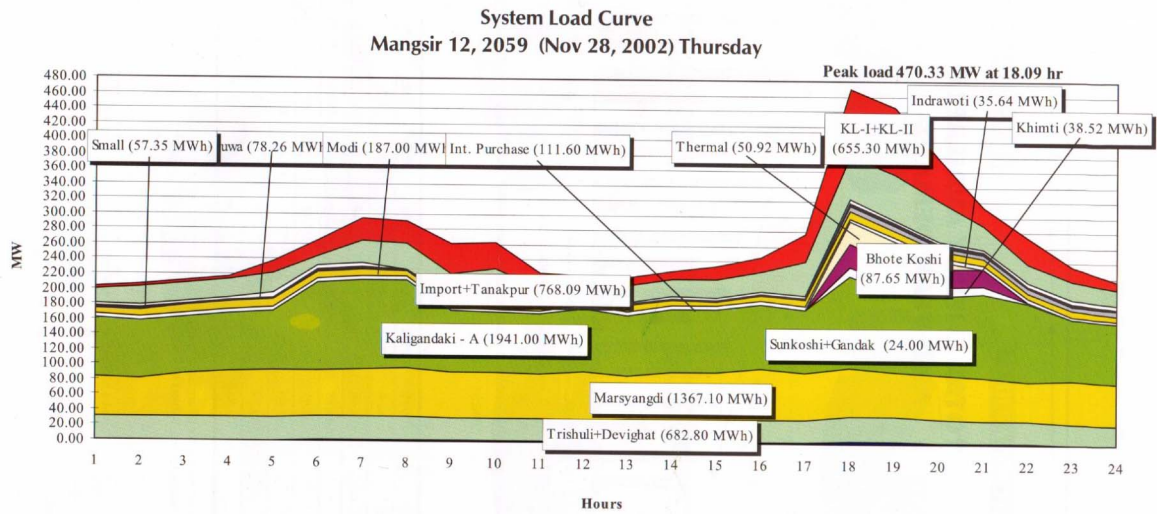


図 7. 1 日負荷曲線 (最大需要時)

上記の最大需要時の最小負荷 (1:00) と最大負荷 (18:00) の差分は、267MW であり、アッパーセティの運転開始が期待される 10/11 年には、02/03 年の最大需要 470.3MW の約 2 倍 (932.2MW) になる想定がなされている。単純に考えれば、既存のピーク対応機能と同等の機能を今後 7 年間に形成すること求められる。

7. 2 他地点との比較

7. 2. 1 事業・設備概要比較

ここでは、具体的に調査が実施され事業概要および設備概要がある程度明らかになっている事業¹²について比較したものを以下に示す。

なお、各事業に関する資料に EIRR 等の経済性指標が掲載されているが、各事業の計算条件が同一であることが確認できなかったためデータの掲載は割愛する。

¹² 調査過程で F/S 報告書が入手できた、Kulekhani 3, Kali Gandaki A(完成), Chameyliya, Upper Tamakoshi を対象とする。

表 7. 2 事業・設備概要比較

	単位	Upper Seti	Kulekhani 3	Kali Gandaki A	Chameyliya	Upper Tamakoshi
発電タイプ		Storage	ROR	ROR	ROR	PROR
最大出力	MW	122	45	102	30	250
年間発電量	GWh	605	47	602	184.2	1,570
総事業費	million US\$	215	78	223	74.9	277
貯水池面積	km2	7.69	N/A	0.6	N/A	N/A
有効貯水量	million m3	270	0.48	1.5	0.68	0.35
平均流量	m3/s	107	N/A	294	46.6	84
使用水量	m3/s	141	43	102	36	40
有効落差	m	115	118	112	94	748
ダム高さ	m	136	52	29	54	N/A
コスト積算年	年	2004	2002	1991	2002	2001

出典：各 F/S、D/D 報告書

7. 2. 2 経済性比較

上記の各事業の経済性比較するため、それぞれの事業の発電単価（US Cent/kWh）を指標として比較を行う。発電単価は、年経費¹³を年間の発電量で割った値とする。年経費は、初期投資コスト（建設コスト）に年経費率をかけることで得られるが、各事業すべて以下の条件で統一すると年経費率は 11.5%となる。

- ・ プロジェクトライフ：土木設備 50 年（建設コストの 70%相当）
電気/機械設備 25 年後に更新（建設コストの 30%相当）
- ・ 割引率： 8%
- ・ 減価償却： 定額法、残存簿価 10%
- ・ 金利： 簿価に対して 10%
- ・ O&M コスト： 建設コストの 1.5%
- ・ 物価上昇： 考慮しない

各事業の発電単価の計算結果は以下のとおりである。

表 7. 3 各事業の発電単価

		Upper Seti	Kulekhani 3	Kali Gandaki A	Chameyliya	Upper Tamakoshi
建設コスト	million US\$	215.0	78.0	223.0	74.9	277.0
年経費率	%	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5
年経費	million US\$	24.7	9.0	25.6	8.6	31.9
年間発電量	GWh	605	47	602	184	1,570
発電単価	US Cent/kWh	4.09	19.09	4.26	4.68	2.03

¹³ 設備投資にかかるコスト（減価償却および支払金利）と維持運営にかかるコスト（O&M コスト）を、プロジェクトライフで均等に年間の経費として換算した値。

アッパーセティ発電事業の発電単価は、既実施のカリガンダキ発電事業と同等のレベルにあり、02/03年における NEA 設備の発電単価 4.35 US cent/kWh (3.27 NR/kWh を 1US cent=0.752 NR (2004.8.2 時点) より換算) を下回っている。

NEA の開発計画上 12/13 年に運転開始が予定されている Upper Tamakoshi 発電事業は発電単価的には魅力的な案件であるが、流れ込み式であるためアッパーセティのような年間調整の役割は果たせないものと考えられる。

7. 2. 3 移転世帯数の比較

環境リスクの比較として、過去・計画案件における移転世帯数を以下に示す。

表 7. 4 移転世帯数

Upper Seti (計画)	Kulekhani 1 (実績)	Kulekhani 3 (計画)	Kali Gandaki A (実績)	Marsyangdi (実績)	Middle Marsyangdi (建設中)
45	500	25	18	48	63

8 協議録集

8. 1 JICA ネパール事務所との打合せ

(1) 日時：平成 16 年 7 月 20 日 (火) 15:00-16:30

(2) 場所：JICA ネパール事務所 所長室

(3) 出席者：

JICA ネパール事務所： 吉浦所長、徳田職員、
Mr. Sourab Rana (Program Officer)

JICA 調査団： 村上団長、足立団員、今井団員、前原団員、川野団員

(4) 内容

冒頭、調査団から今回のプロジェクト形成基礎調査の目的、対処方針、及びそれに伴う調査の重点事項の説明を行った後、今後の調査日程及び方針事項等について協議を行った。方針事項等についての主な質疑・確認事項は以下のとおり。

(村上団長)

○今回ミッションの大きな目的は3つである。ひとつはネパールの水力開発政策を確認すること、ふたつめはアッパーセティ水力発電計画の事業可能性を確認すること、最後に事業の必要性、問題点、環境配慮などを明確にすることであり、そのために他の事業との比較もあわせて行いたい。

○今回調査にて最も大きな関心事は住民移転の問題である。事前配布資料 (JICA 尾崎専門家作成) には、本事業により移転が 45 世帯発生し、影響をうける人数も 2,054 人にのぼるとあった。最近ではインドネシアの円借款案件 (JICA が F/S 実施) であるコタパンジャン水力事業 (既に完成) で影響をうけた人々が 1 万 7 千人に及び、一部から環境問題に関し訴訟問題がおこされている。JICA ネパール事務所としては、本案件に対する環境の影響をどのようにお考えか。

(吉浦所長)

○本事業で影響をうける人数が 2,000 人とあるが、その内容がインドネシアの案件と同様であるかどうかはわからない。2000 人という内容についても調査団にて調査いただきたい。

(村上団長)

○調査団としても、社会環境の問題は案件を検討する上で最も重要な項目であると考えており、きちっと調査したい。

(今井専門員)

○環境社会配慮の対象者としてネパールとしてどの程度まで管理可能なのかも確認したい。
(川野団員)

○それを確認する上で、過去にネパールで実施した水力案件、クリカニやカリガンダキ等との比較をすることも有効ではないかと思う。

(今井専門員)

○環境ガイドラインについてどの程度、先方に浸透しているのか。

(Rana 担当)

○ガイドラインについては、先方政府やNEAのManaging Directorに公式に送付している。

○EIAは、実施機関であるNEAが実施し、それを承認するのがMOPEである。NEAは既に実施したEIA報告書を監督機関であるMOWRを通じて、MOPEに提出されている。

(徳田担当)

○通常このMOPEの審査には6ヶ月程度かかる。

○ネパール国内にて法律上の手続き上にとつて環境・社会審査がなされているところがある。

(今井専門員)

○JICA環境ガイドラインについて、先方がどの程度理解しているか確認する意味もあり、今回ミッションでプレゼンを行う予定ある。質問形式を通じて先方に一層の理解を深めてもらえるようにしたい。

(徳田担当)

○今回、ADBやWBなどとの面談は都合がつかずセットされていないが、Specificな質問等あれば、事務所より連絡し回答をもらう手配をする。

8. 2 MOF 表敬

(1) 日時：平成16年7月21日(水) 9:30-10:20

(2) 場所：MOF (Ministry of Finance)

(3) 出席者：

MOF：Mr. Hari Prasad Regmi (Under Secretary, Foreign Aid Coordination Division)：全インフラを担当

Mr. Gyan Krishana Sirestha (Section Officer, Foreign Aid Coordination Division)：電力担当

JICA調査団：5名

(4) 内容

冒頭、村上団長より目的および今後の予定について以下の内容を説明。

○本調査団の目的は、以下の5点を確認することである。

- ・ネパール電力事情に関する情報収集
- ・ネパールにおける水力政策
- ・本事業における最大の関心事である社会・環境への影響度合い
- ・他事業との比較を通じた、本事業の経済性、自立性、環境への配慮等を考慮した事業実現性の確認
- ・事業実施にあたっての安全性の確認(マオイストの動向など)

○また、本調査団は帰国後に関係諸機関に報告し、案件採択をきめることとなるが、うまくいけば、予備調査は9～10月から始められると考えている。

先方からの説明は以下のとおり。

- 環境に関することがらについては、Regulation Agency である MOWR を訪問した方がいい。
- MOF は、Foreign Aid について Coordination を行う立場にある。
- 日本から貯水池式であるクリカニ 1, 2 (計 92MW) に支援いただき感謝している。
- 今後は、貯水池式の発電所として 1 つか 2 つ必要であると考えている。そのひとつには、JICA がスタディしたクリカニ 3 もあるが、クリカニ 3 は、第 1、第 2 とのシリーズの最後に位置する発電所であり (つまり単独での調整がしづらい)、調整能力という点からはアッパーセティの方が有利であるとかんがえている。これは他の関係者と協議した結果である。
- 他の水力計画として Tamakoshi や West Seti が F/S が完了している案件としてあるが、いずれも Run-Off-River 式である。
- ネパールでは環境に関しては厳しい目で審査されているものと考えている。
- IPP の案件は非常に少ない。DOED が許認可を行う。IPP は独自に PPA を NEA と結ぶことになる。
- 現在、World Bank やドイツなどの支援で、Power Development Fund を立ち上げる予定であり、その資金を活用して IPP を支援することができると思う。
- インドとの連系は、ネパール全体で 150MW が融通可能である。
- 現在は Net importer であるが将来的には、Net exporter を目指したい。
- NEA の Unbundling に関するスタディを ADB の TA で実施しており、今年の 9 月頃には TA は完了予定である。これは発電と送電電について Unbundling するというスタディである。
- NEA の民営化については考えていない。もし検討するとしたら次のステージということになる。
- ネパールにおいては、7 つのドナーから支援してもらっているが、それぞれの資金協力規模がある。本事業実施における資金ソースとしては、JBIC がトップドナーになってもらえれば、他の部分のアレンジも容易になると考えている。
- 本事業における Compensation cost の Budget は、まだ確保されていない。
- Compensation には用地取得、移転などがあるが、Local currency にてなされる。また、Compensation は Market Price により取引される。
- MOF は、Budget を Allocation するが、実際に実施するのは各関係省・機関である。

8. 3 MOPE 表敬

(1) 日時：平成 16 年 7 月 21 日 (水) 10:40-11:40

(2) 場所：MOPE (Ministry of Population and Environment)

(3) 出席者：

MOPE : Mr. Deependra Bickram Thapa (Joint Secretary, Environment Division) :

本事業の EIA 審査 Committee のチェアマン

JICA 調査団： 5 名

(4) 内容

冒頭、村上団長より、調査団の目的および今後の予定等を説明後、先方より以下のような説明があった。

- アッパーセティ事業は、経済的優位性、社会・環境的インパクトの少なさという点から、いい事業であると考えている。
- MOPE は、本事業のうち EIA の審査を行うものである。
- EIA 審査にあたって Committee が開かれるが自分がチェアマンである。この Committee には、一般に MOWR、Socialist、Independent Engineer (たとえば大学)、Independent Environmentalist、Law Section of MOPE が参画する。Local People Organization はその時々で参加することもある。プレゼンテーションは、EIA を実施したコンサルタント、つまり NEA が実施する。
- 今回の案件においては、まだ Committee は開かれていない。
- Public Hearing を実施することは決められており、省略されることはない。
- Public Hearing には 2 つのタイプがある。ひとつは、スコーピングにあたって Local Area で実施されるものである。もうひとつは、EIA の承認手続きにおいて EIA を Library で公開し、それについて Public Comment を求めるものである。
- 本事業においては、実施機関である NEA が Compensation を行うこととなる。
- 建設中の Monitoring は MOWR が実施する。完成 2 年後に MOPE が Monitoring を行う。
- Compensation は、Gov-Gov 間での事業では Gov が Compensation を直接行うが、本事業は NEA の事業であるため、NEA が行う。
- 予算措置については、一般には NEA の自己 Revenue から予算を捻出するが、今回のケースでは MOF から予算措置があるものと思われる。
- 事業推進の最終的な意志決定は、規模の大きいもの (Arun プロジェクトなど) は、閣議決定による。通常は担当 Minister によりなされる (今回は MOWR)。
- ネパールでは、事業で木を伐採する時にはその 25 倍の本数を植林しなくてはならない。

8. 4 NEA 表敬、打合せ

(1) 日時：平成 16 年 7 月 21 日 (水) 14:00-15:30

(2) 場所：NEA 会議室

(3) 出席者：

NEA : Dr. Janak Lall Karmacharya (Managing Director)

Mr. R.K. Bajracharya (Deputy Managing Director, Planning, Monitoring & Information Technology)

Mr. Uttar K. Shrestha (Deputy Managing Director, Finance & Administration)

Mr. Bhoj Raj Regmi (Act. General Manager, Engineering Services)

JICA 尾崎専門家

JICA 調査団： 5名

JICA ネパール事務所：徳田担当、Rana 担当

(4) 内容

冒頭、村上団長より、調査団の目的および今後の予定等を説明後、先方より以下のような説明があった。

- ネパールは基本的に水力を開発していく方針である。ネパールには燃料になる資源がなく輸入するとお金がかかる。
- アッパーセティの代替として火力ということは考えていない。燃料を輸入に頼るとエネルギーセキュリティ上問題がある。
- 電源計画は、毎年、最小コストになるようプランニングを行っている。
- ネパールでは、Dry season に Peak load となり、Rainy season に Off-peak となる。このような状況では、水資源を有効に使えない。
- その意味で、アッパーセティは、貯水池式で年間調整可能なため Least cost な発電計画と考えている。
- 水力開発については、Hydropower Policy により、Private sector を促進している。IPP は政府によって促進されているが契約に関する Transparency の確保が最も重要な課題である。また IPP に Incentive を与えることも考えている。
- IPP には、Foreign investor も自由に参加できる。
- アッパーセティは、アクセスロードが短く、連系のための送電線も短い。ダム、発電所建設による社会・環境的インパクトも限定的であると考え。
- クリカニ 3 は、その発電能力が限定的であり（2 時間程度の運転）、Costly であると考えている。
- アッパーセティの技術的な課題としては、Sedimentation（堆砂）とダム地点の地質状況にあると考えている。
- F/S はすでに完成したが、このような問題もあるので、JICA に Development Study をお願いしたい。要望内容としては、①今後 7 年間で完成するよう間に合わせたい、②F/S のレベルを銀行の審査可能なレベルにまで引き上げてほしいことである。

- EIA は、NEA 内の担当部にて作成している。
- (JICA ガイドラインに沿った調査や協力が可能かと質問したところ) JICA ガイドラインはシンプルな内容であり、自分たちとしてはカバーできるものと考えている。自分たちは、WB や ADB の案件も実施してきており、それに合わせた EIA を実施すれば、おそらく JICA ガイドラインにもマッチするのではないかと考えている。どちらにしても JICA 環境社会配慮ガイドラインに沿った調査を行うことは、問題ない。
- 用地補償に関するポリシーとして、まずは Land to Land が優先される。そのほかに、Rehabilitation Grant というスキームにて、レンタル、立て替え、金銭補償などを選択できるものもある。
- Compensation なしで建設が始まることはない。
- 今回は NEA が Compensation の予算を用意することとなる。
- 2001 年に完成した F/S は、尾崎専門家の意見に基づき、追加調査を実施して、アップデートしている。
- 系統の安定のため、まだ計画段階であるがインドとのさらなる連系も考えている。

8. 5 NEA 打合せ

(1) 日時：平成 16 年 7 月 21 日 (水) 15:30-17:00

(2) 場所：NEA 会議室

(3) 出席者：

NEA：Mr. Bhoj Raj Regmi (Act. General Manager, Engineering Services),

他本案件関係者、JICA 尾崎専門家

JICA 調査団：5 名

JICA ネパール事務所：徳田担当、Rana 担当

(4) 内容

環境関連および JICA ガイドラインに関し、実務レベルと意見交換を行い、先方より以下のような説明があった。

- EIA は法律に基づき、すでにドラフトが完成して、MOPE に提出済み。
- 最終的な資金ソースと考えている JBIC の Requirement にコンバインドできる形で JICA 開発調査 (今回要請) を行いたいと考えている。
- JICA ガイドラインでは Public Hearing を 3 回開くこととなっているが、ネパールでは、Public Hearing は 1 回行い、EIA の審査段階での Meeting は 2 回開かれる。後者における対象者は地域住民の代表である。
- 資料の公開については、ネパール、日本とも何の制限なく可能である。
- 本事業は、45 世帯が resettlement を予定し、324 世帯が一部の所有地を失うため補償を受ける。
- 現段階では下流域の補償は人数に含まれていない。

- Fishery people は存在する。
- ネパール法に基づく EIA は、この冬には承認するとみているが(通常提出後 6 ヶ月程度)、レイアウト変更などプロジェクトの内容が大きく変更が内限りは、JICA F/S 終了後もそのまま承認された EIA が有効となる。
- (JICA F/S にて) 追加で行った Assessment の内容をプロジェクト実施の決定に関する審査段階で反映されるものとする。
- JICA 新ガイドラインに対する印象としては、計画段階でそこまで詳しく実施するののかという点である。

8. 6 尾崎専門家との打合せ

(1) 日時：平成 16 年 7 月 21 日 (水) 17:00-18:00

(2) 場所：専門家執務室

(3) 出席者：

JICA 尾崎専門家、調査団 5 名、JICA ネパール事務所徳田担当

(4) 内容

JICA 尾崎専門家より本事業の現状、課題等についてご意見を伺ったもの。内容については以下のとおり。

- 本事業において、まだ検討が足りないと考えられるのは堆砂の問題とダム地点の地質条件と考えている。
- 堆砂については、過去の文献から想定した量として、年間 700 万 m³ 産出されるとみている。
- 堆砂により発電能力が落ちる可能性があるため、そのための対策が必要となる。フラッシング(下流に流す)やスムージング(貯水池内未利用スペースにならず)が考えられる。フラッシングは、下流に流すときに社会・環境的な影響も考えられるが、その点にも配慮して、堆砂やフラッシングの関しシミュレーションを行った方がよいと考える。
- D/D 段階ではさらに模型実験で確認する必要がある。
- フラッシングは、毎年、雨期の時期に水位を下げてなるべく影響を小さくして実施するやり方もある。水位を下げてこの時期であればすぐに満水位に回復するし、需要も少ない時期である。
- 堆砂のシミュレーションについても、まずは河川での現地調査で浮遊物や粒径の確認などを行った方がいい。
- ダム地点は Dolomite という石灰質の地質であるが、強度はあるがクラッキーなため地質の遮水性に心配な点がある。この場合、グラウティング(地盤改良)に、通常よりもお金がかかる可能性がある。
- 流量データについては、最近ダムサイト近くにゲージが設置されたため、見直しが必要と思う(F/S に使用したデータより大きめの流量が観測されている模様)。

- 直下流域では農業活動は行われていないので、貯水池にたまる冷水の問題は小さいと思う。ただし漁業が行われていれば対策を検討する必要があるかもしれない。
- 貯水池の冷水に関する調査はおそらく前例がない。ポカラ近郊にある Phewa 湖（灌漑用貯水池）が同じ水系なので、その地点で冷水の滞留に関する調査を行うこと有効かもしれない。
- ダムサイトのすぐ下流で、流域面積から想定するにはほぼ同じ規模の Madi 川と合流する。ただし乾期には、Madi 川の水量は少なくなるが一方で Seti 川からの水量は発電に使用した水（最大 141m³/s）が流されるため、Madi 川にて、本事業の下流への影響が吸収されるとは考えない方がよいのではないか。
- Seti 川の上流に氷河はないため、氷河融解の影響を考慮する必要はないと考えている。

8. 7 MOWR 表敬

(1) 日時：平成 16 年 7 月 22 日（水） 14:00-14:40

(2) 場所：MOWR

(3) 出席者：

MOWR：Mr. ノラン バタライ (Joint Secretary)

Mr. Sriranjana Lacoul (Joint Secretary)

JICA 調査団： 5 名

(4) 内容

冒頭、村上団長より、調査団の目的および今後の予定等を説明後、先方より以下のような説明があった。

- アッパーセティ事業は、Storage Type の発電所で経済的、自立性に優位性があり First priority を与えている。
- アッパーセティ地点は、適切な地点 (Appropriate site) であること、Peak time 対応であること、規模が適当なことから Priority を与えている。
- クリカニ 3 は、適切な地点ではあるが、アクセス性、規模という点でアッパーセティに劣る。
- セキュリティに関していえば、同地点は町から近く (4km)、他の事業よりは安全であろう。
- EIA について、National Guideline に則って実施しているが、International Standard と考えており、JICA ガイドラインにも合うのではないかと思う。
- 移転世帯は 45 世帯であるが、少ないものであると考えている。ちなみにカリガンダキ水力では移転世帯は 20 程度であったが、こっちは流れ込み式である。

8. 8 在ネパール日本大使館表敬

(1) 日時：平成 16 年 7 月 23 日（金） 9:00-10:00

(2) 場所：在ネパール日本大使館会議室

(3) 出席者：

在ネパール日本大使館：大坂一等書記官

JICA 調査団：5名

(4) 内容

冒頭、村上団長より今回調査における対処方針および中間的な確認事項等につき、以下のとおり説明した。

- 第 10 次 5 カ年計画でも水力開発は需要増大への対応だけでなく貧困削減に資するものとして位置づけられている。
- 既存システムは大半がピーク発電のできない流れ込み式であり、年間を通してピーク発電が可能なアッパーセティは重要なプロジェクトである。
- 今回調査の大きなポイントは2つである。ひとつは環境である。移住世帯が 45 家族、さらに用地取得の影響をうける家族は 324 世帯であるが、今回が類似事業で新環境ガイドラインが適用されるおそらく初めての事業である。
- もうひとつは、他の事業との比較を通じた経済性の検討である。アッパーセティありきではなく、経済面・環境面も含めてオプションがないのか確認したい。
- すでに NEA が実施している F/S や EIA には不十分なところも散見されるため、今回調査だけでは具体的な協力内容を決めることはできない。
- 代替電源としては、資源がないこと、エネルギーセキュリティ上の問題がある火力は考えられていない。水力における比較対象、中でもクリカニ 3 はどの比較であるが、こちらは 48MW と比較的規模が小さく経済性もそれほどよくない。
- アッパーセティは、計画にある唯一の貯水池式発電所でありネパールの中では社会・環境影響の小さい事業と考えられている。
- EIA については NEA はすでにネパール政府に提出済みであるが、JICA 環境ガイドラインとの整合が図ることに関して先方は協力的である。
- 採択されれば、9月末から10月初めには予備調査がでる予定である。

次に、事業における技術的なポイントについて、足立団員より技術的観点から以下の5つのポイントを説明。

- 水文に関するデータの正確性の確認・見直しとそれに伴う設計への反映。
- ダムサイトの地質に関するさらなるデータの収集と設計への反映。
- 堆砂量の推定に関する見直しとそれが流入した場合の吐きかた。
- 技術的観点からは水位をあげた方が発電量をかせげるが、一方で補償が増える。その関係についても一度確認する。
- ダムの高さや設計水位など。

最後に社会・環境配慮の観点から今井団員より、以下のポイントを説明。

- ネパール国内ではすでに EIA が提出されているが、JICA のガイドラインとも整合が図れるよう協力することで先方の了解を得た。
- ダム下流域の影響検討が十分でないのでそれを調査する必要がある。
- 移転に関し、フレームワーク（具体的にどのように実施するのか）をさらに検討が必要。
- 貯水池の水質に関する調査が必要。養殖など行った場合も視野にいれ、水質管理方法についても検討が必要。
- 水位変動による地滑り対策についても検討が必要。

以上の JICA 側説明に対し、大坂書記官より以下のご意見・コメントをいただいた。

- 先ほど話があったが、アッパーセティを進めようという場合に、他の計画との比較をきちんと整理しておく必要があるのではないか。
- 特にクリカニ 3 との関連性がクリアにすべきポイントであろう。
- クリカニ 3 は 42MW というそれほど大きくない規模の割に事業費が高く経済性があまりよくないという話は伺っている。
- クリカニ 3 は円借（に要請されている段階）であり、一方アッパーセティも F/S の要請がでている状況である。いつかはこの優先度について決めなければならないと思っている。
- NEA には、転貸利子が 10% となっておりこれも NEA の事業経済性をよくなくしている一因であろう。しかし、他の事業も同様な条件で実施しており、本件だけこの条項をはずすというのも難しいという印象である。
- マオイストに関しては統計的なデータなどないので定性的な情報ではあるが、山間部の闘争の結果として人々が都市部に移ってきているという印象である。主要都市では人口が増えてきている。
- そのような背景もあり都市部の電力需要は伸びてきているのではないか。
- 貯水池式の発電所は現在クリカニ 1 のひとつしかなく一方で雨期と乾期の需要の差が大きい。
- 長期的にみれば、夢のような案件もいくつかあるが、現実的なものはアッパーセティであろうと考えている。
- ネパール側にてまずはクリカニ 3 とアッパーセティの比較を考えるべきであろうと思う。
- NEA にしてみれば F/S は既にかなり進んでいるという感覚なので早く先の段階に進みたいというところであろうが、結局はきっちり F/S 段階で詰めた方がいいと伝えてきている。
- JICA ガイドラインに則って厳格に進める必要があると思う。外部に公表するようなプロセスを経ることが重要である。

JICA ガイドラインに関連し、今井団員より以下の補足説明あり。

- 新しい JICA ガイドラインは JICA による F/S が終わってその後 EIA が実施されるということを想定していたと思う。今回のように EIA が先行しているのは応用問題である。
- 予定であれば来年 1 月にも EIA の承認がとれる可能性がある。重要なポイントは後から実施される JICA スタディでの提案事項が政策にきちんと反映されるかどうかということである。
- たとえば借款要請を決めるプロセスでも意志決定機関にて JICA の提案事項を担保してもらうことが可能であることを確認し、先方も了解した。
- もちろん JICA スタディにより根本的な設計の見直しがなされたら既存の EIA は意味がなくなるが、そこまでの変更はないであろうと考えている。
- NEA の環境対策は、現状把握まではやっているが、それを分析してどのような対策をたてるのかという部分が不十分という印象である。

8. 9 NPC 表敬

(1) 日時：平成 16 年 7 月 26 日 (月) 10:00-10:40

(2) 場所：National Planning Commission (NPC)

(3) 出席者：

NPC：Dr. Khatiwada

JICA 調査団： 村上団長、今井団員

(4) 内容：

当方より調査団の派遣目的について説明し、アッパー・セティ水力発電計画他関連事項について NPC と意見交換を実施した。主な内容は以下の通り。

1) NPC の考え方

ア. アッパー・セティについて

①アッパー・セティプロジェクトとクリカニ第 3 プロジェクトを比較した場合、経済性の面からアッパー・セティを実施した方が良いと思う。プロジェクトの実施に当たっては経済的側面の検討が非常に重要であり、経済的な負担は避けなければならない。

②アッパー・セティプロジェクトは増大する電力需要に対応するためにも、実施すべきプロジェクトであると思う。特に 2006 年完成予定のミドル・マルシャンディ以降は大規模なプロジェクトの計画はないため、2010 年以降は電力需要に供給が追いつかなくなる恐れがあり、早期にアッパー・セティプロジェクトを開始すべきである。

イ. EIA について

①ネパールは法に基づいた厳格な EIA システムを持っている。移転しなければならない住民や影響を受ける住民の規模等を留意しなければならないが、EIA を遵守すればプロジェクトの実現性はある。

②JICA が実施する本 F/S の結果を、ネパール側のプロジェクト実施の決定プロセス (例

えば借款プロジェクトの決定)に適切に組み込む場合、例えばNPCにおける審議が組み込む機会となるかどうかは、プロジェクトの要求やニーズの規模により決まる。ネパールの場合、意思決定プロセスへの反映は基本的に柔軟に対応可能である。

③住民移転については二つの方法がある。まず政府が近郊に移転先(土地)を保有している場合、近郊への移転を第一に検討する。もし近郊に移転先がなければ、他の地域に移転先を探すことになる。

補償の方法は他の土地を供給するか、失う土地に見合った保証金を支払うかどちらかになる。公正・公平な補償は非常に重要であるが、幾人かは恵まれた土地を獲得し、幾人かはそうでないという難しい側面も持っている。

2) NPCの体制他

ア. NPCのスタッフは joint secretary、under secretary を含め6~7名。主に政策面を担当しており、技術面は担当省庁がカバーすることとなる。

イ. 水資源開発プロジェクトを実施する際は、様々な角度から検討することが重要である。例えばダム建設の際、灌漑への利用を組み込んだり (multipurpose dam)、貯水湖を観光資源として開発することにより、全体としてのプロジェクトコストを下げることも可能であると考えている。

8. 10 JICA ネパール事務所への報告

(1) 日時：平成16年7月27日(火) 10:00-10:30

(2) 場所：JICA ネパール事務所 所長室

(3) 出席者：

JICA ネパール事務所：吉浦所長、徳田担当、

Mr. Sourab Rana (Program Officer)

JICA 調査団：足立、今井、前原、川野各団員

(4) 内容：

冒頭、調査団から今回のプロジェクト形成基礎調査の結果について報告を行い、その後、質疑応答を行った。主な内容は以下のとおり。

○NEAの実施するEIAと、本調査で行う環境社会配慮に係る調査との関係は、どのようなのか。(事務所)

ー当方は、資金を調達できるだけのレベルの調査を追加的に行うというものである。実際は、双方を平行して実施するものである。(調査団)

○例えば、地質調査におけるボーリングのための仮設備の費用などは、JICAの負担は難しいと思われるので、現地調査については今後の精査が必要である。(調査団)

○堆砂への対応に関して、排砂ゲートの形式を工夫するなどといった検討が、本格調査内で必要になるとと思われる。(調査団)

- 環境に関しては、補償計画の具体化が本格調査において必要になる。(調査団)
 - － 関連して、クリカニ貯水池においても、養殖の実績があるようである。(事務所)
- 環境影響は、設計が決まるとそれに伴い決定するというものとなる。(調査団)

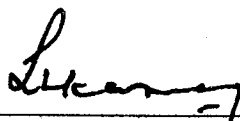
以 上

別添 1 署名された M/M

MINUTES OF MEETING
OF
PROJECT FORMATION STUDY ON UPGRADING FEASIBILITY STUDY
FOR
UPPER SETI STORAGE HYDROELECTRIC PROJECT
IN
THE KINGDOM OF NEPAL

AGREED UPON BETWEEN
NEPAL ELECTRICITY AUTHORITY
AND
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

Kathmandu, July 26, 2004



Dr. Janak Lal Karmacharya
Managing Director,
Nepal Electricity Authority

(HMG/Nepal Undertaking)



Mr. Yusuke MURAKAMI
Team Leader,
Project Formation Study Team,

Japan International
Cooperation Agency

The Nepal Electricity Authority (hereinafter referred to as "NEA") requested through His Majesty's Government of Nepal to implement the Upgrading Feasibility Study on Upper Seti Storage Hydroelectric Project in the Kingdom of Nepal (hereinafter referred to as "the Study"). In response to the request, the Project Formation Study Team (hereinafter referred to as "the Team") organized by the Japan International Cooperation Agency (hereinafter referred to as "JICA") was dispatched and had a series of discussions with the authorities concerned of the Government of Nepal and NEA from July 21 to 26, 2004.

NEA and the Team have agreed to record the points discussed, as mentioned in the following sections.



Signature

Signature

A. General terms

- (1) Both parties have observed that it is essential for NEA to further develop the power sources in accordance with the current and future circumstances, namely existing capacity of 609 MW, and the future demand forecasts of 932.2 MW in 2011 and 1,820.3 MW in 2020, according to NEA Corporate Development Plan FY2003/04 - FY2007/08.
- (2) Both parties have observed that, because most of the existing run-off-river type hydropower stations are unable to provide enough peak power in dry seasons, storage-type hydropower stations are crucially required, and that the Upper Seti project could be a prospective storage-type hydropower project.
- (3) Both parties have confirmed that JICA has been implementing new Guidelines for Environmental and Social Considerations (hereinafter referred to as "the JICA Guidelines"), and that the Study should conform to the JICA Guidelines, especially in the environmental and social aspects.
- (4) The Team has confirmed that the EIA report prepared by NEA is under the legal approval process in the Government of Nepal. Both parties have agreed that any additional outcome of the Study, especially of environmental and social aspects, should be duly incorporated into the Environmental Management and Mitigation Plan which provides the basis for the project implementation.
- (5) The Team explained that the JICA preparatory study team would be dispatched to prepare the Scope of Work for the Study, after the Japanese Governmental decision based on the Team' s proposal. The Nepalese side has confirmed the Team' s explanation.

B. Additional major study items

Both parties have confirmed that, in case that the implementation of the Study is decided by the Government of Japan, the major items of the Study are as follows:



1. Technical and economic/financial aspects

- (1) review and additional study on the optimization of a peaking capacity 122 MW, in light of updated hydrological information, optimal dam height and details for the situation of the reservoir upstream area;
- (2) further to the geological investigation being carried out by NEA as per JICA expert's recommendation, additional geological investigation including several in-situ and laboratory tests, focusing on the riverbed, the dam right and left banks and the underground powerhouse sites;
- (3) additional sediment measurement and analysis, to establish the dam design for sediment treatment, which may be crucial for the project realization; and
- (4) in addition to the reservoir sedimentation study carried out by NEA, review and analysis of reservoir back-water effects including back-sediment phenomena, referring to the results of the analysis in the item 1. (3), to optimize the reservoir operation water levels in light of village locations, resettlement, compensation and so on;
- (5) review and analysis for economic and financial aspects of the project.

2. Environmental and social aspects

- (1) impact assessment of discharge and river water level variation, to be caused by seasonal storage and daily peaking operation, on the downstream conditions;
- (2) impact assessment of sedimentation in the reservoir, not only on the upstream end of the reservoir but on the downstream areas, including riverbed and bank erosion, fisheries and so on;
- (3) further development on resettlement and compensation plans for villagers who are losing houses or lands, by discussing with the villagers through stakeholder meetings to be held, at least, three times in the period of the Study, according to the JICA Guidelines;



hs

ff

- (4) measurement of water quality in the related rivers including at the three gauging stations, and impact assessment for water quality protection of the reservoir;
- (5) investigation and countermeasure examination on possible landslides to be caused by impounding and water level drawdown, especially in the vicinity of the reservoir upstream end; and
- (6) establishment of frameworks on watershed management, focusing on plantation to compensate deforestation to be caused by the construction and operation.

END



Lee

別添 2 電気料金表

TARIFF RATES

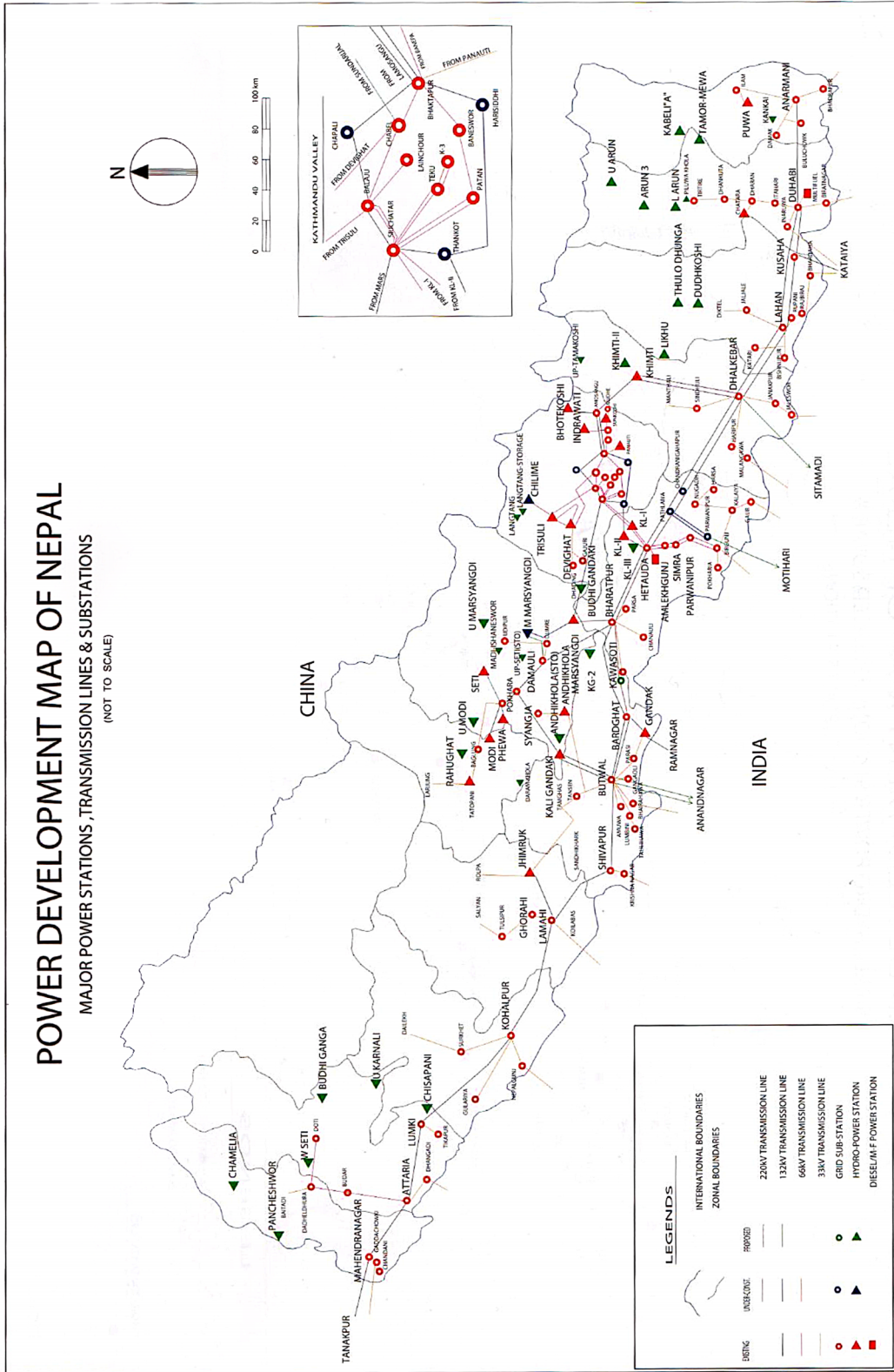
(Effective from the Billing of September 17, 2001)

1: DOMESTIC CONSUMERS		
A Minimum Monthly Charge:	Minimum Charge	Exempt
METER CAPACITY	(NRs.)	(KWh)
Upto 5 ampere	80.00	20
15 ampere	299.00	50
30 ampere	664.00	100
60 ampere	1394.00	200
Three phase supply	3244.00	400
B Energy charge:		
Upto 20 units	Rs. 4.00 per unit	
21-250 units	Rs. 7.30 per unit	
Over 250 units	Rs. 9.90 per unit	
2: TEMPLES		
Energy charge	Rs. 5.10	per unit
3: STREET LIGHTS		
A With Meter	Rs. 5.10	per unit
B Without meter	Rs. 1860.00	per kVA
4: TEMPORARY SUPPLY		
Energy Charge	Rs. 13.50	per unit
5: COMMUNITY WHOLESALE CONSUMER		
Energy Charge	Rs. 3.50	per unit
6: INDUSTRIAL		
	Monthly Demand Charge	Energy Charge
	(Rs/kVA)	(Rs/unit)
A Low Voltage (400/230 volt)		
a) Rural and Cottage	45.00	5.45
b) Small Industry	90.00	6.60
B Medium voltage (11kV)	190.00	5.90
C Medium voltage (33kV)	190.00	5.80
D High voltage (66 kV and above)	175.00	4.60
7: COMMERCIAL		
A. Low voltage (400/230 volt)	225.00	7.70
B. Medium voltage (11 kV)	216.00	7.60
C. Medium voltage (33 kV)	216.00	7.40
8: NON-COMMERCIAL		
A. Low voltage (400/230 volt)	160.00	8.25
B. Medium voltage (11 kV)	180.00	7.90
C. Medium voltage (33 kV)	180.00	7.80

9 : IRRIGATION				
A. Low voltage (400/230 volt)		-		3.60
B. Medium voltage (11 kV)	47.00			3.50
C. Medium voltage (33 kV)	47.00			3.45
10 : WATER SUPPLY				
A. Low voltage (400/230 volt)	140.00			4.30
B. Medium voltage (11 kV)	150.00			4.15
C. Medium voltage (33 kV)	150.00			4.00
11 : TRANSPORT				
A. Medium voltage (11 kV)	180.00			4.30
B. Medium voltage (33 kV)	180.00			4.25
TIME OF DAY (TOD) TARIFF RATES				
Consumer Category & Supply level	Monthly Demand Charge (Rs/kVA)	Energy charge (Rs/unit)		
		Peak Time 18.00-23.00	Off-Peak 23.00-6.00	Normal 6.00-18.00
A. High voltage (66 kV & above)				
1. Industrial	175.00	5.20	3.15	4.55
B. Medium voltage (33 kV)				
1. Industrial	190.00	6.55	4.00	5.75
2. Commercial	216.00	8.50	5.15	7.35
3. Non-Commercial	180.00	8.85	5.35	7.70
4. Irrigation	47.00	3.85	2.35	3.40
5. Water Supply	150.00	4.55	2.75	3.95
6. Transport	180.00	4.70	2.95	4.15
7. Street Light	52.00	5.70	1.90	2.85
C. Medium voltage (11kV)				
1. Industrial	190.00	6.70	4.10	5.85
2. Commercial	216.00	8.65	5.25	7.55
3. Non-Commercial	180.00	9.00	5.45	7.85
4. Irrigation	47.00	3.95	2.40	3.45
5. Water Supply	150.00	4.60	2.80	4.10
6. Transport	180.00	4.80	3.00	4.25
7. Street Light	52.00	6.00	2.00	3.00

- Note : a) If demand meter reads kilowatts (kW) then kVA = kW/0.8
b) 10% discount in the total bill amount will be given to the HMG/N approved Industrial District
c) 25% discount in the total bill amount will be given to HMG Hospitals and Health Center (except residential complex)

別添 3 系統図



別添 4 質問表及びその回答

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY (JICA)		QUESTIONNAIRE/ INFORMATION REQUIRED		Plan Organization :
PROJECT NAME:		Project Formation Study on Feasibility Study for Upper Seti Storage Hydroelectric Project		Ref. No. :
				Issue Date :
				Revision Date :

A. General information (to MOWR and/or NEA)

No	Questionnaire/Information Required	Reply	Remarks
1.	<p>Project Background</p> <p>(1) Objective of the Project</p> <ul style="list-style-type: none"> - Function (power generation, prevention of flood, agriculture, etc.) - Target capacity for each function and target year - Have you conducted any study for the Project? (pre-F/S or Master Plan, etc.) <p>(2) Current Government Policy on Energy and Power Sector</p> <ul style="list-style-type: none"> - Energy policy - Power development policy including import/export of electricity - Other policy on power sector (IPP promotion, rural electrification, system loss, renewable energy, etc.) <p>(3) Past Generation Record in the National Grid for 10 Years</p> <ul style="list-style-type: none"> - Record of installed capacity including import and purchase from IPP and maximum demand (MW) - Record of electricity generation (MWH) by type (hydro, diesel, import, purchase from IPP, etc.) <p>(4) Demand Forecast</p> <ul style="list-style-type: none"> - Demand forecast (MW) for a base scenario, and if any, an alternative scenario - How to estimate the demand forecast? - How often a demand forecast is reviewed? (every year, 3 year or 5year) - How often a power development plan is reviewed according to reviewing demand forecast? 	<ul style="list-style-type: none"> - The purpose is only generation. - 122MW and September 2010 - In 1999, identification of storage project was studied and completed in June 2000. F/S of Upper Seti Project was completed by NEA in July 2001. - Please see "The Hydropower Development Policy 2001" - Please see P6 of "NEA Cooperate Development Plan FY 2003/04-2007/08" - Please see P43 of "NEA Fiscal Year 2002/03 – A Year in Review". - Please see "Energy Demand and Peak Load Forecasts" - Estimate by type of customer. Please see P11 of "NEA Cooperate Development Plan FY 2003/04-2007/08" - Every year - Every year 	<p>Attachment 1</p> <p>Attachment 2</p> <p>Attachment 3</p> <p>Attachment 4</p> <p>Attachment 2</p>

<p>(5) Actual Load Record</p> <ul style="list-style-type: none"> - Maximum load (MW) in each month in 2003 - Typical weekly maximum load (peak season and off-peak season) - Daily load curve of the day which recorded the maximum and minimum load in 2003 - Actual generation record of main power stations in the load maximum and minimum day <p>(6) Other Information</p> <ul style="list-style-type: none"> - Electrification rate for household and village - Technical system loss by generation, transmission and distribution - Non-technical loss - Frequency and voltage for customers - Voltage level of transmission and distribution line - Outage Record (SAIFI and SAIDI) - Tariff - Imported fuel cost (for diesel, heavy oil, etc.) 	<ul style="list-style-type: none"> - Total generation electricity in every month is shown in Attachment 5 - Daily peak load in 2003 is shown in Attachment 6. - Daily load curve of max and min is shown in Attachment 7 and P44 of "NEA Fiscal Year 2002/03 – A Year in Review" - Generation record is also shown in Attachment 7 and P44 of "NEA Fiscal Year 2002/03 – A Year in Review" - 22% of the population has direct access to electricity. 57 districts out of 75 districts are supplied from national grid. The remaining districts are supplied by isolated hydro and solar power. - Technical loss is shown in Page 37 of "NEA Fiscal Year 2002/03 – A Year in Review". - Non-technical loss (No data) - Voltage of T/L and Distribution is shown in P40 and P51 of "NEA Fiscal Year 2002/03 – A Year in Review" - SAIFI and SAIDI (no data). Outage record of T/L is shown in Attachment 8. - Tariff is shown in P40 of "NEA Fiscal Year 2002/03 – A Year in Review" - For diesel, it cost about 0.35 US cent / liter 	<p>Attachment 5</p> <p>Attachment 6</p> <p>Attachment 7</p> <p>Attachment 3</p> <p>Attachment 3</p> <p>Attachment 3</p> <p>Attachment 8</p> <p>Attachment 3</p>
<p>2. Organization and Structure of Implementation</p> <p>(1) Concerned Agency for Power Development Project and their Major Task</p> <ul style="list-style-type: none"> - NEA - Ministry of Water Resources (MOWR) - Any other authority (policy decision, environment, etc.) <p>(2) Procedure in Authorization of a Project</p> <ul style="list-style-type: none"> - How is a general procedure when a project is planned and authorized for implementation? <p>(3) Laws and Regulations concerning the Power Sector</p> <p>(4) Legal Status of NEA</p>	<ul style="list-style-type: none"> - NEA tasks are described in P1 of "NEA Cooperate Development Plan FY 2003/04-2007/08" - Electricity Tariff Fixation Commission, Department of Electricity Development and Water and Energy Commission are described in P33 – P38 "The Hydropower Development Policy 2001" - Project approval procedure is needed for two aspects, Survey and Construction & operation. Approval flow is "NEA→MOWR→National Planning Commission→MOWR→MOF" - Regulation of hydropower business is described in "The Hydropower Development Policy 2001" - NEA is based on the law of "NEA Act. 1984" 	<p>Attachment 2</p> <p>Attachment 1</p> <p>Attachment 1</p>

	<p>(5) Structure of NEA and the Concerned Departments/Divisions of NEA</p> <ul style="list-style-type: none"> - Role of Each Concerned Departments/Divisions - Number of the Departments/Divisions - How does NEA make decision on investment of a project? <p>(6) Policy of Human Resource Development and Training Program for Hydropower</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Role of each department is described in Page 32-36 of "NEA Fiscal Year 2002/03 – A Year in Review" - Structure of NEA is shown in Attachment 9. - Training program is shown in "Engineering Services, NEA" 	<p>Attachment 3 Attachment 9 Attachment 10</p>
3.	<p>Power Development Plan in the National Grid</p> <p>(1) Current Power Development Plan in the National Grid</p> <ul style="list-style-type: none"> - Installed capacity (and if any, retired capacity) for a base/alternative scenario including import and purchase power - Does NEA have a target for reserve margin? (= installed capacity/maximum demand - 1) - How to set the reserve margin? (LOLE, LOLP or other) <p>(2) Basic Policy for Import and Purchase from IPP</p> <ul style="list-style-type: none"> - Contract of import and purchase from IPP (purchase price, contract term, boundary point) <p>(3) Data of Future Generation Projects in the National Grid (Hydro, Diesel, Import, IPP, etc.)</p> <p>(4) Rehabilitation and Retirement Capacity</p> <ul style="list-style-type: none"> - Does NEA have any rehabilitation or retirement power station? - If any, please provide information for closing year and re-commissioning year <p>Existing Power Stations, Import and IPP</p> <p>(1) Data of Existing Facilities (Hydro, Diesel and IPP) in NEA</p> <p>(2) Periodic Inspection for Hydro and Thermal</p> <ul style="list-style-type: none"> - How often a periodic inspection is conducted for Hydro and Thermal? - When is a periodic inspection usually conducted in a year? <p>(3) Existing Import Contracts</p> <ul style="list-style-type: none"> - Country, Existing contract (MVA or GWh), Contract period - Purchase Price (min, ave, max) <p>(4) Existing IPP Project</p> <ul style="list-style-type: none"> - Purchase Price (min, ave, max) <p>(5) Standard Annual Generation Cost (capital and O&M) for Diesel Power</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Please see P14 of "NEA Cooperate Development Plan FY 2003/04-2007/08" and Attachment 4 & 11. - None - LOLP 5 days per year. - Please see P21 of "NEA Cooperate Development Plan FY 2003/04-2007/08" - Please see Attachment 11. There is no plan to install new diesel. - Please see Attachment 11. - Please see P14 of "NEA Cooperate Development Plan FY 2003/04-2007/08" and Attachment 12. - No answer. - Please see P21 -22 of "NEA Cooperate Development Plan FY 2003/04-2007/08" - Please see P46 of "NEA Cooperate Development Plan FY 2003/04-2007/08" - Please see Attachment 12. 	<p>Attachment 2 Attachment 4&11 Attachment 2 Attachment 11 Attachment 11 Attachment 2 Attachment 12 Attachment 2 Attachment 2 Attachment 12</p>
4.			

5.	<p>Transmission Network</p> <p>(1) Planning Criteria</p> <ul style="list-style-type: none"> - Fault current, Overload (transmission line and substation), Stability (N-1, etc.) <p>(2) Design Criteria of Transmission Line</p> <p>(3) Basic Data of Existing Transmission Lines</p> <p>(4) Future Transmission Project and Distribution Project</p> <ul style="list-style-type: none"> - Commissioning year, Project cost, Project data, Current status, etc. <p>(5) Map which shows the national power system including interconnection transmission</p> <p>(6) Map which shows on-grid and off-grid area</p> <p>(7) Power Flow Diagram (2004 and future)</p> <p>(8) Any Issues on Transmission Network</p> <ul style="list-style-type: none"> - Transmission for Kaligandali A - Export to India and Import from India - Any other issues 	<ul style="list-style-type: none"> - Please see Attachment 13. - Please see Attachment 13. - Please see Attachment 13. - Please see P17-18 of "NEA Cooperate Development Plan FY 2003/04-2007/08" and P20-23 of "NEA Fiscal Year 2002/03 - A Year in Review" - Please See Attachment 14. - Please See Attachment 14. - Please See Attachment 14. - Please see P17-18 of "NEA Cooperate Development Plan FY 2003/04-2007/08" 	<p>Attachment 13</p> <p>Attachment 13</p> <p>Attachment 13</p> <p>Attachment 2</p> <p>Attachment 3</p> <p>Attachment 14</p> <p>Attachment 14</p> <p>Attachment 2</p> <p>Attachment 3</p> <p>Attachment 2</p> <p>Attachment 14</p>
6.	<p>Supporting Information</p> <p>(1) Annual Report</p> <p>(2) Financial Status of NEA</p> <p>(3) Location map of power stations including IPP</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Attachment 3 - Attachment 2 - Attachment 14 	<p>Attachment 3</p> <p>Attachment 2</p> <p>Attachment 14</p>

3.	<p>Detailed Information for Other Hydro Projects Please provide us with the following reports:</p> <ul style="list-style-type: none"> (1) Existing Report <ul style="list-style-type: none"> - Identification and Feasibility Study of Storage Projects (2) Under Construction <ul style="list-style-type: none"> - Feasibility Study of Kaligandali and Middle Marsyandi (Summary) (3) Under Planning <ul style="list-style-type: none"> - Feasibility Report of Chameyliya, Upper Karnali and Upper Tamakoshi (Summary) 	<ul style="list-style-type: none"> - Attachment 18 - Attachment 19 for Kaligandaki. No document for Middle Marsyangdi. - Attachment 20 for Chameyliya, Attachment 21 for Upper Karnali and Attachment 22 for Upper Tamakoshi 	<p>Attachment 18 Attachment 19 Attachment 20 Attachment 21 Attachment 22</p>
----	---	---	--

別添5 収集資料リスト

質問状回答における Attachment リスト

No.	タイトル
1	The Hydropower Development Policy 2001
2	NEA Cooperate Development Plan FY 2003/04-2007/08
3	NEA Fiscal Year 2002/03 – A Year in Review
4	Energy Demand and Peak Load Forecasts
5	Total Generation Record by Month
6	Daily Peak Load Demand
7	Maximum and Minimum Daily Load Curve
8	Total System Tripping
9	Corporate Structure of NEA
1 0	Engineering Services, NEA
1 1	Power Development Plan in the National Grid
1 2	Operation and Generation Cost, Generation Record by P/S and Kunekhani 1
1 3	Transmission Planning Criteria
1 4	Power Flow Map, Location Map of P/S
1 5	Feasibility Study Upper Seti StorageHydroelectric Project
1 6	Supplementary Study (Upgrading Feasibility Study)
1 7	Basic Assumptions for Economic Analysis
1 8	Identification and Feasibility Study of Storage Projects
1 9	Kali Gandaki “A” Hydroelectric Project Detailed Feasibility Study
2 0	Chameyliya Hydroelectric Project Conference foe Detailed Design
2 1	Upper Karnali Hydroelectgric Project Feasibility Study
2 2	Upper Tama Koshi Hydroelectric Project Feasibility Study

その他入手資料リスト

- ・ 過去事業の移転数
- ・ NEA 従業員推移
- ・ 最新工程表案（質問状質疑応答時に先方より入手）
- ・ A Report on Role of Upper Seti Storage Project in INPS
- ・ 1/25,000 地図一式

別添6 Web サイト情報

Web サイト情報

(経済データ)

IMF : ネパール経済統計 (2003.9)

<http://www.imf.org/external/pubs/cat/longres.cfm?sk=16862.0>

ADB : ネパールカントリーテーブル

http://www.adb.org/Documents/Books/Key_Indicators/2003/pdf/NEP.pdf

Nepal Rastra Bank (中銀) : 為替、金融情報等

<http://www.nrb.org.np/index.htm>

(政策・カントリーストラテジー他)

ネパール政府 : 第10次5カ年計画

http://www.npc.gov.np/tenthplan/the_tenth_plan.htm

JICA : ネパール国別援助研究会報告書 (2003.5)

http://www.jica.go.jp/activities/report/country/2003/nepal_01.html

JBIC : ネパール貧困プロファイル (2003.3)

<http://www.jbic.go.jp/japanese/oec/environ/hinkon/index.php>

ADB : Country Strategy and Program Update 2004-2006 (2003.8)

<http://www.adb.org/Documents/CSPs/NEP/2003/default.asp>

WB : ネパール電力セクター開発ストラテジー(2001)

http://www-wds.worldbank.org/servlet/WDSContentServer/WDSP/IB/2001/04/24/000094946_01041107222025/Rendered/PDF/multi0page.pdf

(プロジェクト情報)

ADB : Rural Electrification, Distribution and Transmission Project

<http://www.adb.org/Documents/Profiles/LOAN/29471013.ASP>

WB : Nepal Power Development Project (2003.5 承認)

<http://web.worldbank.org/external/projects/main?pagePK=104231&piPK=73230&theSitePK=40941&menuPK=228424&Projectid=P043311>

ADB : Mini-hydropower Project 事後評価報告書(1998.1)

<http://www.adb.org/Documents/PERs/PE-503.pdf>

JBIC : クリカニ防災 2002年度事後評価報告書

http://www.jbic.go.jp/japanese/oec/post/2002/pdf/project_23_allj.pdf