

ネパール国
ネパール電力公社

ネパール国
全国貯水式水力発電所マスタープラン調査
ファイナルレポート

平成 26 年 2 月
(2014 年)

独立行政法人
国際協力機構(JICA)

電源開発株式会社

目 次

第 1 章 序論

1.1	プロジェクトの背景.....	1-1
1.2	調査の目的.....	1-2
1.3	調査の範囲.....	1-2
1.4	調査実施上の留意点と報告書の構成.....	1-2
1.5	調査スケジュールおよび調査内容.....	1-5
1.6	調査団派遣実績および報告書.....	1-8
1.7	カウンターパートおよび調査団.....	1-8
1.7.1	NEA.....	1-8
1.7.2	JICA 調査団.....	1-9

第 2 章 気象・水文

2.1	気象.....	2-1
2.1.1	気候区分.....	2-1
2.1.2	季節.....	2-1
2.1.3	気温.....	2-2
2.1.4	湿度.....	2-2
2.1.5	降雨.....	2-2
2.1.6	雪.....	2-3
2.1.7	降水量.....	2-4
2.2	河川.....	2-12
2.2.1	一般.....	2-12
2.2.2	河川の成り立ち.....	2-13
2.2.3	河川の水文特性.....	2-14
2.2.4	流域.....	2-18
2.2.5	流量観測.....	2-23
2.2.6	流量算定.....	2-26
2.3	堆砂.....	2-27
2.3.1	一般.....	2-27
2.3.2	堆砂量測定.....	2-28
2.3.3	比堆砂量.....	2-29
2.3.4	堆砂管理.....	2-32
2.4	氷河湖決壊洪水.....	2-35
2.4.1	氷河および氷河湖.....	2-35
2.4.2	氷河湖決壊洪水（GLOF）.....	2-40

第 3 章 地形・地質

3.1	地形.....	3-1
3.2	地質.....	3-4

3.2.1	地質構造区	3-4
3.2.2	ヒマラヤでの地殻応力分布	3-8
3.3	地震	3-9
3.3.1	地震分布	3-9
3.3.2	活断層および巨大地震	3-11
3.3.3	地震ハザードマップ	3-14
第4章	自然および社会環境	
4.1	自然保護区.....	4-1
4.2	希少生物.....	4-5
4.3	民族.....	4-16
4.4	土地利用.....	4-20
4.5	ラフティング.....	4-21
第5章	社会・経済状況	
5.1	行政区分および人口.....	5-1
5.2	経済状況.....	5-5
第6章	電力セクターの現状	
6.1	エネルギー政策と現状.....	6-1
6.1.1	エネルギー政策	6-1
6.1.2	エネルギー需給状況	6-2
6.1.3	一次エネルギー資源	6-3
6.2	電力セクターの政策と主要機関.....	6-3
6.2.1	電力セクターの基本政策	6-3
6.2.2	電力セクターの主要機関と役割分担	6-4
6.2.3	ネパール国電力公社の動向	6-5
6.3	既設発電設備.....	6-9
6.4	既設送変電設備.....	6-11
6.5	電力需給実績.....	6-13
6.6	電力料金.....	6-23
6.7	NEA の財務状況	6-25
6.8	輪番停電と乾期の電力価格.....	6-29
6.9	インドからの電力輸入.....	6-32
第7章	電力需要予測	
7.1	目的.....	7-1
7.2	電力需要予測の現況と評価.....	7-1
7.3	潜在需要を考慮した電力需要予測.....	7-3
7.3.1	経済成長と価格のシナリオの設定	7-3
7.3.2	パラメーターの設定と感度分析	7-3
7.3.3	感度分析の結果	7-11

7.3.4	電力需要予測における採用シナリオ	7-19
第8章 電源開発計画の策定		
8.1	既存の発電設備.....	8-1
8.2	既存の発電システムの問題点.....	8-2
8.2.1	供給力不足	8-2
8.2.2	乾期における供給能力の低下	8-2
8.3	ネパールにおける発電方式.....	8-4
8.3.1	一次エネルギーの状況	8-4
8.3.2	各発電方式の特性	8-5
8.4	乾期における供給能力の低下に対する対策.....	8-7
8.5	NEA による既存の電源開発計画.....	8-9
8.6	電源開発の基本的シナリオ	8-10
8.7	既存の発電設備の設備出力.....	8-10
8.8	建設中および建設される確度が高い水力発電プロジェクト	8-11
8.9	開発候補の水力発電プロジェクト.....	8-12
8.9.1	調査団によって選択された有望貯水式プロジェクト.....	8-12
8.9.2	流れ込み式水力の開発	8-13
8.9.3	インドからの電力輸入	8-14
8.10	主要なパラメーター.....	8-14
8.11	電源開発計画.....	8-17
8.11.1	具体的な開発シナリオ	8-17
8.11.2	電源開発計画	8-17
第9章 貯水式水力発電開発計画		
9.1	実施される貯水式水力発電プロジェクト	9-1
9.2	貯水式プロジェクトの開発のための投資額.....	9-2
9.3	資金調達の可能性の分析.....	9-4
9.3.1	財務分析と経済分析の枠組みの設定	9-4
9.3.2	電力価格と経済内部収益率に関する分析	9-7
9.3.3	電力価格と財務内部収益率に関する分析—民間投資による電力開発の 検討.....	9-8
9.3.4	電力価格と財務内部収益率に関する分析—公共投資による電力開発の 検討.....	9-11
第10章 有望貯水式プロジェクトの選定と評価		
10.1	有望貯水式プロジェクトの選定.....	10-1
10.1.1	検討対象プロジェクト	10-1
10.1.2	有望プロジェクトの選定方法	10-2
10.1.3	評価対象プロジェクトの選定（第1段階）	10-2
10.1.4	候補プロジェクトの評価（第2段階）	10-11

10.1.4.1	評価項目と評価基準.....	10-11
10.1.4.2	評価項目の重み付け.....	10-45
10.1.4.3	評価結果	10-48
10.1.5	有望プロジェクトの選定（第3段階）	10-84
10.2	選定された有望貯水式プロジェクトの評価.....	10-90
10.2.1	選定された有望プロジェクト	10-90
10.2.1.1	有望プロジェクトリスト.....	10-90
10.2.1.2	水文資料および電力量.....	10-129
10.2.1.3	地質調査および評価.....	10-133
10.2.1.4	環境調査および評価.....	10-140
10.2.1.5	プロジェクトコストおよび運用開始までのリードタイムの評価.....	10-185
10.2.2	有望プロジェクトの評価	10-189
10.2.2.1	評価項目と評価基準.....	10-189
10.2.2.2	評価項目の重み付け.....	10-202
10.2.2.3	評価結果	10-207
第 11 章	送電設備拡充計画	
11.1	2032 年の電力システムの構想.....	11-1
11.2	NEA による送電設備拡充計画.....	11-3
11.3	追加送電線計画.....	11-4
11.4	開発プロジェクトに関わる送電線計画.....	11-5
11.4.1	建設中および建設される確度が高いプロジェクトのための送電線.....	11-5
11.4.2	貯水式水力発電の候補プロジェクトのための送電線.....	11-6
11.5	系統解析による送電拡充計画の評価.....	11-7
11.5.1	検討内容	11-7
11.5.2	解析条件	11-7
11.5.3	潮流解析	11-8
11.5.4	短絡容量解析	11-11
11.5.5	安定度解析	11-11
11.6	送電拡充計画のレビュー.....	11-20
第 12 章	環境社会配慮	
12.1	戦略的環境アセスメント.....	12-1
12.1.1	SEA の目標.....	12-1
12.1.2	第 1 段階の SEA.....	12-1
12.1.3	第 2 段階の SEA.....	12-4
12.1.4	第 3 段階の SEA.....	12-6
12.1.5	累積的影響	12-9
12.1.6	保全対策	12-17
12.1.7	ステークホルダー協議	12-21
12.2	FS 以降の段階で配慮すべき事項	12-22

12.2.1	環境社会配慮関連書類	12-22
12.2.2	FS 段階での包括的スコーピング	12-25
12.2.3	物理環境の注意点	12-27
12.2.4	自然環境の注意点	12-31
12.2.5	社会環境の注意点	12-33

第 13 章 結論および提言

13.1	結 論.....	13-1
13.1.1	電力需要予測	13-1
13.1.2	電源開発計画	13-2
13.1.3	貯水式水力発電開発計画	13-5
13.2	提 言.....	13-6
13.2.1	次段階の調査実施のための提言	13-6
13.2.2	その他の提言	13-10

Appendix

Appendix 1	Final Long List of the Potential Sites of Storage Projects
Appendix 2	選定された有望プロジェクト
Appendix 3	Strategic Environmental Assessment Report
Appendix 4	NEA によって提案された候補プロジェクトを考慮した 電源開発計画と貯水式水力発電開発計画
Appendix 5	Annex of SEA Report

List of Tables

Table 2.1.6-1	Snow Covered Area	2-3
Table 2.1.7-1	Specifications of Precipitation Gauging Stations (1/6).....	2-5
Table 2.1.7-1	Specifications of Precipitation Gauging Stations (2/6).....	2-6
Table 2.1.7-1	Specifications of Precipitation Gauging Stations (3/6).....	2-7
Table 2.1.7-1	Specifications of Precipitation Gauging Stations (4/6).....	2-8
Table 2.1.7-1	Specifications of Precipitation Gauging Stations (5/6).....	2-9
Table 2.1.7-1	Specifications of Precipitation Gauging Stations (6/6).....	2-10
Table 2.2.3-1	Hydrological Futures of Rivers in Nepal	2-16
Table 2.2.4-1	Drainage Area and Annual Discharge of Major Rivers.....	2-19
Table 2.2.5-1	Specifications of Gauging Stations (1/2)	2-24
Table 2.2.5-1	Specifications of Gauging Stations (2/2)	2-25
Table 2.3.2-1	Specifications of Gauging Stations for Suspended Sediment	2-29
Table 2.3.2-2	Rate of Bed Load to Suspended Load.....	2-29
Table 2.3.3-1	Specific Sediment Yield in Some Basins of the Lesser Himalaya	2-30
Table 2.3.3-2	Main Feature of the Kulekhani Hydropower Plant.....	2-31
Table 2.4.1-1	Distribution of Glaciers in River Basins of Nepal	2-36
Table 2.4.1-2	Glacial Lakes and their Area in River Basins and Sub-basins of Nepal	2-37
Table 2.4.1-3	Classification of Glacial Lakes	2-38
Table 2.4.1-4	Number and Area of Different Types of Glacial Lakes in Nepal.....	2-40
Table 2.4.2-1	GLOF Events Recorded in Nepal	2-42
Table 2.4.2-2	List of Potentially Critical Glacial Lakes in Nepal	2-44
Table 3.1-1	Physiographical Division of Nepal, Himalaya.....	3-2
Table 3.2.1-1	Tectonic Subdivisions of Nepal	3-7
Table 3.3.2-1	Major Earthquakes in Regional Areas including Nepal (M > 7.5).....	3-12
Table 3.3.2-2	Large Earthquakes in Localized Areas around Nepal (M > 6.0).....	3-13
Table 4.1-1	National Protected Area in Nepal	4-2
Table 4.1-2	International Protected Area in Nepal.....	4-3
Table 4.1-3	Key Biodiversity Area in Nepal.....	4-4
Table 4.2-1	IUCN Red-List Species and Protected Wildlife in Nepal	4-5
Table 4.2-2	Distribution Maps of National Red List Mammals in Nepal	4-11
Table 4.3-1	Population of Ethnic Groups.....	4-17
Table 4.3-2	Definition of Janajati	4-20
Table 5.1-1	Distribution and Growth of Population by Administration Units in Nepal (1/2).....	5-3
Table 5.1-1	Distribution and Growth of Population by Administration Units in Nepal (2/2).....	5-4
Table 5.2-1	GDP and Related Indicators.....	5-7
Table 6.1.1-1	Policy Documents Guiding Energy Production, Development and Utilization	6-1
Table 6.1.2-1	Energy Sources and Consumption in 2005	6-2
Table 6.2.2-1	Functions and Responsibilities of Power Sector Organizations.....	6-5

Table 6.2.3-1	Main Function of Departments of the NEA in 2011	6-6
Table 6.2.3-2	Department-wise Number of Administration Staff in the NEA in 2011	6-9
Table 6.3-1	Existing Generation Facilities in Nepal	6-10
Table 6.4-1	Existing Transmission Lines in the Integrated Nepal Power System.....	6-11
Table 6.4-2	Existing Substations in the Integrated Nepal Power System	6-13
Table 6.5-1	Actual and Estimated Power Supply and Peak Load	6-15
Table 6.5-2	Actual Energy Sales and Estimated Load Shedding by Sectors	6-16
Table 6.5-3	Type of Lighting Facilities of Households in 2001 and 2011 by Eco-zone	6-20
Table 6.5-4	Type of Lighting Facilities of Households in 2001 and 2011 by District	6-21
Table 6.5-4	Type of Lighting Facilities of Households in 2001 and 2011 by District (cont.).....	6-22
Table 6.6-1	Nominal Price of Electricity since 1992 by Sectors (Rs./kWh).....	6-23
Table 6.7-1	Balance Sheet of the NEA since FY1998/99	6-25
Table 6.7-2	Profit and Loss Statement of the NEA since FY1998/99.....	6-26
Table 6.7-3	Per-kWh Cost of Electricity and Loss Incurred by the NEA	6-28
Table 6.8-1	Theoretical Seasonal Electricity Prices and Lost Sales by the NEA.....	6-31
Table 7.3.2-1	Parameters for Base Case Power Demand Forecasting: GDP Growth Rates, Income Elasticity, and Propensity to Increase Electricity	7-5
Table 7.3.2-2	Parameters for Base Case Power Demand Forecasting: Price of Electricity	7-6
Table 7.3.2-3	Parameters for Base Case Power Demand Forecasting: Price Elasticity and Other Parameters.....	7-7
Table 7.3.2-4	Base Case, High Case, and Low Case Parameters: Pricing of Power.....	7-9
Table 7.3.2-5	Base Case, High Case, and Low Case Parameters: GDP Growth by Sector.....	7-11
Table 7.3.3-1	Comparison between Various Base Case Power Demand Forecasts	7-14
Table 7.3.3-2	Comparison between Various Base Case Peak Load Forecasts	7-15
Table 7.3.3-3	Base Case Power Demand Forecasts by Sectors.....	7-16
Table 7.3.3-4	Base Case Forecast of Peak Load based on the Power Demand Forecast	7-17
Table 7.3.3-5	Base Case Power Demand Structure and Growth Rates by Sectors	7-18
Table 7.3.4-1	Sensitivity Analysis of Power Demand Peak Load Forecasts.....	7-19
Table 8.1-1	Installed Capacity of Existing Generation Facilities.....	8-1
Table 8.2.1-1	Increase in Installed Capacity and Peak Demand	8-2
Table 8.3.1-1	Energy Balance for Nepal (2009)	8-5
Table 8.3.2-1	Comparison of Electric Power Generation Methods in Nepal.....	8-7
Table 8.5-1	NEA's Generation Expansion Plan (FY2005/06).....	8-9
Table 8.7-1	Installed Capacity of Existing Generation Facilities.....	8-11
Table 8.8-1	Projects under Construction or with a High Probability of Construction	8-12
Table 8.9.1-1	Candidates Storage-type Hydroelectric Power Project selected by the Study Team.....	8-13
Table 8.9.2-1	Candidates of the ROR-type Projects	8-14
Table 8.10-1	Power Demand from FY2013 to FY2032.....	8-15
Table 8-10-2	Ratio of Monthly Peak Demand to Annual Peak Demand.....	8-15
Table 8.11.2-1	Generation Expansion Plan (Base Case).....	8-18
Table 8.11.2-2	Generation Expansion Plan (High Case)	8-19

Table 8.11.2-3	Generation Expansion Plan (Low Case)	8-20
Table 8.11.2-4	Balance of Supply and Demand, LOLP, and Reserve Margin (Base Case).....	8-22
Table 8.11.2-5	Balance of Supply and Demand, LOLP, and Reserve Margin (High Case).....	8-23
Table 8.11.2-6	Balance of Supply and Demand, LOLP, and Reserve Margin (Low Case)	8-23
Table 9.1-1	Storage-type Projects to be Implemented	9-1
Table 9.1-2	Commissioning Year of Commercial Operation	9-2
Table 9.2-1	Net Cash Flow of Base Case during the Master Plan Period.....	9-3
Table 9.3.1-1	Net Cash Flow and FIRR of Each Project (Base Case) at 8% Interest Rate and 12 Rs/kWh.....	9-5
Table 9.3.1-2	Net Benefit and EIRR of Each Project (Base Case) at 8% Interest Rate and 12 Rs/kWh	9-6
Table 9.3.2-1	Summary of Project-wise EIRR with 8% of Interest on Long-term Debt	9-7
Table 9.3.2-2	Summary of Project-wise EIRR with 1% of Interest on Long-term Debt	9-7
Table 9.3.2-3	Summary of Case-wise EIRR with 8% of Interest on Long-term Debt.....	9-8
Table 9.3.2-4	Summary of Case-wise EIRR with 1% of Interest on Long-term Debt.....	9-8
Table 9.3.3-1	Summary of Project-wise FIRR with 8% Interest on Long-term Debt.....	9-9
Table 9.3.3-2	Summary of FIRR of the Cases with 8% Interest on Long-term Debt	9-10
Table 9.3.4-1	Cost and Price Analysis of Power Generation and Purchase by the NEA in FY2010/11	9-12
Table 9.3.4-2	Results of Breakeven Point Analysis (at 2011 prices)	9-14
Table 9.3.4-3	Summary of Project-wise FIRR with 1% Interest on Long-term Debt.....	9-15
Table 9.3.4-4	Summary of FIRR of the Cases with 1% Interest on Long-term Debt	9-16
Table 10.1.1-1	Projects in the Long List.....	10-1
Table 10.1.3-1	Selection of Candidate Projects	10-9
Table 10.1.4.1-1	List of Gauging Stations Selected for Energy Calculation (1/2).....	10-13
Table 10.1.4.1-1	List of Gauging Stations Selected for Energy Calculation (2/2).....	10-14
Table 10.1.4.1-2	Evaluation Criterion for Reliability of Flow Data	10-15
Table 10.1.4.1-3	Evaluation Criterion for Risk of a GLOF	10-16
Table 10.1.4.1-4	Evaluation Criterion for Sedimentation	10-16
Table 10.1.4.1-5	Geologic and Seismic Dataset for Each Project Site (1/5).....	10-19
Table 10.1.4.1-5	Geologic and Seismic Dataset for Each Project Site (2/5).....	10-21
Table 10.1.4.1-5	Geologic and Seismic Dataset for Each Project Site (3/5).....	10-23
Table 10.1.4.1-5	Geologic and Seismic Dataset for Each Project Site (4/5).....	10-25
Table 10.1.4.1-5	Geologic and Seismic Dataset for Each Project Site (5/5).....	10-27
Table 10.1.4.1-6	Evaluation Criterion for Geology applied by the NEA.....	10-29
Table 10.1.4.1-7	Evaluation Criterion for Site Geology	10-30
Table 10.1.4.1-8	Evaluation Criterion for Proximity to Large Tectonic Thrusts	10-32
Table 10.1.4.1-9	Closeness to Other Faults.....	10-32
Table 10.1.4.1-10	Evaluation Criterion for Natural Hazards (Earthquakes).....	10-33
Table 10.1.4.1-11	Evaluation Criterion for Seismicity - Matrix	10-34
Table 10.1.4.1-12	Evaluation Criterion for Length of Access Roads.....	10-37
Table 10.1.4.1-13	Evaluation Criterion for Difficulty Level of Financing	10-37
Table 10.1.4.1-14	Study Level of Candidate Projects on the Long List	10-37

Table 10.1.4.1-15	Classification of Study Level for Evaluation of Reliability	10-38
Table 10.1.4.1-16	Evaluation Criterion for Reliability of Development Plan	10-38
Table 10.1.4.1-17	Evaluation Criterion for Unit Generation Cost	10-39
Table 10.1.4.1-18	Evaluation Criterion for Installed Capacity	10-39
Table 10.1.4.1-19	Evaluation Criterion for Annual Energy Production.....	10-40
Table 10.1.4.1-20	Evaluation Criterion for Energy Production in the Dry Season.....	10-40
Table 10.1.4.1-21	Evaluation Criterion for Impact on the Forest Areas	10-40
Table 10.1.4.1-22	Points for the Impact on Protected Areas.....	10-41
Table 10.1.4.1-23	Evaluation Criterion for Impact on Protected Areas	10-41
Table 10.1.4.1-24	List of Fishes used in the Evaluation	10-42
Table 10.1.4.1-25	Evaluation Criterion for Impact on Fishes.....	10-42
Table 10.1.4.1-26	List of Species and Points for Impact on Conservation Species	10-43
Table 10.1.4.1-27	Evaluation Criterion for Conservation Species.....	10-43
Table 10.1.4.1-28	Evaluation Criterion for Impact of Construction for Transmission Lines to the Social Environment.....	10-44
Table 10.1.4.1-29	Evaluation Criterion for Impact on Households	10-44
Table 10.1.4.1-30	Evaluation Criterion for Impact on Agricultural Land.....	10-44
Table 10.1.4.1-31	Evaluation Criterion for Impact on Ethnic Minority.....	10-44
Table 10.1.4.1-32	Evaluation Criterion for Impact on Tourism.....	10-45
Table 10.1.4.2-1	Weight of Evaluation Item (Base Case).....	10-46
Table 10.1.4.2-2	Weight of Evaluation Item (Case 1).....	10-47
Table 10.1.4.2-3	Weight of Evaluation Item (Case 2).....	10-47
Table 10.1.4.3-1	Evaluation Score and Ranking	10-48
Table 10.1.4.3-2	Evaluation Score and Ranking of Each Case.....	10-49
Table 10.1.4.3-3 (1)	Evaluation Score and Ranking of the Base Case (1/3)	10-51
Table 10.1.4.3-3 (2)	Evaluation Score and Ranking of the Base Case (2/3)	10-53
Table 10.1.4.3-3 (3)	Evaluation Score and Ranking of the Base Case (3/3)	10-55
Table 10.1.4.3-4 (1)	Evaluation Score and Ranking of Case 1 (1/3).....	10-57
Table 10.1.4.3-4 (2)	Evaluation Score and Ranking of Case 1 (2/3).....	10-59
Table 10.1.4.3-4 (3)	Evaluation Score and Ranking of Case 1 (3/3).....	10-61
Table 10.1.4.3-5 (1)	Evaluation Score and Ranking of Case 2 (1/3).....	10-63
Table 10.1.4.3-5 (2)	Evaluation Score and Ranking of Case 2 (2/3).....	10-65
Table 10.1.4.3-5 (3)	Evaluation Score and Ranking of Case 2 (3/3).....	10-67
Table 10.1.4.3-6	Impact on Protected Areas	10-69
Table 10.1.4.3-7	Impact on Conservation Species.....	10-70
Table 10.1.4.3-8	Impact on Tourism	10-71
Table 10.1.5-1	Promising Projects (Number of promising projects in each river basin is five or less).....	10-86
Table 10.1.5-2	Issued Survey and Construction License for Generation.....	10-87
Table 10.1.5-3	Promising Projects (taking issued licenses into consideration)	10-88
Table 10.1.5-4	Selection of Promising Projects	10-89
Table 10.1.5-5	Promising Projects	10-89
Table 10.2.1.1-1	Promising Projects	10-90

Table 10.2.1.1-2	Rainfall Data at the Nearest Gauging Stations for Promising Projects.....	10-92
Table 10.2.1.1-3	Salient Features of Promising Projects	10-94
Table 10.2.1.1-4	Source Reports of Promising Projects	10-95
Table 10.2.1.1-5	Salient Features of the Dudh Koshi Project (E-01).....	10-99
Table 10.2.1.1-6	Salient Features of the Kokhajor-1 Project (E-06).....	10-102
Table 10.2.1.1-7	Salient Features of the Sun Koshi No.3 Project (E-17)	10-105
Table 10.2.1.1-8	Salient Features of the Lower Badigad Project (C-02).....	10-108
Table 10.2.1.1-9	Salient Features of the Andhi Khola Project (C-08)	10-111
Table 10.2.1.1-10	Salient Features of the Chera-1 Project (W-02).....	10-114
Table 10.2.1.1-11	Salient Features of the Lower Jhimruk Project (W-05)	10-117
Table 10.2.1.1-12	Salient Features of the Madi Project (W-06).....	10-120
Table 10.2.1.1-13	Salient Features of the Nalsyau Gad Project (W-23)	10-123
Table 10.2.1.1-14	Salient Features of the Naumure (W. Rapti) Project (W-25)	10-126
Table 10.2.1.1-15	Regional Safety Information of Promising Project Sites (1/2)	10-127
Table 10.2.1.1-15	Regional Safety Information of Promising Project Sites (2/2)	10-128
Table 10.2.1.2-1	Summary of Study Results for the Reliability on Flow Data.....	10-129
Table 10.2.1.2-2	Summary of Study Results on Risk of a GLOF.....	10-130
Table 10.2.1.2-3	Summary of Study Results on Life of a Reservoir	10-130
Table 10.2.1.2-4	Summary of River Discharge Data for Promising Projects	10-132
Table 10.2.1.2-5	Summary of Energy Calculation Results for Promising Projects	10-132
Table 10.2.1.3-1	Evaluation of Site Geology of the Dudh Koshi Project.....	10-134
Table 10.2.1.3-2	Evaluation of Site Geology of the Kokhajor-1 Project.....	10-135
Table 10.2.1.3-3	Evaluation of Site Geology of the Sun Koshi No.3 Project.....	10-135
Table 10.2.1.3-4	Evaluation of Site Geology of the Lower Badigad Project.....	10-136
Table 10.2.1.3-5	Evaluation of Site Geology of the Andhi Khola Project.....	10-136
Table 10.2.1.3-6	Evaluation of Site Geology of the Chera-1 Project.....	10-137
Table 10.2.1.3-7	Evaluation of Site Geology of the Lower Jhimruk Project.....	10-137
Table 10.2.1.3-8	Evaluation of Site Geology of the Madi Project.....	10-138
Table 10.2.1.3-9	Evaluation of Site Geology of the Nalsyau Gad Project.....	10-138
Table 10.2.1.3-10	Evaluation of Site Geology of the Naumure (W. Rapti) Project.....	10-139
Table 10.2.1.4-1	Environmental Survey Method	10-140
Table 10.2.1.4-2	Impact on Forest in the Reservoir Area	10-141
Table 10.2.1.4-3	Impact on Flora in the Reservoir Area.....	10-143
Table 10.2.1.4-4	Impact on terrestrial Fauna	10-146
Table 10.2.1.4-5	Impact on Fish	10-150
Table 10.2.1.4-6	Impact on Rare Species and Protected Areas in the Downstream.....	10-153
Table 10.2.1.4-7	Length of Transmission Lines.....	10-154
Table 10.2.1.4-8	Impact on Buildings.....	10-155
Table 10.2.1.4-9	Number of Ethnic Minority Groups.....	10-157
Table 10.2.1.4-10	Impact on Agriculture	10-158
Table 10.2.1.4-11	Impact on Fisheries	10-160
Table 10.2.1.4-12	Impact on Tourism and Culture	10-163
Table 10.2.1.4-13	Impact on Infrastructures	10-165

Table 10.2.1.4-14	Impact on the Local Economy and the Existing Development Plan.....	10-168
Table 10.2.1.4-15	Result of the Evaluation about the Natural Environment	10-171
Table 10.2.1.4-16	Result of the Evaluation about the Social Environment	10-173
Table 10.2.1.5-1	Physical Contingency Ratio of Civil Works for Desk Study-Level Projects	10-185
Table 10.2.1.5-2	Summary of Project Cost for Promising Projects	10-186
Table 10.2.1.5-3	Summary of Required Time to Commencement of Construction.....	10-187
Table 10.2.1.5-4	Summary of Construction Period for Promising Projects.....	10-187
Table 10.2.1.5-5	Summary of Lead Time to COD for Promising Projects	10-188
Table 10.2.2.1-1	Evaluation Criterion for the Reliability of Flow Data	10-190
Table 10.2.2.1-2	Evaluation Criterion for the Risk of a GLOF.....	10-190
Table 10.2.2.1-3	Evaluation Criterion for Sedimentation	10-190
Table 10.2.2.1-4	Evaluation Criteria for Geological Conditions of the Site (Basic Evaluation)	10-192
Table 10.2.2.1-5	Evaluation Criteria for Geological Conditions of the Site (Deduction of point).....	10-193
Table 10.2.2.1-6	Evaluation Criteria for Geological Conditions of the Site (Score)	10-193
Table 10.2.2.1-7	Evaluation Criterion for Large Tectonic Thrusts and Faults	10-194
Table 10.2.2.1-8	Evaluation Criterion for Seismicity (Class by Area).....	10-194
Table 10.2.2.1-9	Evaluation Criterion for Seismicity (Class by Acceleration).....	10-194
Table 10.2.2.1-10	Evaluation Criterion for Seismicity (Matrix of Score)	10-194
Table 10.2.2.1-11	Time required for Each Stage	10-195
Table 10.2.2.1-12	Evaluation Criterion for Lead Time to Commencement of Commercial Operation	10-195
Table 10.2.2.1-13	Evaluation Criterion for Unit Generation Cost	10-196
Table 10.2.2.1-14	Evaluation Criterion for Installed Capacity	10-196
Table 10.2.2.1-15	Evaluation Criterion for Annual Energy Production.....	10-196
Table 10.2.2.1-16	Evaluation Criterion for Energy Production in the Dry Season.....	10-196
Table 10.2.2.1-17	Evaluation Criterion for Impact on Forests.....	10-197
Table 10.2.2.1-18	Evaluation Criterion for Impact of Flora	10-197
Table 10.2.2.1-19	Evaluation Criterion for Impact on Terrestrial Fauna	10-198
Table 10.2.2.1-20	Evaluation Criterion for Impact on Protected Areas	10-198
Table 10.2.2.1-21	Evaluation Criterion for Impact on Aquatic Fauna	10-199
Table 10.2.2.1-22	Evaluation Criterion for Impact of Transmission Lines.....	10-199
Table 10.2.2.1-23	Evaluation Criterion for Impact on Households, etc.....	10-199
Table 10.2.2.1-24	Evaluation Criterion for Impact on Ethnic Minority Groups.....	10-200
Table 10.2.2.1-25	Evaluation Criterion for Impact on Agriculture	10-200
Table 10.2.2.1-26	Evaluation Criterion for Impact on Fishery	10-200
Table 10.2.2.1-27	Evaluation Criterion for Impact on Tourism and Culture	10-201
Table 10.2.2.1-28	Evaluation Criterion for Impact on Infrastructure	10-201
Table 10.2.2.1-29	Evaluation Criterion for Impact on the Rural Economy and Development Plans.....	10-201
Table 10.2.2.2-1	Weight of Evaluation Items (Case 1: Even weight).....	10-203
Table 10.2.2.2-2	Weight of Evaluation Items (Case 2: Technical conditions oriented).....	10-204
Table 10.2.2.2-3	Weight of Evaluation Items (Case 3: Environmental impact oriented).....	10-205

Table 10.2.2.2-4	Weight of Evaluation Items (Case 4: Technical conditions extremely oriented).....	10-206
Table 10.2.2.3-1	Evaluation Score and Ranking (Summary).....	10-207
Table 10.2.2.3-2 (1)	Evaluation Score and Ranking of Case 1 (1/8).....	10-213
Table 10.2.2.3-2 (2)	Evaluation Score and Ranking of Case 1 (2/8).....	10-213
Table 10.2.2.3-2 (3)	Evaluation Score and Ranking of Case 1 (3/8).....	10-215
Table 10.2.2.3-2 (4)	Evaluation Score and Ranking of Case 1 (4/8).....	10-215
Table 10.2.2.3-2 (5)	Evaluation Score and Ranking of Case 1 (5/8).....	10-217
Table 10.2.2.3-2 (6)	Evaluation Score and Ranking of Case 1 (6/8).....	10-217
Table 10.2.2.3-2 (7)	Evaluation Score and Ranking of Case 1 (7/8).....	10-219
Table 10.2.2.3-2 (8)	Evaluation Score and Ranking of Case 1 (8/8).....	10-219
Table 10.2.2.3-3 (1)	Evaluation Score and Ranking of Case 2 (1/8).....	10-221
Table 10.2.2.3-3 (2)	Evaluation Score and Ranking of Case 2 (2/8).....	10-221
Table 10.2.2.3-3 (3)	Evaluation Score and Ranking of Case 2 (3/8).....	10-223
Table 10.2.2.3-3 (4)	Evaluation Score and Ranking of Case 2 (4/8).....	10-223
Table 10.2.2.3-3 (5)	Evaluation Score and Ranking of Case 2 (5/8).....	10-225
Table 10.2.2.3-3 (6)	Evaluation Score and Ranking of Case 2 (6/8).....	10-225
Table 10.2.2.3-3 (7)	Evaluation Score and Ranking of Case 2 (7/8).....	10-227
Table 10.2.2.3-3 (8)	Evaluation Score and Ranking of Case 2 (8/8).....	10-227
Table 10.2.2.3-4 (1)	Evaluation Score and Ranking of Case 3 (1/8).....	10-229
Table 10.2.2.3-4 (2)	Evaluation Score and Ranking of Case 3 (2/8).....	10-229
Table 10.2.2.3-4 (3)	Evaluation Score and Ranking of Case 3 (3/8).....	10-231
Table 10.2.2.3-4 (4)	Evaluation Score and Ranking of Case 3 (4/8).....	10-231
Table 10.2.2.3-4 (5)	Evaluation Score and Ranking of Case 3 (5/8).....	10-233
Table 10.2.2.3-4 (6)	Evaluation Score and Ranking of Case 3 (6/8).....	10-233
Table 10.2.2.3-4 (7)	Evaluation Score and Ranking of Case 3 (7/8).....	10-235
Table 10.2.2.3-4 (8)	Evaluation Score and Ranking of Case 3 (8/8).....	10-235
Table 10.2.2.3-5 (1)	Evaluation Score and Ranking of Case 4 (1/8).....	10-237
Table 10.2.2.3-5 (2)	Evaluation Score and Ranking of Case 4 (2/8).....	10-237
Table 10.2.2.3-5 (3)	Evaluation Score and Ranking of Case 4 (3/8).....	10-239
Table 10.2.2.3-5 (4)	Evaluation Score and Ranking of Case 4 (4/8).....	10-239
Table 10.2.2.3-5 (5)	Evaluation Score and Ranking of Case 4 (5/8).....	10-241
Table 10.2.2.3-5 (6)	Evaluation Score and Ranking of Case 4 (6/8).....	10-241
Table 10.2.2.3-5 (7)	Evaluation Score and Ranking of Case 4 (7/8).....	10-243
Table 10.2.2.3-5 (8)	Evaluation Score and Ranking of Case 4 (8/8).....	10-243
Table 10.2.2.3-6	Evaluation of Seismicity	10-245
Table 10.2.2.3-7	Evaluation of Geological Condition of the Site	10-246
Table 10.2.2.3-8	Evaluation of Thrusts and Faults	10-247
Table 10.2.2.3-9	Evaluation of Time to Commencement of Commercial Operation.....	10-247
Table 10.2.2.3-10	Evaluation of Unit Generation Cost.....	10-247
Table 11.2-1	Transmission Facilities Expansion Plan by the NEA.....	11-3
Table 11.5.4-1	Short Circuit Current in FY 2031/32 Peak.....	11-11
Table 12.1.2-1	Potential Projects (67 projects) at the First Step	12-2

Table 12.1.2-2	Excluded Projects	12-3
Table 12.1.3-1	Candidate Projects at the Second Step (31 projects).....	12-4
Table 12.1.3-2	Evaluation Items and Weight at the Second Step (Base Case).....	12-5
Table 12.1.3-3	Evaluation Result of Candidate Projects.....	12-6
Table 12.1.4-1	Promising Project at the Third Step (10 projects).....	12-7
Table 12.1.4-2	Evaluation Items and Weight at the Third Step (Base Case).....	12-8
Table 12.1.4-3	Evaluation Result of Promising Projects	12-9
Table 12.1.5-1	Existing and Planned Storage type Major Hydroelectric power Projects	12-12
Table 12.1.5-2	Number of Existing and Planned HPP in Each River Basin	12-13
Table 12.2.1-1	Required EIA Documents for Transmission Lines and Hydropower Plants	12-23
Table 12.2.1-2	Required Information of RAP.....	12-23
Table 12.2.1-3	Required Information of IPP.....	12-25
Table 12.2.2-1	Comprehensive Scoping for Hydropower Plants.....	12-26
Table 12.2.2-2	Comprehensive Scoping on Transmission Lines	12-27
Table 13.1.1-1	Sensitivity Analysis of Power Demand Forecasts.....	13-1
Table 13.1.2-1	Power Development Plan.....	13-3
Table 13.1.3-1	Storage-type Projects to be implemented.....	13-5
Table 13.1.3-2	Construction Cost of Storage-type HPPs	13-5

List of Figures

Figure 1.5-1	Work Schedule	1-5
Figure 1.5-2	Work Contents and Output.....	1-7
Figure 2.1.3-1	Monthly Mean Temperature in Kathmandu	2-2
Figure 2.1.5-1	Map of Nepal	2-3
Figure 2.1.7-1	Location of the Precipitation Gauging Station.....	2-4
Figure 2.1.7-2	Monthly Average Precipitation	2-11
Figure 2.1.7-3	Annual Average Precipitation	2-11
Figure 2.1.7-4	Isohyetal Map of Annual Average Precipitation	2-12
Figure 2.2.3-1	North-South Cross Section (1/2).....	2-14
Figure 2.2.3-1	North-South Cross Section (2/2).....	2-15
Figure 2.2.4-1	Location Map of Major Basins and Sub-basins in Nepal	2-20
Figure 2.2.4-2	East-West Cross Sections of Major Basins	2-21
Figure 2.2.4-3	Monthly Average Discharge.....	2-22
Figure 2.2.5-1	Location of Gauging Station.....	2-23
Figure 2.2.6-1	Monsoon Wetness Index Isolines.....	2-27
Figure 2.3.2-1	Location of Gauging Station for Suspended Sediment	2-28
Figure 2.3.3-1	Specific Sediment Yield for Himalayan Geological Zones.....	2-30
Figure 2.3.4-1	Sand Flush Facility	2-33
Figure 2.3.4-2	Average Monthly Discharge at the Tanahu Dam Site	2-34
Figure 2.3.4-3	Reservoir Operation Curve	2-35
Figure 2.4.1-1	Location of Glaciers and Glacial Lakes in Nepal	2-36

Figure 2.4.1-2	Classification of Glacial Lakes	2-39
Figure 2.4.2-1	Location of GLOF Events recorded in Nepal, and in the Tibet Autonomous Region (TAR), China that caused Damage in Nepal	2-41
Figure 2.4.2-2	Location of Potentially Critical Glacial Lakes in Nepal	2-43
Figure 3.1-1	Physiography of Nepal, Himalaya	3-1
Figure 3.1-2	Generalized Geographic Section of Nepal, Himalaya	3-2
Figure 3.2.1-1	Schematic Geologic Feature of Nepal	3-4
Figure 3.2.1-2	Geology of the Himalayan Orogen showing Main Tectonostratigraphic Units and Major Structures	3-4
Figure 3.2.1-3	Geodynamics of Himalayan Tectonic Movement.....	3-5
Figure 3.2.2-1	Tectonic Stress Map of the Indian Subcontinent.....	3-8
Figure 3.3.1-1	Microseismicity Map of Nepal (1994-2005).....	3-10
Figure 3.3.2-1	Distribution of Large Earthquakes and Probable Rupture Zones around Nepal.....	3-14
Figure 3.3.3-1	Seismic Hazard Map (2002)	3-14
Figure 3.3.3-2	Seismic Hazard Map (2011)	3-16
Figure 4.1-1	National Parks and World Heritage Sites.....	4-1
Figure 4.2-1	Habitat of Important Fishes in Nepal.....	4-10
Figure 4.4-1	Land Use Map.....	4-21
Figure 4.5-1	Rafting Map	4-21
Figure 5.1-1	Administration Map of Nepal	5-2
Figure 5.1-2	Major Roads in Nepal (2010)	5-5
Figure 5.2-1	Historical Evolution of GDP Share of Sectors.....	5-8
Figure 5.2-2	Remittance from Abroad by Emigrant Workers.....	5-8
Figure 6.2.3-1	Organogram of the NEA in 2010	6-7
Figure 6.2.3-2	Organogram of the NEA since 2011	6-8
Figure 6.4-1	Power System Map in the Integrated Nepal Power System.....	6-12
Figure 6.5-1	Actual Power Supply / Demand and Estimated Demand with Load Shedding	6-14
Figure 6.5-2	Actual Peak Load and Estimated Peak Load with Load Shedding.....	6-15
Figure 6.5-3	Numbers of Connected Consumers.....	6-17
Figure 6.5-4	Numbers of Connected Consumers (excluding Domestic Consumers)	6-17
Figure 6.5-5	Per-consumer Annual Electricity Consumption by Sectors	6-18
Figure 6.5-6	Per-consumer Annual Electricity Consumption of the Domestic Sector and the National Average.....	6-18
Figure 6.6-1	Electricity Prices by Consumer Categories since 1992 (at 2011 Prices).....	6-24
Figure 6.6-2	Electricity Sales by Consumer Categories since 1992 (at 2011 Prices).....	6-24
Figure 6.7-1	Per-kWh Cost of Electricity and Loss Incurred by the NEA	6-27
Figure 6.8-1	Seasonal Variance of Electricity generated by the NEA and IPPs	6-29
Figure 7.3.3-1	Comparison between Various Base Case Power Demand Forecasts	7-13
Figure 7.3.3-2	Comparison between Various Base Case Peak Load Forecasts	7-13
Figure 7.3.4-1	Sensitivity Analysis of Power Demand Forecasts.....	7-20
Figure 7.3.4-2	Sensitivity Analysis of Peak Load Forecasts	7-20

Figure 8.2.2-1	Rates of Maximum Output of Each Month to Installed Capacity.....	8-3
Figure 8.2.2-2	Rates of Maximum Output of Each Month to the Installed Capacity of Existing ROR- and PROR-type HPPs	8-3
Figure 8.2.2-3	Rates of Maximum Demand of Each Month to the Maximum Demand in a Year.....	8-4
Figure 8.11.2-1	Balance of Demand and Supply (Base Case).....	8-24
Figure 8.11.2-2	Balance of Demand and Supply (High Case)	8-24
Figure 8.11.2-3	Balance of Demand and Supply (Low Case)	8-25
Figure 8.2.2-4	LOLP and Reserve Margin (Base Case)	8-25
Figure 8.2.2-5	LOLP and Reserve Margin (High Case).....	8-26
Figure 8.2.2-6	LOLP and Reserve Margin (Low Case).....	8-26
Figure 10.1.3-1	Location of Candidate Projects	10-7
Figure 10.1.4.1-1	Location of Gauging Stations Selected for Energy Calculation	10-12
Figure 10.1.4.1-2	Monsoon Wetness Index Isolines.....	10-15
Figure 10.1.4.1-3	Example of Active Faults in Nepal	10-31
Figure 10.1.4.1-4	Actual Distribution of Proximity to Large Tectonic Thrusts for All Project Sites.....	10-32
Figure 10.1.4.1-5	Actual Distribution of Acceleration for All Project Sites.....	10-34
Figure 10.1.4.1-6	Geology Evaluation Outcome from All Three Criteria for All Project Sites	10-35
Figure 10.1.4.1-7	Availability of Geological Maps in Nepal	10-36
Figure 10.1.4.3-1	Evaluation Score of Each Project (before weighting) (1/13)	10-72
Figure 10.1.4.3-1	Evaluation Score of Each Project (before weighting) (2/13)	10-73
Figure 10.1.4.3-1	Evaluation Score of Each Project (before weighting) (3/13)	10-74
Figure 10.1.4.3-1	Evaluation Score of Each Project (before weighting) (4/13)	10-75
Figure 10.1.4.3-1	Evaluation Score of Each Project (before weighting) (5/13)	10-76
Figure 10.1.4.3-1	Evaluation Score of Each Project (before weighting) (6/13)	10-77
Figure 10.1.4.3-1	Evaluation Score of Each Project (before weighting) (7/13)	10-78
Figure 10.1.4.3-1	Evaluation Score of Each Project (before weighting) (8/13)	10-79
Figure 10.1.4.3-1	Evaluation Score of Each Project (before weighting) (9/13)	10-80
Figure 10.1.4.3-1	Evaluation Score of Each Project (before weighting) (10/13)	10-81
Figure 10.1.4.3-1	Evaluation Score of Each Project (before weighting) (11/13)	10-82
Figure 10.1.4.3-1	Evaluation Score of Each Project (before weighting) (12/13)	10-83
Figure 10.1.4.3-1	Evaluation Score of Each Project (before weighting) (13/13)	10-84
Figure 10.2.1.1-1	Locations of Promising Projects	10-91
Figure 10.2.1.1-2	Locations of Promising Projects in an Isohyetal Map	10-91
Figure 10.2.1.1-3	Locations of Promising Projects in an Seismic Hazard Map.....	10-92
Figure 10.2.1.1-4	Locations of Promising Projects on an Earthquake Magnitude Map.....	10-93
Figure 10.2.1.1-5	Location of the Dudh Koshi Project (E-01)	10-98
Figure 10.2.1.1-6	General Layout of the Dudh Koshi Project (E-01)	10-98
Figure 10.2.1.1-7	Location of the Kokhajor-1 Project (E-06)	10-101
Figure 10.2.1.1-8	General Layout of the Kokhajor-1 Project (E-06)	10-101
Figure 10.2.1.1-9	Location of the Sun Koshi No.3 Project (E-17).....	10-104
Figure 10.2.1.1-10	General Layout of the Sun Koshi No.3 Project (E-17)	10-104

Figure 10.2.1.1-11	Location of the Lower Badigad Project (C-02)	10-107
Figure 10.2.1.1-12	General Layout of the Lower Badigad Project (C-02).....	10-107
Figure 10.2.1.1-13	Location of the Andhi Khola Project (C-08).....	10-110
Figure 10.2.1.1-14	General Layout of the Andhi Khola Project (C-08).....	10-110
Figure 10.2.1.1-15	Location of the Chera-1 Project (W-02)	10-113
Figure 10.2.1.1-16	General Layout of the Chera-1 Project (W-02).....	10-113
Figure 10.2.1.1-17	Location of the Lower Jhimruk Project (W-05).....	10-116
Figure 10.2.1.1-18	General Layout of the Lower Jhimruk Project (W-05).....	10-116
Figure 10.2.1.1-19	Location of the Madi Project (W-06).....	10-119
Figure 10.2.1.1-20	General Layout of the Madi Project (W-06).....	10-119
Figure 10.2.1.1-21	Location of the Nalsyau Gad Project (W-23).....	10-122
Figure 10.2.1.1-22	General Layout of the Nalsyau Gad Project (W-23).....	10-122
Figure 10.2.1.1-23	Location of the Naumure (W. Rapti) Project (W-25).....	10-125
Figure 10.2.1.1-24	General Layout of the Naumure (W. Rapti) Project (W-25)	10-125
Figure 10.2.1.1-25	Locations of Promising Projects on Security Map of Nepal.....	10-127
Figure 10.2.1.4-1	Forest land in the Reservoir Area (km ²).....	10-141
Figure 10.2.1.4-2	Number of Trees in the Reservoir Area	10-142
Figure 10.2.1.4-3	Average of Crown Coverage in the Reservoir Area (%).....	10-142
Figure 10.2.1.4-4	Number of Plant Species Reported in the Reservoir Area	10-145
Figure 10.2.1.4-5	Number of Plant Species of Conservation Significance in the Reservoir Area.....	10-145
Figure 10.2.1.4-6	Number of Mammal Species Reported in the Reservoir Area.....	10-148
Figure 10.2.1.4-7	Number of Bird Species Reported in the Reservoir Area	10-148
Figure 10.2.1.4-8	Number of Herpetofauna Species Reported in the Reservoir Area.....	10-148
Figure 10.2.1.4-9	Number of Conservation Mammalian Species Reported in the Reservoir Area.....	10-149
Figure 10.2.1.4-10	Number of Conservation Bird Species Reported in the Reservoir Area.....	10-149
Figure 10.2.1.4-11	Number of Conservation Herpetofauna Species Reported in the Reservoir Area.....	10-149
Figure 10.2.1.4-12	Number of Fish Species Reported in the Reservoir Area	10-151
Figure 10.2.1.4-13	Number of Fish Species of Conservation Significance in the Reservoir Area....	10-151
Figure 10.2.1.4-14	Length of Recession Area (km)	10-151
Figure 10.2.1.4-15	Number of the Protected Areas in the Downstream.....	10-153
Figure 10.2.1.4-16	Number of the Protected Species in the Downstream.....	10-154
Figure 10.2.1.4-17	Impact on Forest by Transmission Lines	10-154
Figure 10.2.1.4-18	Number of Households	10-155
Figure 10.2.1.4-19	Number of Schools	10-156
Figure 10.2.1.4-20	Number of Industries	10-156
Figure 10.2.1.4-21	Numbers of Ethnic Minority Groups	10-157
Figure 10.2.1.4-22	Impact on Cultivated Land (km ²).....	10-158
Figure 10.2.1.4-23	Impact on the Number of Irrigation Systems.....	10-158
Figure 10.2.1.4-24	Impact on Number of Fishermen	10-161
Figure 10.2.1.4-25	Number of the Nearest Fish Markets	10-161

Figure 10.2.1.4-26	Availability of Fish in the Markets (kg/day)	10-161
Figure 10.2.1.4-27	Total Sales of Fish Markets (Rs./day)	10-162
Figure 10.2.1.4-28	Total Income of Fisherman (Rs/Year).....	10-162
Figure 10.2.1.4-29	Number of Cultural Structures (Temples).....	10-163
Figure 10.2.1.4-30	Number of Tourist Facilities	10-164
Figure 10.2.1.4-31	Number of Tourists / Year	10-164
Figure 10.2.1.4-32	Impact on Roads	10-165
Figure 10.2.1.4-33	Impact on Bridges	10-166
Figure 10.2.1.4-34	Impact on Water Mills / Hydropower	10-166
Figure 10.2.1.4-35	Impact on Drinking Water Schemes	10-166
Figure 10.2.1.4-36	Number of Markets.....	10-169
Figure 10.2.1.4-37	Number of Existing Development Plans.....	10-169
Figure 10.2.1.4-38	Number of Previous Experience / Issues	10-169
Figure 10.2.1.4-39	Land Use and Buildings in the Reservoir Area of Chera-1	10-175
Figure 10.2.1.4-40	Land Use and Buildings in the Reservoir Area of Lower Jhimruk	10-176
Figure 10.2.1.4-41	Land Use and Buildings in the Reservoir Area of Madi	10-177
Figure 10.2.1.4-42	Land Use and Buildings in the Reservoir Area of Nalsyau Gad.....	10-178
Figure 10.2.1.4-43	Land Use and Buildings in the Reservoir Area of Naumure.....	10-179
Figure 10.2.1.4-44	Land Use and Buildings in the Reservoir Area of Lower Badigad.....	10-180
Figure 10.2.1.4-45	Land Use and Buildings in the Reservoir Area of Andhi Khola	10-181
Figure 10.2.1.4-46	Land Use and Buildings in the Reservoir Area of Dudh Koshi	10-182
Figure 10.2.1.4-47	Land Use and Buildings in the Reservoir Area of Kokhajor-1	10-183
Figure 10.2.1.4-48	Land Use and Buildings in the Reservoir Area of Sun Koshi No.3	10-184
Figure 10.2.2.3-1 (1)	Characteristics of Promising Projects (1).....	10-249
Figure 10.2.2.3-1 (2)	Characteristics of Promising Projects (2).....	10-251
Figure 11.1-1	Power System Map in FY2031/32.....	11-2
Figure 11.5.3-1	Power Flow Diagram in FY 2031/2032 Peak	11-9
Figure 11.5.5-1	Dudh Koshi P/S - Dhalkebar 220kV S/S, 3LG fault 100msec 1cct open	11-12
Figure 11.5.5-2	Sun Koshi No.3 P/S - Dhalkebar 220kV S/S, 3LG fault 100msec 1cct open	11-12
Figure 11.5.5-3	Andhi Khola P/S - Butwal 220kV S/S, 3LG fault 100msec 1cct open.....	11-13
Figure 11.5.5-4	Lower Badigad P/S - Andhi Khola P/S, 3LG fault 100msec 1cct open.....	11-13
Figure 11.5.5-5	Naumure P/S - Shivapur 400kV S/S, 3LG fault 100msec 1cct open.....	11-14
Figure 11.5.5-6	Madi P/S - Shivapur 400kV S/S, 3LG fault 100msec 1cct open	11-14
Figure 11.5.5-7	Chera-1 P/S - Kohalpur 400kV S/S, 3LG fault 100msec 1cct open	11-15
Figure 11.5.5-8	Nalsyau Gad P/S - Kohalpur 400kV S/S, 3LG fault 100msec 1cct open	11-15
Figure 11.5.5-9	Budhi Gandaki P/S - Naubise 220kV S/S, 3LG fault 100msec 1cct open.....	11-16
Figure 11.5.5-10	Upper Tamakoshi P/S - Khimti 220kV S/S, 3LG fault 100msec 1cct open.....	11-16
Figure 11.5.5-11	Shivapur 400kV S/S - Butwal 400kV S/S, 3LG fault 100msec 1cct open.....	11-17
Figure 11.5.5-12	Butwal 400kV S/S - Bharatpur 400kV S/S, 3LG fault 100msec 1cct open	11-17
Figure 11.5.5-13	Bharatpur 400kV S/S - Hetauda 400kV S/S, 3LG fault 100msec 1cct open	11-18
Figure 11.5.5-14	Hetauda 400kV S/S - Dhalkebar 400kV S/S, 3LG fault 100msec 1cct open.....	11-18
Figure 11.5.5-15	Dhalkebar 400kV S/S - Muzzaffarpur 400kV S/S, 3LG fault 100msec 1cct open.....	11-19

Figure 11.5.5-16	Naubise 220kV S/S - Matatirtha 220kV S/S, 3LG fault 100msec 1cct open.....	11-19
Figure 11.5.5-17	Khimti 220kV S/S - Dhalkebar 220kV S/S, 3LG fault 100msec 1cct open.....	11-20
Figure 12.1.3-1	Location of Candidate Projects at the Second Step	12-5
Figure 12.1.4-1	Location of Promising Projects at the Third Step	12-7
Figure 12.1.5-1	Existing HPPs and Irrigation Barrage.....	12-9
Figure 12.1.5-2	Possible HPPs in Nepal.....	12-10
Figure 12.1.5-3	Issued Licenses by the Ministry of Energy (2012)	12-10
Figure 12.1.5-4	Existing and Planned Barriers in the Karnali River System	12-14
Figure 12.1.5-5	Existing and Planned Barriers in the Gandaki River System.....	12-14
Figure 12.1.5-6	Existing and Planned Barriers in the Koshi River System.....	12-15
Figure 12.1.5.7	Land Use and Existing and Planned Projects (West)	12-16
Figure 12.1.5-8	Land Use and Existing and Planned Projects (Center)	12-16
Figure 12.1.5-9	Land Use and Existing and Planned Projects (East)	12-17



Location Map

Project Sites visited by the Study Team



Dudh Koshi Dam Site View from Upstream



Interview with Local Residents in Dudh Koshi Reservoir Area



Andhi Khola Dam Site View from Left Bank



Intake dam of Andhikhola Hydropower Plant (IPP) in Andhi Khola Reservoir Area



Lower Badigad Dam Site View from Downstream



Land Slide Area in Lower Badigad Reservoir Area



Sun Koshi No. 3 Dam Site View from Downstream



China Bridge of Araniko Highway in Sun Koshi No. 3 Reservoir Area



1st Stakeholder Meeting (February 17, 2012)



2nd Stakeholder Meeting (November 28, 2012)



3rd Stakeholder Meeting (February 13, 2013)



Joint Coordination Committee Meeting (June 3, 2013)

略 語 表

ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
AR	Autonomous Region	自治区
CA	Conservation Area	保全地域
CFRD	Concrete Faced Rockfill Dam	コンクリート表面遮水壁型ロック フィルダム
CITES	Convention on International Trade in Endangered Species of Wild Fauna and Flora	絶滅のおそれのある野生動植物の種 の国際取引に関する条約
CIWEC	Canadian International Water and Energy Consultants	
CPI	Consumer Price Index	消費者物価指数
CR	Critically Endangered	絶滅危惧 IA 類
DD	Detailed Design	詳細設計
Df/R	Draft Final Report	ドラフトファイナルレポート
DHM	Department of Hydrology and Meteorology	水文気象局
DOED	Department of Electricity Development	電力開発局
DP	Dynamic Programming	動的計画法
EDF	Électricité de France	フランス電力公社
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
EIRR	Economic Internal Rate of Return	経済的内部収益率
EMP	Environmental Management Plan	環境管理計画
EN	Endangered	絶滅危惧 IB 類
ENS	Energy Not Supplied	
ETFC	Electricity Tariff Fixation Committee	電力料金制定委員会
F/R	Final Report	ファイナルレポート
FAO	Food & Agriculture Organization of the United Nations	国際連合食糧農業機関
FGD	Focus Group Discussion	フォーカスグループ協議
FIRR	Financial Internal Rate of Return	財務的内部収益率
FS (F/S, F.S.)	Feasibility Study	フィージビリティ調査（実現可能性 調査）
FY	Fiscal Year	会計年度
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GIS	Geographical Information System	地理情報システム
GLOF	Glacial Lake Outburst Flood	氷河湖決壊洪水
GON	Government of Nepal	ネパール政府
GS	Gauging Station	流量観測所
HFT	Himalayan Frontal Thrust	ヒマラヤ前縁衝上断層
HPP	Hydroelectric Power Plant	水力発電所
HR	Hunting Reserve	狩猟保護区
HSRS	Hydrosuction Sediment Removal System	
Ic/R	Inception Report	インセプションレポート
ICIMOD	International Centre for Integrated Mountain Development	国際総合山岳開発センター
IDA	International Development Association	国際開発協会
IDC	Interest during Construction	建設中利子
IEE	Initial Environmental Examination	初期環境調査
IMF	International Monetary Fund	国際通貨基金

INPS	Integrated Nepal Power System	ネパール全国統合電力系統
IPP	Independent Power Producer	独立発電事業者
IPP	Indigenous People Plan	先住民族計画
ISC	International Seismological Center	国際地震センター
It/R	Interim Report	インテリムレポート
IUCN	International Union for Conservation of Nature	国際自然保護連合
JCWR	Nepal-India Joint Committee on Water Resources	ネパール-インド水資源共同会議
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
JPY	Japanese Yen	日本円
JSTC	Nepal-India Joint Standing Technical Committee	ネパール-インド技術委員会
KBA	Key Biodiversity Area	生物多様性重要地域
KIS	Key Informant Survey	キーインフォーマント調査
LA	Loan Agreement	借款協定
LC	Least Concern	軽度懸念
LNG	Liquefied Natural Gas	液化天然ガス
LOLP	Loss of Load Probability	供給不足確率
Lu	Lugeon value	ルジオン値
M	magnitude	マグニチュード
Ma	million annum (million years ago)	100 万年前
MBT	Main Boundary Thrust	主境界衝上断層
MCM	Million Cubic Meter	百万立方メートル
MCT	Main Central Thrust	主中央衝上断層
MFT	Main Frontal Thrust	
MHT	Main Himalayan Thrust	
MOL	Minimum Operating Level	最低運用水位
MOWR	Ministry of Water Resources	水資源省
MP (M.P.)	Master Plan	マスタープラン
MWI	Monsoon Wetness Index	
NEA	Nepal Electricity Authority	ネパール電力公社
NEDIN	Nepal Federation of Indigenous Nationalities	ネパール先住民連盟
NERC	Nepal Electricity Regulatory Commission	ネパール電力規制委員会
NESS	Nepal Environmental and Scientific Services Ltd.	
NGO	Nongovernmental organization	非政府組織
NP	National Park	国立公園
NP BZ	National Park Buffer Zone	国立公園緩衝地域
NRs	Nepalese Rupee	
NSC	National Seismological Centre	ネパール地震センター
NT	Near Threatened	準絶滅危惧種
ODA	Official Development Assistance	政府開発援助
OJT	On-the-JOB Training	実地研修
PMF	Probable Maximum Flood	可能最大洪水
PPA	Power Purchase Agreement	電力販売契約
Pr/R	Progress Report	プロGRESSレポート
Pre FS (Pre-FS)	Pre Feasibility Study	プレフィージビリティ調査
PROR	Peaking run-of river	調整池式
PS (P/S)	Power Station	発電所
RAP	Resettlement Action Plan	移住移転行動計画
RESCON	Reservoir Conservation	
ROR	Run-of-river	流れ込み式

RQD	Rock Quality Designation	
Rs (Rs.)	Rupee	ルピー
S/W	Scope of Work	実施細則
SAARC	South Asian Association for Regional Cooperation	南アジア地域協力連合
SEA	Strategic Environmental Assessment	戦略的環境影響評価
SHM	Stakeholder Meeting	ステークホルダー協議
SS (S/S)	Substation	変電所
STDF	South Tibetan Detachment Fault	
STDS	South Tibetan Detachment System	南チベットディタッチメント
STO	Storage	貯水式
TAR	Tibet Autonomous Region	チベット自治区
TL	Transmission Line	送電線
TOD	Time of Day	
TOE (toe)	Tonnes of oil equivalent	石油換算トン
UNDP	United Nations Development Programme	国連開発計画
USAID	United States Agency for International Development	米国国際開発局
VDC	Village Development Committee	村落開発委員会
VU	Vulnerable	絶滅危惧 II 類
WASP	Wien Automatic System Planning Package	
WB	World Bank	世界銀行
WDPA	World Database on Protected Areas	保護地域に関する世界データベース
WECS	Water and Energy Commission Secretariat	水・エネルギー委員会事務局
WR	Wildlife Reserve	野生生物保護区
WR BZ	Wildlife Reserve Buffer Zone	野生生物保護区緩衝地域

第 1 章

序 論

第1章 序論

1.1 プロジェクトの背景

ネパールは、北緯 26 度 22 分から 30 度 27 分、東経 80 度 4 分から 88 度 12 分の間に位置し、北を中国、東西と南をインドに接する内陸国である。国土の平均長さは、南北方向に約 190 km、東西方向に約 880 km であり、その面積は 147,181 km² である。国土は標高 90 m から 8,848 m まで変化している。

人口は、2011/12 年度で 2,649 万人、人口の増加率は 1.35%（中央統計局推計）である。人口分布は、テライ（平野）地域が 50.27%、丘陵・中部山岳地域が 43%、ヒマラヤ地域が 6.73% となっている。

一人当たりの GDP は 2011/2012 年度で約 735 ドルである。近年、SAARC 主要国が 5% 以上の経済成長を達成しているなか、長引く政治的混乱や常態化する長時間の計画停電の影響によって、ネパールの経済成長は 3.8%（ネパール中央統計局統計指標、2010/2011 年度）に留まっている。

主要産業は農業であり、GDP の約 33.0%、就業人口の約 65.7%（2009/2010 年度）を占める。農業以外では観光業と繊維加工業が主力。観光業は重要な外貨獲得手段であり、マオイスト闘争が始まった 1996 年以前は取得外貨の 20% 以上を占めたが、観光客減少により 2002 年度以降は 10% 以下に減少していた。しかし、治安回復に伴いインドや中国等からの観光客数が増加し、2007 年には史上初の年間 50 万人以上の観光客が訪れるなど、観光業の再興を図っている。

主要輸出品は工業製品、既製服、カーペット、食品（紅茶、香辛料等）等であり、主要輸出先はインド、米国、バングラデシュおよびドイツ等である。一方、主要輸入品は石油製品、工業製品、金・銀、食料品・食料加工品等で、主要輸入先はインド、中国、アラブ首長国連邦、インドネシア等である。年々輸入超過が拡大しており、2009/2010 年度の貿易赤字は 50.8 億ドル（GDP 比 32.0%）に達しており、主に海外出稼ぎ労働者からの送金と外国からの贈与で赤字を補填する構造となっている。また、輸出、輸入とも最大の相手国はインドであり、インドとの友好関係維持は死活的重要性を持つ。

ネパールは豊富な水資源を有しており、包蔵水力 83,000 MW、経済的に有効活用可能な水力 42,000 MW と言われているが、2012/13 年度末の既開発量は 709 MW 程度に留まっている。更に、水力発電所の多くが流れ込み式であるため、乾期には発電量が著しく減少する。このため、乾期には一日最大 14 時間の計画停電を実施しており、生活環境および経済活動に大きな支障をきたしている。このような状況に対処するため、ネパール政府は 2008 年末に「国家エネルギー危機管理行動計画」および「水力発電 10 年計画」を策定し、現下の電力不足から早期脱却を図る計画であり、この中で、乾期に安定した電力供給が可能な貯水式水力発電所の建設が不可欠であると位置づけた。しかしながら、貯水式水力発電所の建設は、全体的な水資源開発との整合性、水文や地質の特性、さらには環境影響等、様々な要素を考慮して計画的に推し進める必要があり、ネパール政府は、貯水式水力発電所マスタープランの策定について、我が国政府に要請した。

1.2 調査の目的

本調査は、社会・自然環境に十分配慮を行うという前提のもとに、本調査による貯水式水力発電所マスタープランに基づく水力開発が進められることで、絶対的な電力不足、発電量の季節格差解消に寄与し、ネパールにおける生活・経済活動に必要な環境整備に資することを目的とする。あわせて、ネパール政府関係者との共同調査を通じて、貯水式水力発電開発に係る技術移転、人材育成を図るものである。

1.3 調査の範囲

調査範囲は、2011年6月30日にネパール政府と国際協力機構（JICA）の間で合意された実施細則に基づいておこなわれるもので、調査内容とスケジュールは、同細則の「2. 調査スケジュールと調査項目」に記載されているとおりである。

具体的には、ネパールにおける国内需要に対応した貯水式水力発電マスタープランの策定を以下のように支援する。

- 2013年からの20年間にわたる電力開発計画を策定のうえ貯水式水力発電の位置づけを確認する。
- 貯水式水力発電所（100 MW～300 MW 程度の規模）の開発計画について技術面、環境面、経済面、資金面等を勘察し、ネパール電力公社（Nepal Electricity Authority : NEA）から提出されているロングリスト記載の候補プロジェクト（65プロジェクト）に基づいて、有望プロジェクトの選定を行う。巻末にロングリストを添付する。
- 有望プロジェクトの開発順位、開発規模・時期、資金調達方法等を整理し、今後20年間の貯水式水力発電所マスタープランを策定する。

なお、本調査では、既存の開発計画における目標値を所与のものとして、セクター毎のGDP成長率や電力価格の上昇などの予測結果を踏まえた電力需要想定を行い、これに基づく電源開発計画の最適化を行うこととする。

1.4 調査実施上の留意点と報告書の構成

ネパールの経済社会指標は、2012年において一人当たりGNIが700ドル、人間開発指標（Human Development Index: HDI）が0.458と、他の開発途上国と比較して最も低い水準にある¹。近年の一日当たりの停電時間は14～16時間に及んでおり、社会経済開発を進めていく上でのボトルネックとなっていることから、水力発電の開発を通じた電力供給力の確保が喫緊の課題とされている²。さらに、2005年にネパール政府により策定された国家水利用計画（National Water Plan）では、同国における雨期と乾期の降雨量の差が非常に大きいことに鑑み、電力供給力の確保を含む水の有効利用に当たっては、雨期の降雨を貯水し乾期に使用していくべき点が指摘されている。

¹ その他の主な経済社会指標は、①貧困率25.2%、②平均余命68.8歳、③乳幼児死亡率46人/1000人。

² IMF, Nepal 2012 Article IV Consultation

しかしながら、本報告書にて後述するとおり、一般的に、貯水池式水力発電は大規模な開発を伴うことが多いため、周辺の自然社会環境に及ぼす影響も大きい。このため、水力開発を進めるに当たっては、戦略的環境影響評価（Strategic Environmental Assessment: SEA）を通して、案件形成の早期の段階から自然社会環境への影響に最大限に配慮しつつ有望サイトを選定すること、また、将来的に開発が進んだ場合の累積的影響に留意しておくことが求められる。

本報告書は、上記の留意点を踏まえ、以下の構成とした。第 2 章から第 5 章にかけて、ネパールにおける自然及び社会環境を概観したうえで、第 6 章において電力セクターの概況を説明する。第 7 章において、2032 年までの電力需要予測を行い、第 8 章において電源開発計画を策定する。電源開発計画の策定に当たっては、水力発電以外の代替電源の可能性についても検討したうえで、既存のネパール側開発計画を踏まえて、2032 年までの中長期電源開発計画を策定する。第 9 章では、電源開発計画に係る経済財務分析を行う。第 10 章では、電源開発計画を構成する有望な貯水式プロジェクトの選定プロセスを説明する。具体的には、SEA の考え方にに基づき、67 件の候補案件に対して、技術、経済、自然環境、社会環境の側面から総合的に評価し、最終的に 10 件の有望プロジェクトに絞り込む。第 11 章では送電設備拡充計画についての確認を行い、第 12 章では調査全体を通じた SEA の考え方を再度説明し、有望プロジェクトについて次の F/S 段階に進む場合の環境社会配慮上の留意点を明らかにする。最後に、第 13 章において、本調査の結果得られた結論と提言を記載する。

1.5 調査スケジュールおよび調査内容

本調査の全体の流れは下図に示すとおりである。

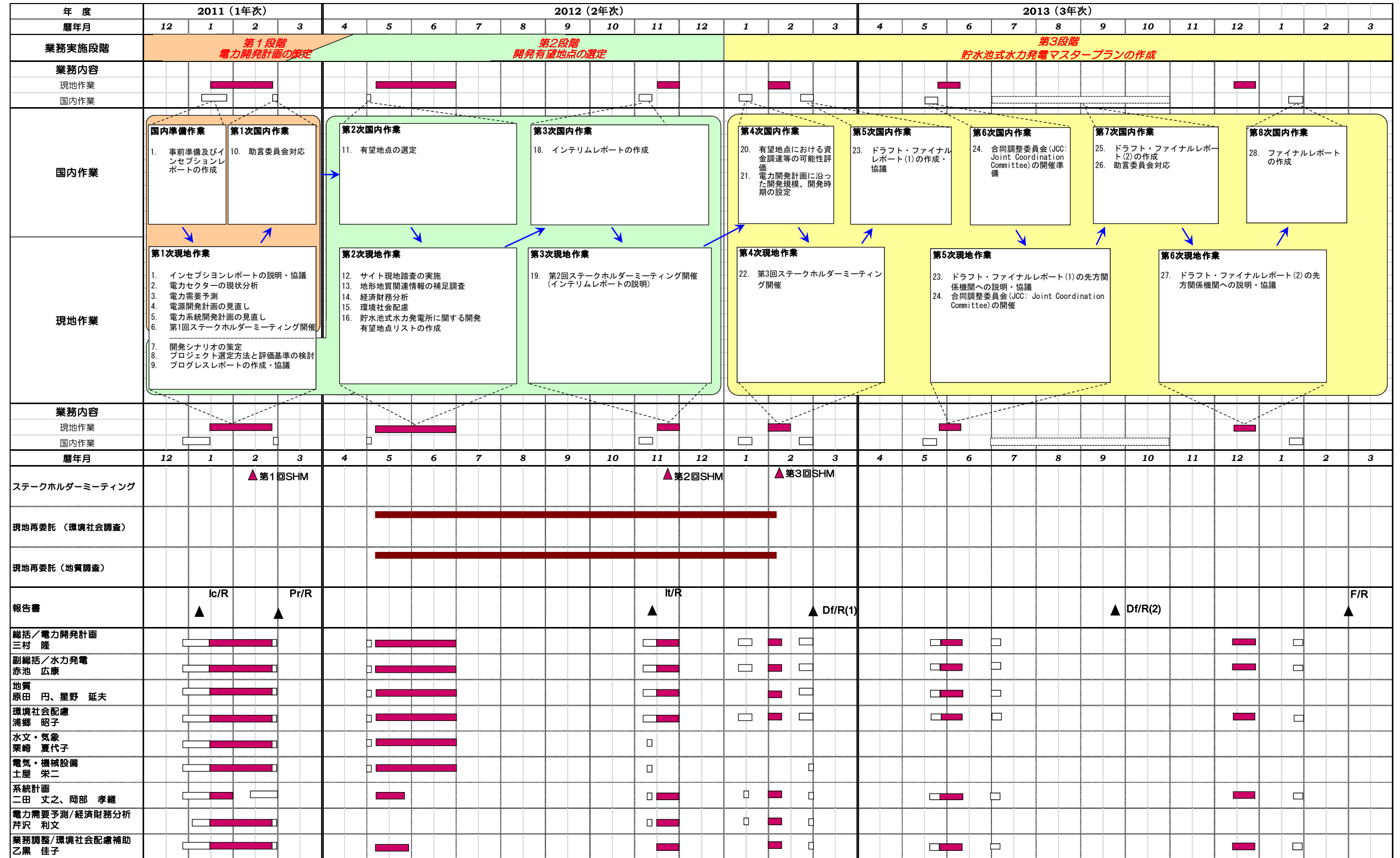


Figure 1.5-1 Work Schedule

各調査段階での具体的な業務内容を以下に示す。

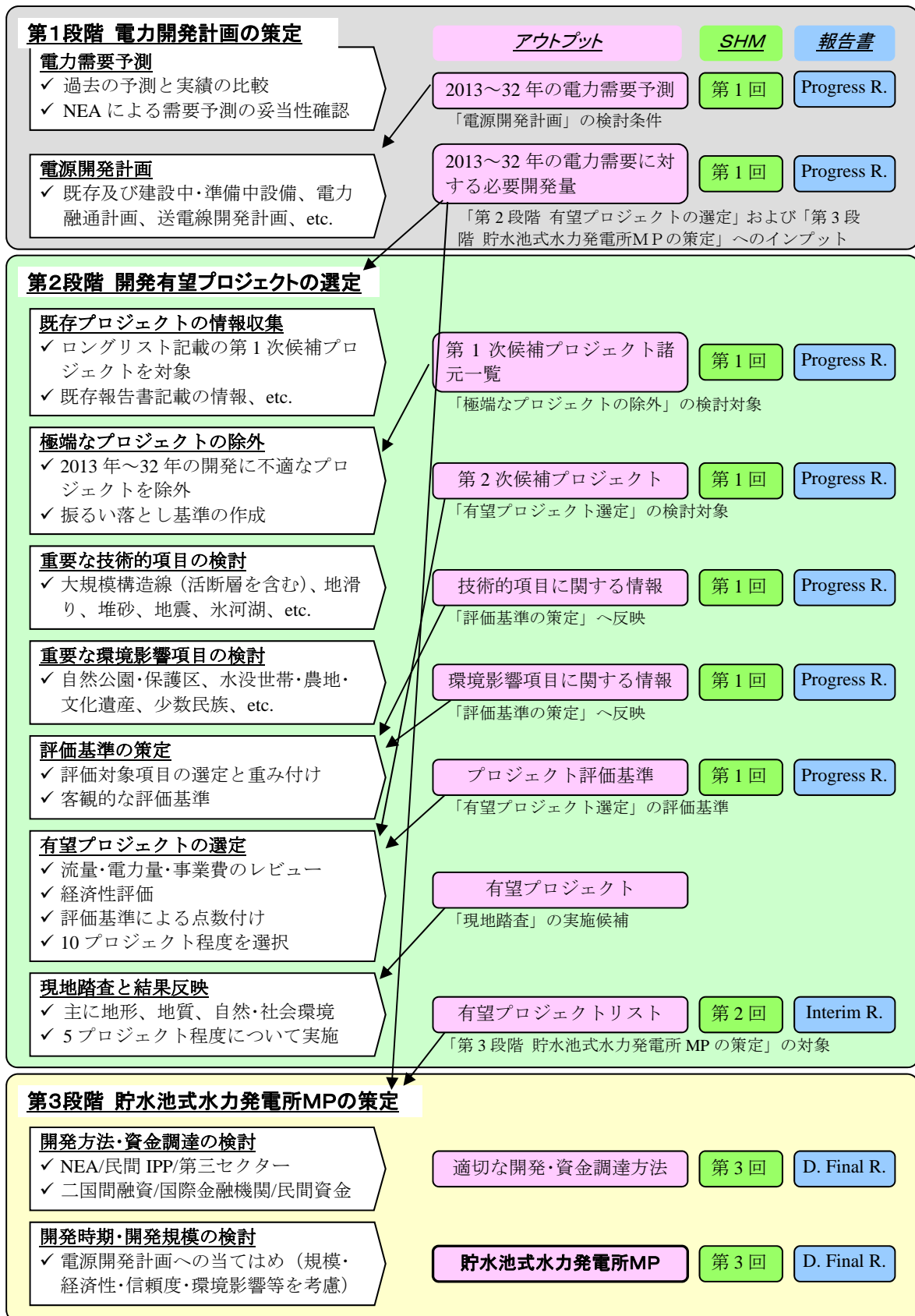


Figure 1.5-2 Work Contents and Output

1.6 調査団派遣実績および報告書

JICA は 2012 年 12 月より S/W に基づいて業務を開始し、本調査のため、現在までに下記のように調査団を派遣している。

- 第 1 次現地調査	2012 年	1 月	16 日	～	2012 年	2 月	26 日
- 第 2 次現地調査	2012 年	5 月	8 日	～	2012 年	6 月	30 日
- 第 3 次現地調査	2012 年	11 月	18 日	～	2012 年	12 月	2 日
- 第 4 次現地調査	2013 年	2 月	3 日	～	2013 年	2 月	17 日
- 第 5 次現地調査	2013 年	5 月	26 日	～	2013 年	6 月	9 日
- 第 6 次現地調査	2013 年	12 月	12 日	～	2013 年	12 月	26 日

また、調査団は下記の報告書を JICA/NEA に提出した。

- インセプションレポート	2012 年	1 月
- プロGRESSレポート	2012 年	2 月
- インテリムレポート	2012 年	11 月
- ドラフトファイナルレポート (1)	2013 年	2 月
- ドラフトファイナルレポート (2)	2013 年	12 月
- ファイナルレポート	2014 年	2 月

1.7 カウンターパートおよび調査団

1.7.1 NEA

以下に本調査の NEA のカウンターパートを示す。

No.	Name	Assignment	Title	Organization
1	Mr. Lila Nath Bhattarai	Team Leader (up to Apr. 2012)	Director	Project Development Department (PDD)
2	Mr. Keshab Raj Bhatta	Team Leader (up to Oct. 2012)	Director	Project Development Department (PDD)
3	Mr. Sunil Kumar Dhungel	Team Leader (up to Nov. 2013)	Director	Project Development Department (PDD)
4	Mr. Jagdishwor Man Singh	Deputy Team Leader (up to Apr. 2012)	Director	Engineering Services (ES)
5	Mr. Biswa Dhoj Joshi	Team Leader Deputy Team Leader (up to Nov. 2013)	Chief Manager	Project Development Department (PDD) Project Development Department (PDD)
6	Mr. Tika Ram Paudel	Geology	Asst. Manager	Soil, Rock and Concrete Laboratory, ES
7	Mrs. Annu Rajbhandari	Social and Natural Environments	Deputy Manager	Environment and Social Development Department, ES
8	Mr. Raju Gyawali	Social and Natural Environments	Environmentalist	Environment and Social Development Department, ES

No.	Name	Assignment	Title	Organization
9	Mr. Damodar Bhakta Shrestha	Hydrology and Meteorology	Manager	PDD, ES
10	Mr. Nahakul Nepal	Electrical and Mechanical Engineering	Asst. Manager	E/M Division, ES
11	Mr. Pradeep Man Shrestha	Electrical and Mechanical Engineering		
12	Mr. Anil Rajbhandari	Power System Planning	Manager	System Planning Department
13	Mr. Sanjib Man Rajbhandari	Demand Forecasting / Economical and Financial Analysis	Manager	PDD, ES
14	Mr. Gopal K. Lohia	Deputy Team Leader /Coordinator	Manager	PDD, ES
		Coordinator (up to Nov. 2013)	Manager	PDD, ES

1.7.2 JICA 調査団

JICA 調査団の構成を以下に示す。

	氏名	担当	所属	摘要
1	三村 隆	総括/電力開発計画	電源開発株式会社	
2	赤池 広康	副総括 /水力発電	電源開発株式会社	
3	原田 円	地質	電源開発株式会社	2011年12月～2012年10月
4	星野 延夫	地質	オーピーシー株式会社	2012年11月以降
5	浦郷 昭子	環境社会配慮	アイシーネット株式会社	有限会社レイヴン (2012年4月以降)
6	栗崎 夏代子	水文・気象	電源開発株式会社	
7	土屋 栄二	電気・機械設備	電源開発株式会社	
8	二田 丈之	系統計画	電源開発株式会社	2011年12月～2012年10月
9	岡部 孝継	系統計画	電源開発株式会社	2012年11月以降
10	芹沢 利文	電力需要予測 /経済 財務分析	株式会社 JIN	
11	乙黒 佳子	業務調整 /環境社会 配慮補助	(株)オリエンタルコンサル タンツ	

第 2 章

気象・水文

第 2 章 気象・水文

2.1 気象

ネパールの国土は、約 83% が山岳地であり、残りの 17% が平地である。北部にヒマラヤ主稜（グレートヒマラヤ）が、その南にマハバラート山脈とシワリーク丘陵が、それぞれ平行して走っている。ヒマラヤ主稜とマハバラート山脈の間の山地を中間山地帯（ミッドランド）、マハバラート山脈とシワリーク丘陵との間の低地をダウン、シワリーク丘陵の南のガンジス平原北縁部をタライと呼ぶ。

ヒマラヤ主稜には標高 7,000 m 超の山々が連なり、最高峰サガルマタ（エベレスト）の標高は 8,848 m である。中間山地帯とマハバラート山脈は標高 2,000 m～3,000 m、最南端のタライの最低標高は 62 m である。

南北 200 km の間で標高差は 8,000 m にもあり、地形配置は変化に富んでおり、この複雑な地形配置により複雑な気象の差異が生じている。

2.1.1 気候区分

ネパールの気候は高度により異なり、南部の亜熱帯気候から北部の高山気候まで変化する。南から北へ向かって、東西に平行して分布する 5 つの気候帯に分類できる。

- 1) タライの亜熱帯モンスーン気候
- 2) マハバラート山脈の 2,000 m 以下の温帯モンスーン気候。夏は暖かく湿度が高く、冬は涼しく乾燥している。
- 3) マハバラート山脈の 2,000 m～3,500 m の冷帯モンスーン気候。夏は湿度がやや高く、冬は寒く乾燥している。
- 4) 5,000 m までの山脈の高山気候。夏は気温が低く、冬は霧が多い。
- 5) 5,000 m 以上の降雪地帯はツンドラ気候または高山気候。万年雪があり、寒冷地砂漠地帯である。

なお、南北に流れる主要河川により深く刻まれた溪谷は、ツンドラ気候または高山気候区分内に位置していても、気候は亜熱帯モンスーン気候または温帯モンスーン気候である。

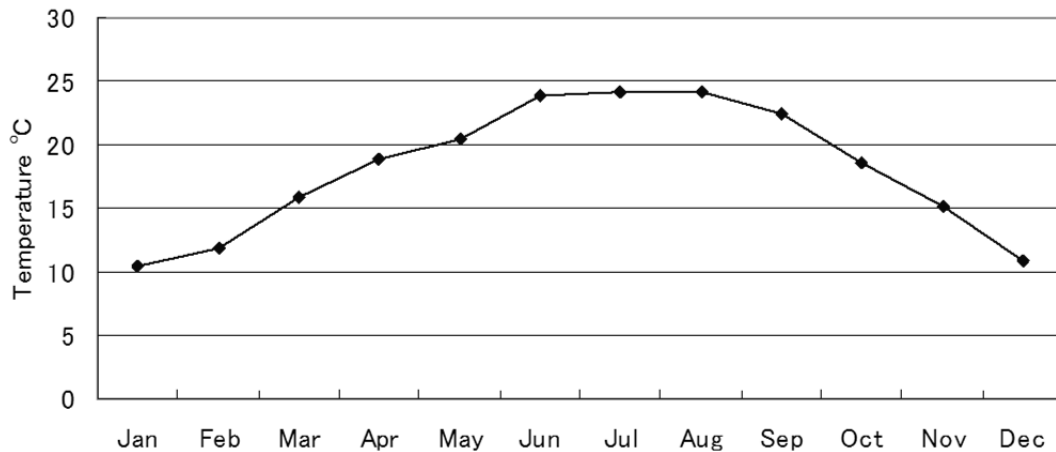
2.1.2 季節

ネパールは、気温と降雨により四季がある。春、夏、雨期、冬であり、それぞれ期間は約 3 ヶ月である。各シーズンの始まりは、地形、高度、経度により前後する。

また、モンスーンにより、雨期と乾期に分かれている。雨期は、山岳部では 6 月から 9 月であり、南部の平地では 7 月から 10 月である。

2.1.3 気温

首都カトマンズは標高 1,300 m に位置し、年間平均気温は 18.1 °C である。平均気温が最も低い月は 1 月で 10.5 °C、最も高い月は 7 月で 24.2 °C である。年間平均気温の推移を Figure 2.1.3-1 に示す。



Source: Nepal Atlas & Statistics, Revised edition, 2008

Figure 2.1.3-1 Monthly Mean Temperature in Kathmandu

2.1.4 湿度

湿度は 1 月が高く、東部では 75%、西部では 92% である。4 月は低く、東部では 53%、西部では 43% である。

2.1.5 降雨

降雨はモンスーンと偏西風によりもたらされ、年間降水量の 90% はモンスーンにより、残りの 10% は偏西風による。

モンスーンは、ベンガル湾からネパール東部へ入り込み、最初に平均標高 2,000 m のマハバラート山脈にぶつかり、マハバラート山脈の南側のタライの一部に雨を降らせる。さらにその雲はマハバラート山脈を登り、山脈の南側斜面に激しい雨を降らせる。そのため、山脈の北側斜面の降雨量は南側斜面の降雨量よりも少なくなる。雲の一部はヒマラヤ主稜に達し、同様にヒマラヤ主稜の南側斜面に多量の雨を降らせ、北側斜面の降雨量は少なくなる。Koshi 渓谷に到達した雲の一部は、Koshi 川流域の東部の Tamur 川、北部の Arun 川、西部の Sun Koshi 川にそれぞれ流れ込む。西へ流れた雲は、ガンダキ渓谷に同様に雨を降らせる。アンナプルナ山脈の前面にはマハバラート山脈が発達していないため、雲はアンナプルナ山脈の東側の都市ポカラに入り込みやすく、ポカラに多量の雨を降らせる。その結果、ポカラの降雨量はネパールの最大雨量 4,500 mm を記録している。

偏西風による降雨は、方位は逆になるが同様のメカニズムにより発生する。

参考として Figure 2.1.5-1 に地形図を示す。



Source: <http://www.nepal-dia.de>

Figure 2.1.5-1 Map of Nepal

なお、降雨は 18%が雪に、72%が表流水に、10%が地下水になる。

2.1.6 雪

ヒマラヤ主稜での降雨量は 1,000 mm 程度であり、その雨が平均厚さ 1.2 m の雪となる。急勾配の斜面では雪は雪崩や氷河となる。

積雪面積を Table 2.1.6-1 に示す。積雪面積の多い Arun 川、Marsyangdi 川、Kali 川、Karnali 川においては、低水期には積雪量が地下水と一緒に流量に寄与し、雪が重要な水資源となる。

Table 2.1.6-1 Snow Covered Area

Basin Name	River Name	Snow Covered Area
Koshi	Tamur	750 km ²
	Arun	4,475 km ²
	Dudh Koshi	500 km ²
	Sun Koshi	650 km ²
Gandaki	Trishuli	1,100 km ²
	Marsyangdi	2,100 km ²
	Kali	2,100 km ²
Karnali	Bheri	1,850 km ²
	Karnali	3,400 km ²
	West Seti	190 km ²
Mahakali	Mahakali	805 km ²
Total		15,820 km ²

Source: Engineering Challenges in Nepal Himalaya

2.1.7 降水量

ネパールの降水量観測は、水文気象局（Department of Hydrology and Meteorology: DHM）が管理し、降水量観測所、気象観測所、日照観測所、農業気象観測所および航空局で行われている。降水量観測所は 170 地点、気象観測所は 69 地点、日照観測所は 9 地点、農業気象観測所は 22 地点、航空局は 6 地点であり、計 276 地点で降水量観測を行っている。

降水量観測地点の位置を Figure 2.1.7-1 に、降水量観測地点の諸元を Table 2.1.7-1 に示す。

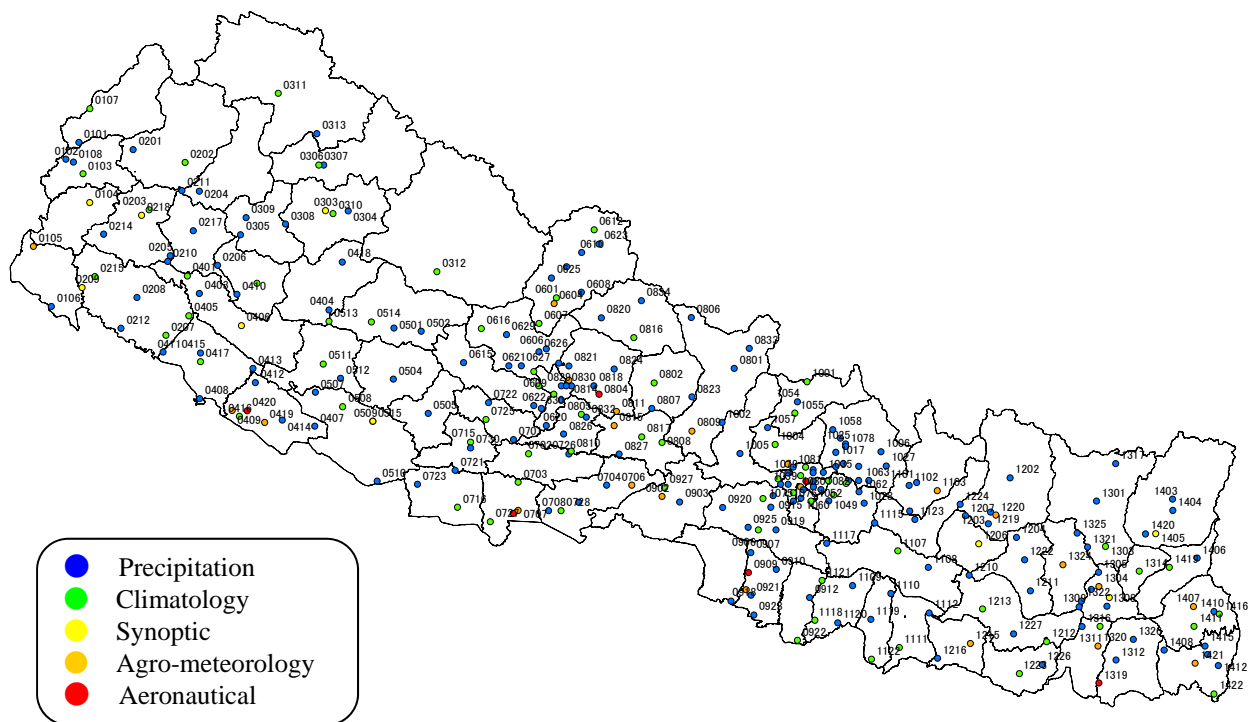


Figure 2.1.7-1 Location of the Precipitation Gauging Station

降水量観測は最も古いもので 1956 年から行われ、調査団が入手できた最新データは 2010 年のものであり、観測期間は最長で 55 年間、最短で 9 年間、平均で 40 年間である。今回の検討では、データの信頼性を考慮し、観測期間が 10 年未満の 4 地点（623、834、927、1326）の観測データは除き、計 272 地点の観測データを使用することとした。Table 2.1.7-1 の月間降水量は、各観測所における観測期間の平均値を示している。

Table 2.1.7-1 Specifications of Precipitation Gauging Stations (1/6)

No.	Name	Index	District	Type of Station	Start to record	Closed to record	Location		Elevation (m)	Precipitation (mm)												
							Latitude	Longitude		Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
1	KAKERPAKHA	0101	Baitadi	PRECIPITATION	Jul, 56		29.65	80.50	842	38.2	44.8	53.7	45.7	98.8	258.3	455.5	406.8	225.7	55.9	7.4	17.1	1,708.0
2	BAITADI	0102	Baltadi	PRECIPITATION	Feb, 73		29.55	80.42	1,635	41.3	57.1	56.5	55.1	128.2	198.4	307.9	260.8	161.1	46.3	7.8	27.4	1,347.8
3	PATAN (WEST)	0103	Baitadi	CLIMATOLOGY	Jun, 56		29.47	80.53	1,266	37.9	41.0	46.8	46.1	100.3	191.5	342.4	307.9	165.7	41.1	8.9	19.6	1,349.1
4	DADELHURA	0104	Dadeldhura	SYNOPTIC	Jun, 56		29.30	80.58	1,848	45.1	59.4	57.5	48.7	78.5	177.0	336.5	318.6	185.9	56.3	7.8	23.7	1,394.9
5	MAHENDRA NAGAR	0105	Kanchanpur	AGROMETEOROLOGY	Mar, 71		29.03	80.22	176	25.7	38.5	19.4	17.2	51.7	254.4	509.0	524.7	297.3	55.4	6.2	15.5	1,814.9
6	BELAURI SANTIPUR	0106	Kanchanpur	PRECIPITATION	Mar, 71		28.68	80.35	159	22.3	31.5	18.7	17.6	52.1	239.2	487.4	450.6	279.5	55.9	4.3	15.3	1,674.5
7	DARCHULA	0107	Darchula	CLIMATOLOGY	Mar, 74		29.85	80.57	1,097	46.9	64.7	66.4	60.0	121.9	299.3	700.4	652.4	327.4	62.1	9.2	26.0	2,436.7
8	SATBANJH	0108	Baltadi	PRECIPITATION	Jun, 76		29.53	80.47	2,370	40.6	54.5	60.7	63.0	123.4	209.9	376.7	367.5	200.1	39.9	9.8	25.0	1,571.0
9	PIPAKOT	0201	Bajhang	PRECIPITATION	Jan, 57		29.62	80.87	1,456	50.8	53.5	58.4	60.9	114.9	313.7	575.8	548.6	304.0	63.3	11.2	22.9	2,178.0
10	CHAINPUR(WEST)	0202	Bajhang	CLIMATOLOGY	Jan, 57		29.55	81.22	1,304	52.5	61.3	62.9	46.0	60.1	176.8	374.3	388.4	213.1	49.5	8.9	23.7	1,517.4
11	SILGADHI DOTI	0203	Doti	CLIMATOLOGY	Jan, 57		29.27	80.98	1,360	48.6	50.1	49.9	40.4	83.0	194.3	294.3	260.0	180.9	62.3	7.6	21.9	1,293.2
12	BAJURA	0204	Bajura	PRECIPITATION	Jan, 76	Apr, 04	29.38	81.32	1,400	55.8	85.4	66.2	62.7	126.4	289.6	555.9	549.3	226.0	42.0	11.6	31.1	2,101.9
13	KATAI	0205	Doti	PRECIPITATION	Jan, 58		29.00	81.13	1,388	43.0	49.3	44.6	43.9	99.3	307.4	464.8	419.0	251.9	45.4	7.3	17.8	1,793.7
14	ASARA GHAT	0206	Achham	PRECIPITATION	Jan, 64		28.95	81.45	650	40.9	44.5	38.3	33.0	89.6	196.0	302.9	268.1	138.2	37.2	8.4	19.0	1,216.0
15	TIKAPUR	0207	Kailali	CLIMATOLOGY	Apr, 76		28.53	81.12	140	33.6	29.0	19.0	16.7	76.5	227.9	499.7	460.0	268.8	47.8	3.6	15.6	1,698.1
16	SANDEPANI	0208	Kailali	PRECIPITATION	Feb, 62		28.75	80.92	195	26.7	27.0	19.5	18.6	58.5	268.6	559.6	532.3	321.9	48.3	3.6	16.1	1,900.6
17	DHANGADHI(ATARIYA)	0209	Kailali	SYNOPTIC	Jan, 57		28.80	80.55	187	26.1	26.9	18.1	18.9	62.1	252.9	545.8	465.5	287.9	60.1	3.5	13.1	1,781.0
18	BANGGA CAMP	0210	Achham	PRECIPITATION	Jan, 64		28.97	81.12	340	42.8	50.0	44.7	38.7	88.1	222.6	446.5	366.4	211.1	49.1	7.6	21.4	1,589.0
19	KHAPTAD	0211	Doti	PRECIPITATION	May, 76		29.38	81.20	3,430	46.3	53.0	31.9	59.6	130.3	360.8	810.0	758.7	442.5	55.6	12.6	21.6	2,782.9
20	SITAPUR	0212	Kailali	PRECIPITATION	Mar, 71		28.57	80.82	152	29.3	28.8	13.5	16.2	62.4	231.4	442.5	411.1	241.3	44.4	6.7	12.8	1,540.5
21	KOLA GAUN	0214	Doti	PRECIPITATION	Jan, 76		29.12	80.68	1,304	46.2	62.9	46.4	40.7	111.9	270.6	490.2	465.6	255.0	46.6	12.2	27.6	1,875.9
22	GODAVARI(WEST)	0215	Kailali	CLIMATOLOGY	Jan, 75		28.87	80.63	288	28.8	40.7	22.1	20.2	68.0	297.4	657.0	667.3	397.9	50.2	3.9	14.5	2,268.0
23	MANGALSEN	0217	Achham	PRECIPITATION	Jan, 76		29.15	81.28	1,345	53.5	69.5	58.2	44.5	105.1	199.3	336.3	316.4	180.1	49.1	11.1	26.7	1,449.9
24	DIPAYAL (DOTI)	0218	Doti	SYNOPTIC	Jan, 82		29.23	80.93	720	38.5	51.9	36.4	39.1	86.6	161.3	238.7	225.8	167.1	46.3	5.6	20.3	1,117.7
25	JUMLA	0303	Jumla	SYNOPTIC	Jan, 57		29.28	82.17	2,300	31.2	39.4	51.8	39.0	51.2	71.2	181.3	176.4	95.7	34.3	7.5	11.6	790.6
26	GUTHI CHAUR	0304	Jumla	PRECIPITATION	Jan, 57		29.28	82.32	3,080	23.3	30.1	45.1	46.0	74.7	129.4	277.3	264.9	121.8	32.3	12.1	15.0	1,071.8
27	SHERI GHAT	0305	Kalikot	PRECIPITATION	Jan, 67		29.13	81.60	1,210	46.4	52.3	44.0	52.8	121.5	206.2	342.9	350.0	174.6	60.6	8.3	15.3	1,474.8
28	GAM SHREE NAGAR	0306	Mugu	PRECIPITATION	Jan, 71		29.55	82.15	2,133	26.4	30.7	40.6	34.4	47.7	77.4	203.9	204.0	103.7	28.0	7.8	15.7	820.3
29	RARA	0307	Mugu	CLIMATOLOGY	Jan, 71	Dec, 07	29.55	82.12	3,048	31.4	42.7	49.7	43.3	69.5	81.8	192.4	207.6	106.1	30.1	8.5	22.0	884.9
30	NAGMA	0308	Kalikot	PRECIPITATION	Jan, 71		29.20	81.90	1,905	43.8	60.3	59.6	48.7	64.5	79.7	134.4	138.0	85.5	38.3	11.0	18.5	782.2
31	BIJAYAPUR (RASKOT)	0309	Kalikot	PRECIPITATION	Jan, 57		29.23	81.63	1,814	57.0	54.4	60.8	48.8	86.9	122.2	241.9	230.0	148.6	48.1	11.7	17.0	1,127.5
32	DIPAL GAUN	0310	Jumla	CLIMATOLOGY	Jan, 74		29.27	82.22	2,310	31.7	40.9	48.4	44.3	53.4	100.5	222.8	212.1	108.0	32.5	6.0	10.5	911.0
33	SIMIKOT	0311	Humla	CLIMATOLOGY	Jan, 78	Dec, 06	29.97	81.83	2,800	30.0	56.4	68.8	35.4	48.8	77.7	141.3	148.2	110.0	35.0	14.2	18.3	784.0
34	DUNAI	0312	Dolpa	CLIMATOLOGY	Jun, 58		28.93	82.92	2,058	23.0	22.3	33.2	25.0	38.6	49.3	115.8	120.7	66.3	28.7	7.2	12.5	542.6
35	DARMA	0313	Humla	PRECIPITATION	Jun, 79		29.73	82.10	1,950	39.9	46.2	63.9	57.3	69.5	113.7	335.1	300.5	155.8	56.8	22.3	29.3	1,290.3
36	PUSMA CAMP	0401	Surkhet	CLIMATOLOGY	Jan, 63		28.88	81.25	950	37.3	43.0	33.3	30.3	71.3	273.1	442.7	393.8	228.0	42.1	6.0	20.2	1,621.1
37	DAILEKH	0402	Dailekh	CLIMATOLOGY	Jan, 57		28.85	81.72	1,402	36.1	37.0	38.0	33.7	90.3	239.1	482.7	492.0	231.9	45.3	8.5	14.0	1,748.6
38	JAMU (TIKUWA KUNA)	0403	Surkhet	PRECIPITATION	Jan, 63		28.78	81.33	260	28.2	38.7	22.1	22.0	67.6	209.5	382.3	343.4	191.6	35.2	4.9	17.2	1,362.7
39	JAJARKOT	0404	Jajarkot	PRECIPITATION	Jan, 57		28.70	82.20	1,231	30.3	35.4	37.2	35.0	61.9	282.0	478.8	487.0	250.8	68.7	10.4	19.0	1,796.6
40	CHISAPANI(KARNALI)	0405	Bardiya	CLIMATOLOGY	Jan, 63		28.65	81.27	225	34.4	32.1	22.3	24.5	70.5	291.4	690.7	619.8	357.4	50.4	6.5	16.2	2,216.1
41	SURKHET(BIRENDRA NAGAR)	0406	Surkhet	SYNOPTIC	Jan, 57		28.60	81.62	720	37.6	40.2	28.4	31.2	78.9	266.8	517.0	481.6	241.6	51.7	6.1	17.1	1,798.3
42	KUSUM	0407	Banke	PRECIPITATION	Jan, 57		28.02	82.12	235	27.3	21.8	19.4	23.2	65.0	208.9	415.2	352.6	226.9	60.4	5.3	9.8	1,435.7
43	GULARIYA	0408	Bardiya	PRECIPITATION	Jan, 57		28.17	81.35	215	25.2	19.9	16.9	19.4	49.2	187.0	405.9	340.5	234.4	59.5	2.4	11.6	1,371.8
44	KHAJURA (NEPALGANJ)	0409	Banke	AGROMETEOROLOGY	Jan, 68		28.10	81.57	190	20.0	19.4	12.3	17.2	57.2	192.8	427.7	326.8	218.9	58.8	4.2	11.3	1,366.7
45	BALU BUDHA	0410	Dailekh	PRECIPITATION	Jan, 65		28.78	81.58	610	32.0	30.0	24.2	29.2	60.6	167.9	290.9	247.8	123.1	48.1	5.6	12.8	1,072.2
46	RAJAPUR	0411	Bardiya	PRECIPITATION	Jan, 77		28.43	81.10	129	30.3	24.9	14.8	14.5	59.2	189.1	430.9	359.9	213.1	43.5	3.3	17.3	1,400.7
47	NAUBASTA	0412	Banke	PRECIPITATION	Jan, 71		28.27	81.72	135	23.1	19.6	12.3	13.2	42.0	199.6	454.9	357.1	204.7	59.9	5.8	10.7	1,402.8
48	SHYANO SHREE(CHEPANG)	0413	Bardiya	PRECIPITATION	Jan, 71		28.35	81.70	510	31.4	30.1	20.3	20.0	92.6	295.3	622.3	554.3	272.2	58.7	10.9	10.9	2,018.8
49	BAIJAPUR	0414	Banke	PRECIPITATION	Jan, 71		28.05	81.90	226	19.2	27.2	20.5	27.1	46.0	144.7	308.0	274.7	158.3	38.0	14.4	17.2	1,095.4
50	BARGADAHA	0415	Bardiya	PRECIPITATION	Jan, 68		28.43	81.35	200	26.4	20.9	11.9	15.7	58.3	198.2	396.1	377.1	203.8	42.7	4.0	12.7	1,367.8

Table 2.1.7-1 Specifications of Precipitation Gauging Stations (2/6)

No.	Name	Index	District	Type of Station	Start to record	Closed to record	Location		Elevation (m)	Precipitation (mm)												
							Latitude	Longitude		Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
51	NEPALGUNJ(REG.OFF.)	0416	Banke	CLIMATOLOGY	Jan. 73		28.07	81.62	144	21.2	22.9	14.7	15.6	61.7	185.1	412.5	321.5	210.5	51.6	4.2	11.5	1,333.0
52	RANI JARUWA NURSERY	0417	Bardiya	CLIMATOLOGY	Jan. 76		28.38	81.35	200	20.6	27.5	12.6	11.6	67.5	148.0	399.7	376.4	171.1	38.6	1.9	14.5	1,289.8
53	MAINA GAUN (D.BAS)	0418	Jajarkot	PRECIPTATION	Jan. 75		28.98	82.28	2,000	46.8	40.4	49.8	52.4	83.7	214.7	481.9	436.4	244.2	61.5	15.5	24.8	1,752.1
54	SIKTA	0419	Banke	AGROMETEOROLOGY	Jan. 78		28.03	81.78	195	17.6	21.6	14.8	15.3	71.6	208.7	463.1	392.1	232.8	48.9	5.1	16.0	1,507.5
55	NEPALGUNJ AIRPORT	0420	Banke	AERONATICAL	Jan. 96		28.10	81.67	165	19.3	21.8	14.6	20.0	60.3	213.8	519.6	389.3	212.5	68.8	5.5	3.8	1,549.2
56	RUKUMKOT	0501	Rukum	PRECIPTATION	Jan. 57		28.60	82.63	1,560	37.2	50.9	48.5	66.7	158.0	402.7	653.4	627.2	270.6	78.3	25.4	15.9	2,434.7
57	SHERA GAUN	0502	Rukum	PRECIPTATION	Jan. 76	Aug. 00	28.58	82.82	2,150	27.9	36.5	51.8	59.6	101.5	210.9	368.0	370.0	183.3	41.8	15.6	22.6	1,489.5
58	LIBANG GAUN	0504	Roipa	PRECIPTATION	Jan. 73		28.30	82.63	1,270	28.1	48.0	39.5	46.9	106.6	293.5	417.3	382.7	264.0	53.6	10.3	17.0	1,707.5
59	BIJUWAR TAR	0505	Pyuthan	PRECIPTATION	Jan. 57		28.10	82.87	823	23.4	27.2	25.5	35.7	78.2	234.5	314.4	265.6	156.0	42.5	6.6	11.0	1,220.4
60	NAYABASTI (DANG)	0507	Dang	PRECIPTATION	Jan. 71		28.22	82.12	698	24.6	26.1	21.9	23.8	85.5	258.7	465.4	420.8	272.1	51.4	13.0	14.3	1,677.5
61	TULSIPUR	0508	Dang	CLIMATOLOGY	Jan. 71		28.13	82.30	725	23.7	22.5	16.7	22.6	85.0	292.7	441.8	399.6	267.6	78.5	9.1	12.0	1,671.8
62	GHORAH (MASINA)	0509	Dang	PRECIPTATION	Jan. 71		28.05	82.50	725	25.0	22.7	21.5	23.7	83.9	298.4	496.0	440.7	320.5	84.5	9.7	12.4	1,839.0
63	KOILABAS	0510	Dang	PRECIPTATION	Jan. 71		27.70	82.53	320	16.2	22.4	19.2	21.9	65.7	270.5	496.4	401.8	267.8	54.6	9.7	9.8	1,656.1
64	SALYAN BAZAR	0511	Salyan	CLIMATOLOGY	Jan. 57		28.38	82.17	1,457	36.8	32.4	30.7	29.2	60.8	182.4	278.6	230.9	128.6	46.5	7.3	17.4	1,081.7
65	LUWAMJULA BAZAR	0512	Salyan	PRECIPTATION	Jan. 72		28.30	82.28	885	32.0	34.2	30.4	26.5	59.7	156.6	270.7	228.1	145.6	37.4	9.6	19.8	1,050.6
66	CHAUR JHARI TAR	0513	Rukum	CLIMATOLOGY	Jan. 75		28.63	82.20	910	26.2	29.4	25.8	29.4	71.7	171.6	335.4	323.6	159.5	47.4	9.6	12.8	1,242.3
67	MUSIKOT(RUKUMKOT)	0514	Rukum	CLIMATOLOGY	Jan. 73		28.63	82.48	2,100	23.9	35.6	38.5	46.0	120.3	305.0	571.4	549.6	323.1	80.3	14.9	17.0	2,125.6
68	GHORAI (DANG)	0515	Dang	SYNOPTIC	Jan. 89		28.05	82.50	634	20.7	22.5	21.5	26.7	93.6	256.1	413.3	421.7	231.1	57.4	9.9	8.2	1,582.7
69	JOMSOM	0601	Mustang	CLIMATOLOGY	Jan. 57		28.78	83.72	2,744	11.3	13.8	25.7	19.4	15.7	22.1	41.7	40.9	37.2	29.2	5.9	4.3	267.1
70	THAKMARPHA	0604	Mustang	AGROMETEOROLOGY	Jan. 67		28.75	83.70	2,566	7.6	15.9	32.2	28.2	31.2	44.5	69.4	61.9	51.1	36.4	6.3	9.5	394.4
71	BAGLUNG	0605	Baglung	CLIMATOLOGY	Jan. 69		28.27	83.60	984	18.3	25.0	29.8	46.7	139.4	291.7	517.0	443.4	260.1	61.6	16.1	14.3	1,863.5
72	TATOPANI	0606	Myagdi	PRECIPTATION	Jan. 69		28.48	83.65	1,243	17.8	27.8	49.0	78.8	162.8	245.9	367.1	355.7	202.6	62.9	9.2	12.3	1,591.7
73	LETE	0607	Mustang	CLIMATOLOGY	Jan. 69		28.63	83.60	2,384	29.5	55.9	97.6	105.4	120.5	162.4	247.6	240.4	140.9	56.2	15.0	16.5	1,287.9
74	RANIPAUWA (M.NATH)	0608	Mustang	PRECIPTATION	Jan. 69		28.82	83.88	3,609	11.2	12.7	14.3	11.7	9.6	23.7	78.5	82.2	41.3	11.5	4.6	8.3	309.4
75	BENI BAZAR	0609	Myagdi	CLIMATOLOGY	Jan. 56		28.35	83.57	835	24.1	25.3	34.8	47.2	105.3	227.3	395.6	387.7	210.1	57.6	8.1	11.3	1,534.3
76	GHAMI (MUSTANG)	0610	Mustang	PRECIPTATION	Jan. 73		29.05	83.88	3,465	8.3	10.2	10.9	3.2	6.2	8.5	35.3	38.0	12.9	17.8	2.3	9.8	163.4
77	MUSTANG(LOMANGTHANG)	0612	Mustang	CLIMATOLOGY	Jan. 74	Dec. 05	29.18	83.97	3,705	8.2	10.9	4.9	1.5	2.7	6.3	45.1	41.9	8.5	10.5	2.2	8.2	151.0
78	KARKI NETA	0613	Parbat	PRECIPTATION	Jan. 77		28.18	83.75	1,720	24.1	29.7	39.4	76.8	187.5	400.9	677.2	581.0	333.5	67.7	13.3	21.6	2,452.7
79	KUSHIMA	0614	Parbat	CLIMATOLOGY	Jan. 69		28.22	83.70	891	22.1	27.2	34.8	71.0	167.6	412.4	677.9	580.7	351.5	84.7	8.7	15.5	2,454.1
80	BOBANG	0615	Baglung	PRECIPTATION	Jan. 78		28.40	83.10	2,273	29.5	30.5	41.1	47.4	105.8	429.7	677.9	675.8	395.9	70.8	8.8	15.9	2,529.1
81	GURJA KHANI	0616	Myagdi	CLIMATOLOGY	Jan. 79		28.60	83.22	2,530	29.9	37.8	33.5	34.2	68.9	244.4	555.1	487.0	287.1	55.5	16.5	13.2	1,863.1
82	GHOREPANI	0619	Myagdi	PRECIPTATION	Jan. 75		28.40	83.73	2,742	23.6	34.3	49.8	100.4	203.3	401.1	775.7	700.2	416.1	83.3	14.2	14.5	2,816.6
83	TRIBENI	0620	Parbat	PRECIPTATION	Jan. 89		28.03	83.65	700	15.7	24.6	24.4	50.9	165.7	412.8	548.2	446.3	234.8	57.7	11.5	8.5	2,000.9
84	DARBANG	0621	Myagdi	PRECIPTATION	Jan. 89		28.38	83.40	1,160	23.3	26.2	44.5	44.9	155.0	366.1	508.2	463.8	253.3	68.1	16.4	11.7	1,981.5
85	RANGKHANI	0622	Baglung	PRECIPTATION	Jan. 89		28.15	83.57	1,740	25.2	50.4	44.0	86.1	229.7	627.7	882.8	740.5	404.2	59.7	13.8	15.1	3,179.2
86	YARA GAUN (DHEE)	0623	Mustang	PRECIPTATION	Jan. 92		29.10	84.00	3,620	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
87	SAMAR GAUN	0624	Mustang	PRECIPTATION	Jan. 92		28.97	83.78	3,570	9.1	10.9	17.2	5.9	3.7	14.4	62.3	71.8	21.8	11.2	2.6	4.9	235.6
88	SANDA	0625	Mustang	PRECIPTATION	Jan. 92		28.90	83.68	3,570	8.6	11.4	20.8	15.1	11.5	16.8	36.2	41.3	25.9	10.5	2.7	2.0	202.6
89	BEGA	0626	Myagdi	PRECIPTATION	Jan. 92		28.47	83.60	1,770	21.2	34.0	58.6	64.3	197.5	419.4	441.9	455.0	253.3	77.8	13.4	13.1	2,049.5
90	KUHUN	0627	Myagdi	PRECIPTATION	Jan. 92		28.38	83.48	1,550	20.2	35.1	31.6	34.7	112.5	261.7	380.0	403.2	216.9	51.2	12.2	14.5	1,573.8
91	BAGHARA	0629	Myagdi	PRECIPTATION	Jan. 92		28.57	83.38	2,330	24.6	33.0	43.6	50.2	117.3	485.5	794.6	786.6	476.4	111.0	20.0	6.4	2,949.3
92	SIRKON	630	Parbat	PRECIPTATION	Jan. 92		28.13	83.62	790	22.9	27.6	34.2	71.8	188.2	488.1	685.2	530.8	296.9	46.7	9.8	10.7	2,413.0
93	RIDI BAZAR	0701	Gulmi	PRECIPTATION	Jan. 56		27.95	83.43	442	24.2	21.7	23.3	38.9	93.6	239.2	391.2	305.3	183.6	45.9	6.8	14.5	1,388.2
94	TANSEN	0702	Palpa	CLIMATOLOGY	Jan. 56		27.87	83.53	1,067	22.6	23.4	23.7	35.5	76.3	237.5	467.4	363.1	195.5	51.0	4.2	14.4	1,514.6
95	BUTWAL	0703	Rupandehi	CLIMATOLOGY	Jan. 57		27.70	83.47	205	16.4	16.7	21.9	22.8	93.5	392.5	704.9	598.8	409.7	110.5	9.6	12.0	2,409.4
96	BELUWA (GIRWARI)	0704	Nawalparasi	PRECIPTATION	Jan. 58		27.68	84.05	150	20.5	16.8	19.1	54.1	155.4	474.3	762.2	607.1	370.4	99.5	7.0	15.7	2,602.0
97	BHAIRAHAWA AIRPORT	0705	Rupandehi	AERONATICAL	Jan. 68		27.52	83.43	109	16.4	16.2	15.9	21.3	74.4	259.5	542.7	380.8	242.9	71.0	6.3	11.2	1,658.5
98	DUMKAULI	0706	Nawalparasi	AGROMETEOROLOGY	Jan. 74		27.68	84.22	154	18.1	15.1	20.1	62.3	181.3	404.8	654.3	521.1	363.1	87.2	8.3	18.9	2,354.7
99	BHAIRAHAWA (AGRIC)	0707	Rupandehi	AGROMETEOROLOGY	Jan. 68		27.53	83.47	120	16.5	17.1	16.4	23.9	82.7	277.1	554.7	404.4	277.5	78.3	5.6	13.4	1,767.7
100	PARASI	0708	Nawalparasi	PRECIPTATION	Jan. 76		27.53	83.67	125	15.8	19.9	20.4	36.0	96.3	328.9	566.6	429.7	280.1	74.0	4.8	17.0	1,889.4

Table 2.1.7-1 Specifications of Precipitation Gauging Stations (3/6)

No.	Name	Index	District	Type of Station	Start to record	Closed to record	Location		Elevation (m)	Precipitation (mm)												
							Latitude	Longitude		Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
101	DUMKIBAS	0710	Nawalparasi	PRECIPTATION	Jan. 70		27.58	83.87	164	17.0	19.0	14.8	36.2	127.0	387.5	683.4	566.5	376.7	80.7	8.4	14.9	2,332.1
102	KHANCHIKOT	0715	Arghakhanchi	CLIMATOLOGY	Jan. 71		27.93	83.15	1,760	26.9	35.4	30.2	36.6	105.7	280.0	495.1	390.0	269.2	67.2	12.5	23.6	1,772.3
103	TAULIHAWA	0716	Kapilbastu	CLIMATOLOGY	Jan. 71		27.55	83.07	94	16.2	20.4	15.7	22.9	56.5	214.8	509.6	347.4	227.5	44.1	5.9	8.9	1,489.9
104	PATTHARKOT (WEST)	0721	Kapilbastu	PRECIPTATION	Jan. 73		27.77	83.05	200	15.6	18.6	15.5	20.4	88.1	367.7	640.1	566.3	421.6	87.2	10.1	18.1	2,269.1
105	MUSIKOT	0722	Gulmi	PRECIPTATION	Jan. 56		28.17	83.27	1,280	21.3	22.4	33.2	63.0	167.3	410.5	511.1	465.1	262.5	61.9	6.0	16.8	2,041.0
106	BHAGWANPUR	0723	Kapilbastu	PRECIPTATION	Jan. 75		27.68	82.80	80	20.0	21.5	18.4	22.7	71.8	263.9	578.0	428.0	305.3	67.6	7.6	14.8	1,819.4
107	TAMGHAS	0725	Gulmi	CLIMATOLOGY	Jan. 80		28.07	83.25	1,530	25.9	34.2	31.3	55.5	139.5	316.0	496.7	428.6	272.9	49.4	11.4	17.3	1,878.8
108	GARAKOT	0726	Palpa	PRECIPTATION	Jan. 80		27.87	83.80	500	20.1	24.2	32.1	67.4	168.3	360.7	513.7	397.7	260.2	54.1	10.6	19.0	1,928.2
109	LUMBINI MANDIR	0727	Rupandehi	CLIMATOLOGY	Jan. 80		27.47	83.28	95	16.8	16.2	10.5	24.1	80.3	250.7	500.9	327.4	225.9	63.6	5.3	11.4	1,533.0
110	SIMARI	0728	Nawalparasi	CLIMATOLOGY	Jan. 81		27.53	83.75	154	16.4	16.1	16.3	35.3	123.1	266.2	576.4	500.1	257.4	69.6	5.8	18.6	1,901.2
111	SITAPUR(NEPANEY)	0730	Arghakhanchi	PRECIPTATION	Jan. 00		27.90	83.15	1,201	14.3	26.9	30.8	59.0	137.3	314.8	543.4	451.9	310.3	112.5	16.6	9.4	2,027.2
112	JAGAT (SETIBAS)	0801	Gorkha	PRECIPTATION	Jan. 57		28.37	84.90	1,334	29.6	45.5	75.2	68.5	71.4	184.5	328.1	272.3	169.2	53.9	8.7	10.8	1,317.7
113	KHUDI BAZAR	0802	Lanjug	CLIMATOLOGY	Jan. 57		28.28	84.37	823	26.0	44.4	77.2	101.9	208.1	555.0	864.9	829.6	468.3	104.4	15.0	16.0	3,310.8
114	POKHARA AIRPORT	0804	Kaski	AERONATICAL	Jan. 68		28.22	84.00	827	22.3	33.5	58.7	124.2	357.2	655.4	931.1	845.4	620.3	163.1	19.2	18.6	3,848.9
115	SYANGJA	0805	Syangja	CLIMATOLOGY	Jan. 73		28.10	83.88	868	22.1	32.3	43.6	101.5	284.9	545.4	751.0	620.4	383.9	105.3	10.2	16.3	2,917.0
116	LARKE SAMDO	0806	Gorkha	PRECIPTATION	Jan. 78		28.67	84.62	3,650	67.6	83.7	111.4	93.0	62.6	108.5	147.6	155.0	120.0	50.9	20.8	32.7	1,053.9
117	KUNCHHA	0807	Lamjung	PRECIPTATION	Jan. 56		28.13	84.35	855	21.6	32.5	53.7	101.1	252.1	497.3	613.6	520.3	332.0	98.0	13.7	15.3	2,551.1
118	BANDIPUR	0808	Tanahun	CLIMATOLOGY	Jan. 56		27.93	84.42	965	24.5	23.3	35.9	76.7	200.2	333.8	463.0	376.0	201.9	62.9	10.1	15.9	1,824.1
119	GORKHA	0809	Gorkha	AGROMETEOROLOGY	Jan. 56		28.00	84.62	1,097	22.1	17.9	38.8	77.3	166.7	326.0	434.0	364.9	192.1	52.3	9.0	12.8	1,714.1
120	CHAPKOT	0810	Syangja	CLIMATOLOGY	Jan. 57		27.88	83.82	460	23.2	24.4	33.8	57.3	140.7	332.7	520.3	377.7	236.7	68.1	7.2	14.7	1,836.8
121	MALEPATAN (POKHARA)	0811	Kaski	AGROMETEOROLOGY	Jan. 66		28.12	84.12	856	19.1	32.9	61.7	118.4	324.8	618.2	910.6	821.3	599.0	163.6	18.1	15.3	3,702.9
122	BHADLAURE DEURALI	0813	Kaski	PRECIPTATION	Jan. 85		28.27	83.82	1,600	20.3	38.3	48.4	95.9	318.7	715.3	1,077.8	1,002.3	584.2	155.7	20.3	23.1	4,100.3
123	LUMLE	0814	Kaski	AGROMETEOROLOGY	Jan. 69		28.30	83.80	1,740	30.3	47.7	61.0	111.2	315.2	875.7	1,454.2	1,401.1	862.2	215.2	26.4	19.1	5,419.3
124	KHAIRINI TAR	0815	Tanahun	AGROMETEOROLOGY	Jan. 72		28.03	84.10	500	18.2	26.8	38.4	104.6	317.9	434.5	536.0	424.0	280.5	70.8	16.4	18.0	2,285.9
125	CHAME	0816	Manang	CLIMATOLOGY	Jan. 74		28.55	84.23	2,680	29.4	49.7	73.0	49.5	60.3	115.3	189.6	169.3	134.5	47.9	13.9	17.2	949.8
126	DAMAULI	0817	Tanahun	CLIMATOLOGY	Jan. 74		27.97	84.28	358	16.6	25.5	36.6	104.0	239.6	337.4	424.3	315.9	206.8	44.9	4.7	18.3	1,774.7
127	LAMACHAUR	0818	Kaski	PRECIPTATION	Jan. 72		28.27	83.97	1,070	26.0	37.0	66.2	122.0	375.9	794.3	1,062.2	992.1	752.5	175.0	20.1	18.1	4,441.5
128	MANANG BHOT	0820	Manang	PRECIPTATION	Jan. 74		28.67	84.02	3,420	23.9	20.9	33.7	22.9	28.5	41.0	58.9	74.6	71.7	33.6	12.4	14.3	436.5
129	GHANDRUK	0821	Kaski	PRECIPTATION	Jan. 75		28.38	83.80	1,960	25.0	57.9	73.2	114.6	203.9	528.2	914.7	916.9	460.1	97.4	17.5	19.9	3,429.2
130	GHAREDHUNGA	0823	Lanjug	PRECIPTATION	Jan. 75		28.20	84.62	1,120	19.1	30.8	58.7	82.5	245.5	512.2	777.9	749.3	411.0	96.1	12.2	19.4	3,014.7
131	SIKLESH	0824	Kaski	PRECIPTATION	Jan. 76		28.37	84.10	1,820	46.3	93.6	144.5	193.6	312.0	548.9	892.4	861.4	495.1	113.0	28.3	28.7	3,757.7
132	WALLING	0826	Syangja	PRECIPTATION	Jan. 89		27.98	83.77	750	18.5	20.1	23.0	51.5	172.0	401.8	554.6	446.7	192.7	26.5	8.3	14.3	1,930.0
133	RUMJAKOT	0827	Tanahun	PRECIPTATION	Jan. 89		27.87	84.13	660	16.1	30.2	36.8	67.8	215.8	319.5	402.3	327.9	180.6	56.7	10.7	16.5	1,681.1
134	SALLYAN	0829	Kaski	PRECIPTATION	Jan. 92		28.27	83.75	1,000	21.7	37.2	48.4	102.3	259.4	686.7	1,030.4	979.8	562.8	109.7	16.5	14.5	3,869.5
135	PAMDUR	0830	Kaski	PRECIPTATION	Jan. 92		28.27	83.78	1,160	158.0	30.6	60.1	124.5	285.4	815.2	1,343.5	1,297.9	811.9	206.9	22.7	17.8	5,174.7
136	DANDASWANRA	0832	Syangja	PRECIPTATION	Jan. 00		28.08	83.92	1,432	27.5	26.6	55.6	130.3	353.5	600.2	814.2	711.9	445.8	114.6	7.5	3.3	3,291.1
137	CHHEKAMPAR	0833	Gorkha	PRECIPTATION	Jan. 00		28.48	85.00	3,300	9.6	17.0	29.0	32.9	40.6	102.3	176.5	170.5	76.5	24.9	15.2	2.3	697.3
138	PHUGAUN	0834	Manang	PRECIPTATION	Jan. 02		28.77	84.28	4,100	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
139	RAMPUR	0902	Chitawan	AGROMETEOROLOGY	Jan. 67		27.62	84.42	256	18.4	15.0	20.9	53.4	153.5	357.2	552.4	440.9	307.7	81.4	7.2	13.2	2,021.2
140	JHWANI	0903	Chitawan	PRECIPTATION	Jan. 57		27.58	84.53	270	16.6	18.8	19.2	53.1	123.5	310.4	498.2	471.7	289.9	79.2	9.5	11.4	1,901.5
141	CHISAPANI GADHI	0904	Makwanpur	PRECIPTATION	Jan. 57		27.55	85.13	1,706	20.5	21.1	41.2	80.0	160.1	356.6	611.5	488.7	282.6	68.9	7.0	14.1	2,152.2
142	DAMAN	0905	Makwanpur	CLIMATOLOGY	Jan. 67		27.60	85.08	2,314	16.7	26.9	37.2	79.1	162.0	305.2	471.1	350.1	226.2	60.9	9.2	13.1	1,757.8
143	HETAUNDA N.F.L.	0906	Makwanpur	CLIMATOLOGY	Jan. 67		27.42	85.05	474	16.3	18.5	28.4	61.4	176.0	377.3	655.1	553.2	384.4	92.4	10.2	12.6	2,385.6
144	AMLEKHGANJ	0907	Bara	PRECIPTATION	Jan. 57		27.28	85.00	396	14.2	11.5	19.4	50.4	114.2	331.4	600.6	518.2	338.3	87.1	6.8	10.5	2,102.6
145	SIMARA AIRPORT	0909	Bara	AERONATICAL	Jan. 70		27.17	84.98	130	13.9	14.5	17.3	48.5	126.8	274.9	560.2	410.4	277.9	77.6	5.0	10.3	1,837.2
146	NIUGADH	0910	Bara	PRECIPTATION	Jan. 58		27.18	85.17	244	16.7	14.4	21.8	46.8	115.9	298.8	568.1	474.4	355.2	83.0	9.0	8.5	2,012.5
147	PARWANIPUR	0911	Bara	AGROMETEOROLOGY	Jan. 67		27.07	84.97	115	13.3	14.2	15.7	33.7	102.1	262.5	451.6	341.2	229.0	65.7	4.6	9.7	1,543.4
148	RAMOLI BAIRIYA	0912	Routahat	PRECIPTATION	Jan. 56		27.02	85.38	152	17.5	11.4	18.0	42.3	93.5	250.4	499.1	368.9	253.9	72.9	5.1	7.7	1,640.8
149	MARKHU GAUN	0915	Makwanpur	PRECIPTATION	Jan. 72		27.62	85.15	1,530	19.4	27.3	33.6	67.4	131.0	233.3	374.3	291.1	202.8	47.2	8.6	19.4	1,455.3
150	BIRGANJ	0918	Parsa	PRECIPTATION	Jan. 74		27.00	84.87	91	12.0	15.2	16.0	28.5	114.6	237.6	466.0	343.8	230.9	64.8	7.0	10.1	1,546.5

Table 2.1.7-1 Specifications of Precipitation Gauging Stations (4/6)

No.	Name	Index	District	Type of Station	Start to record	Closed to record	Location		Elevation (m)	Precipitation (mm)												
							Latitude	Longitude		Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
							151	MAKWANPUR GADHI		0919	Makwanpur	PRECIPITATION	Jan. 75		27.42	85.17	1,030	17.5	15.5	22.8	50.1	149.6
152	BELUWA(MANAHARI)	0920	Makwanpur	PRECIPITATION	Jan. 75		27.55	84.82	274	14.7	16.9	19.9	54.2	138.8	287.2	561.8	496.3	322.6	83.1	6.3	11.0	2,012.7
153	KALAIYA	0921	Bara	PRECIPITATION	Jan. 76		27.03	85.00	140	13.1	14.0	12.9	43.0	117.3	237.2	467.7	312.7	225.6	51.0	3.7	12.8	1,511.1
154	GAUR	0922	Routahat	CLIMATOLOGY	Jan. 83		26.77	85.30	90	16.7	13.2	6.5	48.4	129.4	239.7	385.6	327.8	173.7	61.0	2.9	6.5	1,411.4
155	KOLBHI	0923	Bara	PRECIPITATION	Jan. 92		26.92	85.02	109	9.7	11.0	13.0	41.6	105.7	267.3	452.9	368.1	188.6	58.2	6.1	9.1	1,531.3
156	RAJAIYA	0925	Makwanpur	PRECIPITATION	Jan. 92		27.43	84.98	332	15.7	22.9	18.3	58.9	175.4	391.1	605.2	464.6	277.5	72.2	9.1	8.7	2,119.8
157	BHARATPUR	0927	Chitawan	CLIMATOLOGY	Jan. 01		27.67	84.43	205	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
158	TIMURE	1001	Rasuwa	CLIMATOLOGY	Jan. 57		28.28	85.38	1,900	22.3	23.8	50.3	33.8	40.8	105.1	237.1	231.2	138.6	41.8	6.9	11.3	943.1
159	ARU GHAT D.BAZAR	1002	Dhading	PRECIPITATION	Jan. 58		28.05	84.82	518	25.1	29.4	51.4	77.2	172.4	430.9	666.9	637.4	353.4	69.1	13.3	13.3	2,539.7
160	NUWAKOT	1004	Nuwakot	CLIMATOLOGY	Jan. 56		27.92	85.17	1,003	16.9	19.4	31.0	51.0	109.0	306.4	479.1	501.8	263.5	61.3	7.4	10.5	1,857.3
161	DHADING	1005	Dhading	PRECIPITATION	Jan. 56		27.87	84.93	1,420	22.3	24.5	43.0	74.4	175.0	357.3	535.2	520.4	294.7	59.7	8.2	10.4	2,125.0
162	GUMTHANG	1006	Sindhupalchok	PRECIPITATION	Jan. 56		27.87	85.87	2,000	27.4	37.7	61.6	108.9	229.2	589.4	934.2	921.3	613.9	164.9	24.8	15.7	3,729.0
163	KAKANI	1007	Nuwakot	AGROMETEOROLOGY	Jan. 62		27.80	85.25	2,064	16.8	25.6	44.2	66.2	187.3	451.4	703.8	732.9	419.2	81.7	8.8	13.8	2,751.7
164	NAWALPUR	1008	Sindhupalchok	PRECIPITATION	Jan. 59		27.80	85.62	1,592	17.0	23.2	34.6	58.0	134.6	398.6	673.7	686.9	348.4	80.9	10.5	11.8	2,478.2
165	CHAUTARA	1009	Sindhupalchok	PRECIPITATION	Jan. 56		27.78	85.72	1,660	14.9	20.9	36.8	57.8	126.0	333.9	515.7	563.2	305.0	65.6	9.6	12.4	2,061.7
166	THANKOT	1015	Kathmandu	PRECIPITATION	Jan. 67		27.68	85.20	1,630	18.7	26.6	39.5	70.2	144.7	289.6	488.4	430.0	266.4	65.5	9.6	16.6	1,866.0
167	SARMATHANG	1016	Sindhupalchok	PRECIPITATION	Jan. 72		27.95	85.60	2,625	24.8	30.0	47.8	75.2	168.3	560.8	1,039.5	967.0	523.3	115.6	17.4	10.6	3,580.4
168	DUBACHAUR	1017	Sindhupalchok	PRECIPITATION	Jan. 71		27.87	85.57	1,550	17.1	25.5	42.5	71.2	163.4	395.8	644.9	626.2	321.1	72.7	12.1	14.4	2,406.8
169	BAUNEPATI	1018	Sindhupalchok	PRECIPITATION	Jan. 71		27.78	85.57	845	12.0	20.6	31.9	55.8	122.2	292.8	444.6	441.8	250.4	65.0	8.2	11.1	1,756.3
170	MANDAN	1020	Kabre	PRECIPITATION	Jan. 74		27.70	85.65	1,365	9.3	8.8	15.6	36.7	82.7	169.3	265.2	235.7	126.9	26.9	6.5	6.8	990.6
171	GODAVARI	1022	Lalitpur	CLIMATOLOGY	Jan. 56		27.58	85.40	1,400	22.5	22.9	31.1	57.1	125.4	300.3	488.6	446.7	252.2	66.7	6.8	15.7	1,835.9
172	DOLAL GHAT	1023	Kabre	PRECIPITATION	Jan. 59		27.63	85.72	710	12.3	15.1	26.3	50.0	93.1	190.9	288.8	264.4	135.2	44.1	6.4	9.2	1,135.9
173	DHULIKHEL	1024	Kabre	CLIMATOLOGY	Jan. 56		27.62	85.55	1,552	18.6	20.3	28.9	57.7	108.4	256.4	394.0	361.5	189.7	64.8	6.4	10.4	1,517.2
174	DHAP	1025	Sindhupalchok	PRECIPITATION	Jan. 77		27.92	85.63	1,240	13.7	27.6	32.4	53.2	119.1	413.6	761.0	684.5	408.8	55.9	6.3	15.8	2,592.0
175	BAHRABISE	1027	Sindhupalchok	PRECIPITATION	Jan. 66		27.78	85.90	1,220	16.4	26.3	50.2	91.6	189.8	471.9	742.1	743.0	415.6	93.9	10.2	14.3	2,865.4
176	PACHUWAR GHAT	1028	Kabre	PRECIPITATION	Jan. 66	Dec. 09	27.57	85.75	633	12.6	13.4	20.9	43.1	92.3	167.7	244.3	193.3	135.8	41.6	4.0	14.1	983.1
177	KHUMALTAR	1029	Lalitpur	AGROMETEOROLOGY	Jan. 67		27.67	85.33	1,350	14.9	18.8	28.5	54.5	101.9	195.4	310.5	251.9	156.9	52.4	5.1	13.6	1,204.2
178	KATHMANDU AIRPORT	1030	Kathmandu	AERONATICAL	Jan. 68		27.70	85.37	1,337	14.6	18.4	34.1	57.7	115.6	247.3	365.5	320.7	188.8	56.5	7.4	11.5	1,437.9
179	SANKHU	1035	Kathmandu	PRECIPITATION	Jan. 71		27.75	85.48	1,449	12.4	24.7	30.0	53.4	154.4	303.7	527.6	522.2	278.2	64.2	8.8	10.0	1,989.6
180	PANCHKHAL	1036	Kabre	CLIMATOLOGY	Jan. 76		27.68	85.63	865	11.8	16.9	21.4	44.2	98.1	202.2	291.3	286.4	165.3	51.0	7.6	13.4	1,209.5
181	DHUNIBESI	1038	Dhading	CLIMATOLOGY	Jan. 71		27.72	85.18	1,085	13.9	17.6	28.7	49.5	126.6	246.0	405.6	369.2	214.3	54.1	7.0	14.2	1,546.7
182	PANIPOKHARI(KATHMANDU)	1039	Kathmandu	CLIMATOLOGY	Jan. 71		27.73	85.33	1,335	11.2	18.6	30.4	70.0	118.2	248.4	386.7	347.8	196.4	55.0	7.5	10.6	1,500.8
183	NAGARKOT	1043	Bhaktapur	CLIMATOLOGY	Jan. 71		27.70	85.52	2,163	16.8	19.5	30.0	58.4	145.2	322.3	475.0	469.1	269.9	70.9	8.4	9.9	1,895.3
184	KHOPASI(PANAUTI)	1049	Kabre	PRECIPITATION	Jan. 71		27.58	85.52	1,517	16.9	20.0	30.3	56.3	126.2	236.6	350.9	277.2	200.8	62.9	9.4	11.9	1,399.5
185	BHAKTAPUR	1052	Bhaktapur	PRECIPITATION	Jan. 71		27.67	85.42	1,330	13.8	20.5	33.1	56.2	136.0	251.0	374.2	346.5	191.3	52.3	5.3	13.1	1,493.1
186	THAMACHIT	1054	Rasuwa	PRECIPITATION	Jan. 72		28.17	85.32	1,847	15.8	20.0	30.3	24.7	34.7	104.2	188.0	177.7	100.0	32.6	11.7	9.1	748.7
187	DHUNCHE	1055	Rasuwa	CLIMATOLOGY	Jan. 72		28.10	85.30	1,982	43.2	55.7	67.9	85.5	110.7	254.9	438.4	454.8	283.2	94.4	26.1	25.7	1,940.5
188	PANSAYAKHOLA	1057	Nuwakot	PRECIPITATION	Jan. 73		28.02	85.12	1,240	20.9	32.7	43.2	80.7	204.9	481.0	826.9	809.5	470.8	86.3	12.8	14.6	3,084.4
189	TARKE GHYANG	1058	Sindhupalchok	PRECIPITATION	Jan. 74		28.00	85.55	2,480	25.4	31.6	63.0	70.9	150.9	477.6	886.7	865.3	468.7	76.4	17.5	14.4	3,148.4
190	CHANGU HARAYAN	1059	Bhaktapur	PRECIPITATION	Jan. 74		27.70	85.42	1,543	16.0	21.5	32.3	59.3	160.8	258.2	424.8	418.1	228.4	58.5	7.7	13.9	1,699.5
191	CHAPA GAUN	1060	Lalitpur	PRECIPITATION	Jan. 76		27.60	85.33	1,448	16.0	19.4	27.2	49.8	97.0	218.2	376.6	324.8	185.5	44.7	4.4	17.1	1,380.7
192	SANGACHOK	1062	Sindhupalchok	PRECIPITATION	Jan. 81		27.70	85.72	1,327	13.3	17.2	28.4	51.7	141.5	243.5	377.0	359.7	206.2	57.4	7.3	9.7	1,513.0
193	THOKARPA	1063	Sindhupalchok	PRECIPITATION	Jan. 83		27.70	85.78	1,750	18.3	23.7	33.7	63.2	169.3	307.4	536.1	509.9	267.0	73.1	7.1	16.6	2,025.4
194	BUDDHANILAKANTHA	1071	Kathmandu	CLIMATOLOGY	Jan. 87		27.78	85.37	1,350	13.0	20.6	35.6	68.3	195.2	331.7	544.2	492.9	252.8	52.6	6.7	8.3	2,022.0
195	KHOKANA	1073	Lalitpur	CLIMATOLOGY	Jan. 91		27.63	85.28	1,212	18.0	21.8	33.6	60.5	118.2	228.9	346.1	291.4	158.9	41.9	8.2	9.5	1,336.9
196	SUNDARIJAL	1074	Kathmandu	PRECIPITATION	Jan. 94		27.77	85.42	1,490	23.7	20.1	41.0	58.9	190.5	299.3	607.4	593.8	289.4	46.5	9.3	7.2	2,187.1
197	LELE	1075	Lalitpur	PRECIPITATION	Jan. 94		27.58	85.28	1,590	21.9	25.1	30.5	54.3	124.4	285.0	518.4	434.5	259.0	58.3	9.8	14.6	1,835.6
198	NAKAP	1076	Kathmandu	PRECIPITATION	Jan. 97		27.68	85.25	1,520	13.4	15.4	36.4	53.3	132.0	189.5	359.3	347.9	155.4	38.5	1.4	8.8	1,351.2
199	SUNDARIJAL	1077	Kathmandu	PRECIPITATION	Jan. 97		27.75	85.42	1,360	7.9	19.3	31.5	52.6	165.1	269.5	533.5	523.9	242.3	42.2	2.0	8.7	1,898.5
200	DHAP	1078	Sindhupalchok	PRECIPITATION	Jan. 98		27.90	85.63	1,310	15.6	38.9	38.2	53.6	203.0	453.4	752.1	768.6	419.6	97.5	5.9	4.2	2,850.6

Table 2.1.7-1 Specifications of Precipitation Gauging Stations (5/6)

No.	Name	Index	District	Type of Station	Start to record	Closed to record	Location		Elevation (m)	Precipitation (mm)												
							Latitude	Longitude		Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
201	NAGARJUN	1079	Kathmandu	PRECIPITATION	Jan, 98		27.75	85.25	1,690	13.6	16.2	36.9	60.0	130.3	219.0	431.6	410.1	234.5	49.1	-	2.3	1,603.7
202	TIKATHALI	1080	Lalitpur	PRECIPITATION	Jan, 00		27.65	85.35	1,341	17.2	16.8	35.9	54.6	123.4	175.6	308.9	307.9	193.5	48.1	4.4	3.3	1,289.7
203	JETPURPHEDI	1081	Kathmandu	PRECIPITATION	Jan, 00		27.78	85.28	1,320	12.2	25.2	33.8	70.2	139.1	231.7	512.0	478.5	260.8	60.5	4.0	4.3	1,832.3
204	NANGKHEL	1082	Bhaktapur	PRECIPITATION	Jan, 00		27.65	85.47	1,428	6.6	27.7	33.9	63.5	111.5	223.4	323.2	326.4	173.8	24.3	3.0	5.9	1,323.0
205	NAGDAHA	1101	Dolkha	PRECIPITATION	Jan, 77		27.68	86.10	850	7.6	13.7	28.8	71.6	140.2	226.1	359.4	285.7	182.7	41.5	10.3	6.8	1,374.2
206	CHARIKOT	1102	Dolkha	PRECIPITATION	Jan, 59		27.67	86.05	1,940	15.5	24.1	40.7	71.0	151.9	319.3	547.1	535.2	293.7	76.4	12.5	10.8	2,098.4
207	JIRI	1103	Dolkha	AGROMETEOROLOGY	Jan, 62		27.63	86.23	2,003	16.0	24.3	43.5	84.9	167.4	378.2	604.0	593.2	309.5	74.8	13.6	10.6	2,320.2
208	MELUNG	1104	Dolkha	PRECIPITATION	Jan, 59		27.52	86.05	1,536	12.9	14.8	27.7	68.5	122.0	248.5	343.1	338.3	168.7	47.9	7.4	8.7	1,408.5
209	SINDHULI GADHI	1107	Sindhuli	CLIMATOLOGY	Jan, 56		27.28	85.97	1,463	24.8	15.3	38.7	98.0	203.9	437.7	691.2	581.0	423.2	132.8	14.8	10.2	2,671.6
210	BAHUN TILPUNG	1108	Sindhuli	PRECIPITATION	Jan, 73		27.18	86.17	1,417	16.4	20.9	32.8	89.2	175.6	324.9	506.5	356.6	296.4	107.8	11.9	14.7	1,953.8
211	PATTHARKOT(EAST)	1109	Sarlahi	PRECIPITATION	Jan, 56		27.08	85.67	275	13.7	10.3	17.0	47.5	121.1	287.8	565.1	418.5	310.2	100.6	8.8	7.8	1,908.4
212	TULSI	1110	Dhamusa	PRECIPITATION	Jan, 56		27.03	85.92	457	11.7	10.2	16.9	56.5	116.5	257.9	464.6	379.5	261.4	74.5	8.0	5.9	1,663.5
213	JANAKPUR AIRPORT	1111	Dhamusa	CLIMATOLOGY	Jan, 69		26.72	85.97	90	10.8	10.9	12.4	44.9	110.0	233.4	443.4	311.5	187.0	64.6	2.7	7.8	1,439.2
214	CHISAPANI BAZAR	1112	Dhamusa	PRECIPITATION	Jan, 56		26.92	86.17	165	11.3	8.2	15.9	40.8	94.2	243.0	469.2	358.9	244.4	83.7	5.7	6.3	1,581.6
215	NEPALTHOK	1115	Sindhuli	PRECIPITATION	Jan, 56		27.45	85.82	1,098	13.8	13.3	26.4	41.6	77.6	142.9	264.2	178.5	138.5	58.8	4.7	11.3	971.5
216	HARIHARPUR GADHI VALLEY	1117	Sindhuli	PRECIPITATION	Jan, 78		27.33	85.50	250	13.4	14.1	18.1	60.6	174.4	384.6	725.7	569.0	365.5	90.9	7.1	14.6	2,438.0
217	MANUSMARA	1118	Sarlahi	CLIMATOLOGY	Jan, 79		26.88	85.42	100	9.3	12.0	10.1	44.7	88.8	189.0	440.8	356.4	188.4	75.2	4.9	7.5	1,427.0
218	GAUSALA	1119	Mahottari	PRECIPITATION	Jan, 79		26.88	85.78	200	16.5	9.1	9.8	40.2	92.1	188.6	300.4	296.7	175.7	50.7	4.6	8.5	1,192.9
219	MALANGWA	1120	Sarlahi	PRECIPITATION	Jan, 79		26.87	85.57	150	11.1	13.7	14.3	42.9	118.8	205.5	482.5	362.3	205.5	73.9	2.4	7.3	1,540.3
220	KARMAIYA	1121	Sarlahi	CLIMATOLOGY	Jan, 84		27.12	85.47	131	7.4	9.6	14.4	46.6	106.3	231.4	558.2	459.3	291.3	87.7	5.1	10.2	1,827.3
221	JALESORE	1122	Mahottari	CLIMATOLOGY	Jan, 89		26.65	85.78	172	3.1	3.5	9.1	30.6	90.2	183.4	257.2	242.7	158.6	28.1	0.7	5.1	1,012.3
222	MANTHALI	1123	Ramechhap	PRECIPITATION	Jan, 92		27.47	86.08	495	14.3	13.6	24.2	40.5	85.8	143.6	295.7	203.8	123.7	36.1	5.6	7.0	994.0
223	CHAURIKARK	1202	Solukhumbu	PRECIPITATION	Jan, 56		27.70	86.72	2,619	16.8	26.6	38.7	57.2	106.1	313.0	588.2	569.2	313.5	68.3	13.7	10.6	2,122.0
224	PAKARNAS	1203	Solukhumbu	PRECIPITATION	Jan, 56		27.43	86.57	1,982	15.8	16.2	32.2	45.7	92.2	263.6	493.2	484.4	253.4	70.4	9.6	8.3	1,785.1
225	AISEALUKHARK	1204	Khotang	PRECIPITATION	Jan, 56		27.35	86.75	2,143	18.4	14.3	32.1	75.6	190.1	420.5	592.8	523.4	312.5	111.2	15.7	12.3	2,318.9
226	OKHALDHUNGA	1206	Okhaldhunga	SYNOPTIC	Jan, 56		27.32	86.50	1,720	14.2	14.4	27.9	59.8	145.8	316.2	461.1	402.4	241.1	71.4	10.2	9.9	1,774.4
227	MANE BHANIYANG	1207	Okhaldhunga	PRECIPITATION	Jan, 56		27.48	86.42	1,576	14.8	12.2	23.1	45.9	102.0	197.4	281.0	217.9	131.4	41.2	6.3	7.2	1,080.5
228	KURULE GHAT	1210	Khotang	PRECIPITATION	Jan, 56		27.13	86.43	497	13.0	11.6	22.3	44.0	75.5	145.4	272.3	185.2	131.7	42.9	7.8	9.3	961.1
229	KHOTANG BAZAR	1211	Khotang	PRECIPITATION	Jan, 59		27.03	86.83	1,295	16.6	12.3	29.1	42.6	111.6	201.8	332.2	237.6	159.3	49.4	6.4	9.1	1,208.0
230	PHATEPUR	1212	Saptari	CLIMATOLOGY	Jan, 81		26.73	86.93	100	12.4	10.3	12.5	50.2	131.6	263.2	494.4	373.8	261.8	76.0	7.7	7.8	1,701.6
231	UDAYAPUR GADHI	1213	Udayapur	CLIMATOLOGY	Jan, 56		26.93	86.52	1,175	15.5	14.0	25.0	53.6	153.2	307.5	496.1	387.4	316.1	102.3	11.0	10.9	1,892.6
232	LAHAN	1215	Siraha	AGROMETEOROLOGY	Jan, 56		26.73	86.43	138	14.9	13.1	18.4	40.2	102.5	254.1	393.3	301.2	210.6	78.3	7.8	5.6	1,440.0
233	SIRAHA	1216	Siraha	PRECIPITATION	Jan, 56		26.65	86.22	102	16.8	12.0	13.4	38.1	104.6	223.8	397.0	332.1	198.9	70.7	6.9	6.1	1,420.3
234	SALLERI	1219	Solukhumbu	PRECIPITATION	Jan, 73		27.50	86.58	2,378	12.4	16.9	29.6	51.0	102.5	253.9	453.3	446.3	241.0	59.8	10.5	9.3	1,686.5
235	CHIALSA	1220	Solukhumbu	AGROMETEOROLOGY	Jan, 68	Dec, 98	27.48	86.62	2,770	9.2	11.4	24.2	43.8	98.7	290.9	510.6	482.6	266.9	76.2	9.4	7.7	1,831.7
236	DIKTEL	1222	Khotang	PRECIPITATION	Jan, 73		27.22	86.80	1,623	10.6	14.6	22.6	66.3	162.9	263.7	352.4	296.0	187.7	48.4	9.6	11.9	1,446.8
237	RAIBIRAJ	1223	Saptari	CLIMATOLOGY	Jan, 72		26.55	86.75	91	11.8	11.0	11.4	41.9	115.5	258.7	429.1	283.9	234.4	68.5	6.2	8.4	1,480.9
238	SIRWA	1224	Solukhumbu	PRECIPITATION	Jan, 73		27.55	86.38	1,662	13.0	17.5	34.8	63.7	127.2	287.9	477.7	451.0	267.0	60.3	15.0	9.8	1,824.9
239	BARMAJHIYA	1226	Saptari	PRECIPITATION	Jan, 76		26.60	86.90	85	10.0	14.3	15.5	53.6	158.7	251.7	510.2	352.8	264.7	85.0	8.8	13.2	1,738.5
240	GIGHAT	1227	Udayapur	PRECIPITATION	Jan, 01		26.78	86.72	152	13.5	10.4	19.0	48.4	95.4	172.0	449.1	227.0	124.7	59.1	0.8	6.7	1,225.9
241	NUM	1301	Sankhuwasabha	PRECIPITATION	Jan, 59		27.55	87.28	1,497	32.2	55.9	103.0	267.4	508.7	824.7	796.5	675.7	554.5	233.3	47.9	20.6	4,120.3
242	CHAINPUR (EAST)	1303	Sankhuwasabha	CLIMATOLOGY	Jan, 56		27.28	87.33	1,329	12.4	14.5	32.2	91.8	180.1	219.9	296.3	270.6	198.2	65.1	15.9	7.0	1,404.0
243	PAKHARIBAS	1304	Dhankuta	AGROMETEOROLOGY	Jan, 76		27.05	87.28	1,680	13.2	15.6	28.1	61.1	151.1	261.5	393.5	344.4	198.7	61.5	11.0	11.4	1,551.1
244	LEGUWA GHAT	1305	Dhankuta	PRECIPITATION	Jan, 57		27.13	87.28	410	6.1	8.7	20.0	69.2	122.7	137.0	183.3	165.1	99.8	36.1	9.1	3.2	860.3
245	MUNGA	1306	Dhankuta	PRECIPITATION	Jan, 56		27.03	87.23	1,317	13.9	12.3	25.2	52.4	102.0	195.1	298.9	250.0	153.9	56.0	8.7	7.4	1,175.8
246	DHANKUTA	1307	Dhankuta	SYNOPTIC	Jan, 56		26.98	87.35	1,210	10.7	15.4	22.5	49.1	95.9	165.4	248.1	158.6	110.9	54.8	9.2	7.1	947.7
247	MUL GHAT	1308	Dhankuta	PRECIPITATION	Jan, 57		26.93	87.33	365	10.5	12.8	24.6	48.3	114.5	178.4	295.2	191.7	137.0	51.2	10.6	6.3	1,081.2
248	TRIBENI	1309	Dhankuta	PRECIPITATION	Jan, 56		26.93	87.15	143	16.1	15.6	21.5	57.8	129.3	299.6	485.1	353.1	284.3	78.3	10.3	5.5	1,756.4
249	DHARAN BAZAR	1311	Sunsari	CLIMATOLOGY	Jan, 56		26.82	87.28	444	14.1	16.0	26.8	66.9	168.7	359.4	615.3	533.5	397.6	148.3	12.7	6.9	2,366.3
250	HARAINCHA	1312	Morang	PRECIPITATION	Jan, 56		26.62	87.38	152	13.7	18.0	18.0	64.0	157.2	330.8	550.1	392.7	288.8	97.8	16.6	14.3	1,962.0

Table 2.1.7-1 Specifications of Precipitation Gauging Stations (6/6)

No.	Name	Index	District	Type of Station	Start to record	Closed to record	Location		Elevation (m)	Precipitation (mm)												
							Latitude	Longitude		Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
251	TERHATHUM	1314	Terhathum	CLIMATOLOGY	Jan, 71		27.13	87.55	1,633	11.1	14.5	26.4	87.4	137.5	154.0	215.4	168.4	128.6	42.9	9.7	8.5	1,004.3
252	CHATARA	1316	Sunsari	PRECIPITATION	Jan, 56		26.82	87.17	183	16.8	14.4	25.2	67.6	158.2	353.4	582.9	428.7	357.6	143.9	15.2	7.6	2,171.6
253	CHEPUWA	1317	Sankhuwasabha	PRECIPITATION	Jan, 56		27.77	87.42	2,590	42.8	71.3	131.0	161.3	247.9	411.4	492.3	456.0	358.5	145.5	39.7	20.3	2,578.0
254	BIRATNAGAR AIRPOART	1319	Morang	AERONATICAL	Jan, 69		26.48	87.27	72	11.1	12.2	14.2	51.9	169.4	311.7	518.6	370.7	293.2	90.9	8.2	6.0	1,858.0
255	TARAHARA	1320	Sunsari	AGROMETEOROLOGY	Jan, 69		26.70	87.27	200	15.5	13.7	20.3	63.0	167.9	311.6	528.3	359.5	287.8	92.5	11.9	9.5	1,881.4
256	TUMLINGTAR	1321	Sankhuwasabha	PRECIPITATION	Jan, 77		27.28	87.22	303	6.6	8.7	25.2	88.2	165.5	214.7	246.5	234.8	209.4	60.9	13.4	9.3	1,283.4
257	MACHUWAGHAT	1322	Dhankuta	PRECIPITATION	Jan, 56		26.97	87.17	158	14.1	11.2	19.5	50.2	127.4	265.1	381.9	258.7	189.2	64.4	8.2	6.6	1,396.4
258	BHOJPUR	1324	Bhojpur	AGROMETEOROLOGY	Jan, 56	Dec, 03	27.18	87.05	1,595	20.4	12.3	29.9	70.1	143.1	215.5	277.7	218.3	168.8	79.3	14.7	9.3	1,259.4
259	DINGLA	1325	Bhojpur	PRECIPITATION	Jan, 57		27.37	87.15	1,190	14.7	16.7	34.7	81.5	179.2	304.3	411.1	403.7	339.2	101.2	11.4	9.3	1,906.9
260	LETANG	1326	Morang	PRECIPITATION	Jan, 02		26.73	87.50	250	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
261	LUNGTHUNG	1403	Taplejung	PRECIPITATION	Jan, 56		27.55	87.78	1,780	17.8	34.9	64.7	101.3	146.2	359.2	523.8	522.2	338.5	104.0	17.3	9.4	2,239.6
262	TAPLETHOK	1404		PRECIPITATION	Jan, 56		27.48	87.78	1,383	17.7	27.8	63.1	120.4	215.1	423.6	610.4	607.3	394.2	121.4	27.3	12.4	2,640.7
263	TAPLEJUNG	1405	Taplejung	SYNOPTIC	Jan, 56		27.35	87.67	1,732	19.9	25.6	55.3	134.8	230.9	311.7	421.8	405.4	278.6	87.0	15.5	10.2	1,996.5
264	MEMENG JAGAT	1406	Panchther	PRECIPITATION	Jan, 56		27.20	87.93	1,830	18.9	25.0	51.4	123.6	227.4	330.0	487.0	416.5	289.9	112.3	19.2	13.7	2,114.9
265	ILAM TEA ESTATE	1407	Ilam	AGROMETEOROLOGY	Jan, 56		26.92	87.90	1,300	12.0	13.7	21.8	57.4	138.2	287.2	423.5	321.1	211.5	72.7	10.4	6.9	1,576.3
266	DAMAK	1408	Jhapa	PRECIPITATION	Jan, 63		26.67	87.70	163	13.5	13.6	23.0	66.7	180.2	424.1	688.0	525.0	349.2	133.3	13.9	6.8	2,437.4
267	ANARMANI BIRTA	1409	Jhapa	PRECIPITATION	Jan, 56		26.63	87.98	122	10.1	10.0	21.3	52.1	171.4	450.2	717.2	527.6	330.5	125.1	13.5	6.8	2,435.7
268	HIMALI GAUN	1410	Ilam	PRECIPITATION	Jan, 68		26.88	88.03	1,654	14.2	19.9	31.4	79.3	176.1	444.1	639.7	458.0	340.2	97.0	15.1	11.0	2,325.8
269	SOKTIM TEA ESTATE	1411		CLIMATOLOGY	Jan, 66	Dec, 02	26.80	87.90	530	12.3	15.6	33.7	68.1	187.8	464.9	709.2	536.8	454.9	137.2	23.7	11.1	2,655.3
270	CHANDRA GADHI	1412	Jhapa	PRECIPITATION	Jan, 71		26.57	88.05	120	9.3	11.8	16.9	66.2	182.4	402.7	684.6	427.6	359.4	104.5	10.6	7.2	2,283.2
271	SANISCHARE	1415	Jhapa	PRECIPITATION	Jan, 72		26.68	87.97	168	12.5	15.5	25.2	67.8	205.4	508.1	814.1	556.9	394.7	133.9	19.5	7.0	2,760.6
272	KANYAM TEA ESTATE	1416	Ilam	CLIMATOLOGY	Jan, 72		26.87	88.07	1,678	17.6	24.8	40.1	90.3	238.6	570.6	836.2	622.0	472.7	132.7	21.2	15.7	3,082.6
273	PHIDIM (PANCHTHER)	1419	Panchther	CLIMATOLOGY	Jan, 78		27.15	87.75	1,205	12.9	18.7	35.2	76.5	145.4	181.1	333.5	281.2	173.2	50.4	9.5	11.3	1,329.0
274	DOVAN	1420	Taplejung	PRECIPITATION	Jan, 56		27.35	87.60	763	16.2	18.5	48.6	126.4	207.1	302.3	342.3	294.4	214.9	68.7	10.9	9.7	1,660.1
275	GAIDA (KANKAI)	1421	Jhapa	AGROMETEOROLOGY	Jan, 84		26.58	87.90	143	12.2	14.9	23.6	65.5	211.9	448.5	757.8	592.3	431.5	149.6	16.0	9.3	2,733.0
276	KECHANA	1422	Jhapa	CLIMATOLOGY	Jan, 99		26.40	88.02	60	15.4	8.8	18.9	69.5	225.5	448.9	669.8	485.0	332.4	118.6	2.7	2.6	2,398.0

272 地点の月間平均降水量の平均値を Figure 2.1.7-2 に示す。

年間平均降水量の平均値は 1,820 mm であり、月間平均降水量は 7 月に最大で 490 mm、11 月に最小で 10 mm である。6 月～9 月の降水量は年間降水量の約 8 割である。

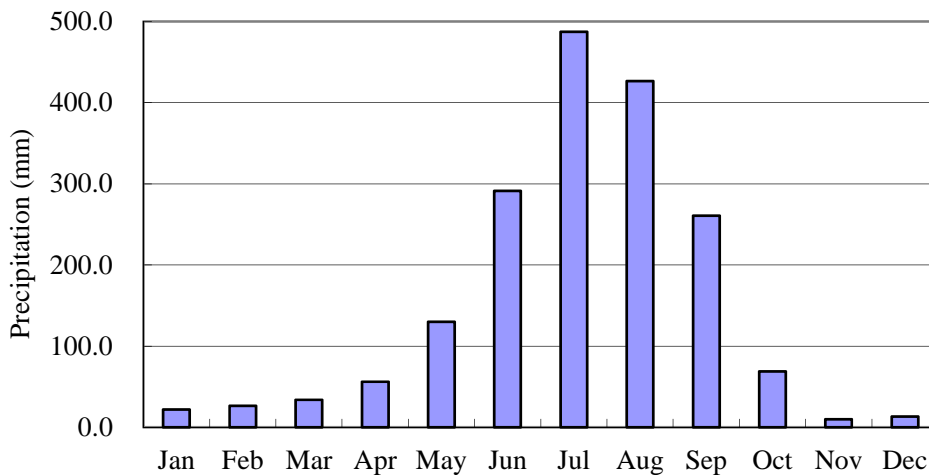


Figure 2.1.7-2 Monthly Average Precipitation

272 地点の観測地点の年間平均降水量を Figure 2.1.7-3 に示す。ポカラより北西 20 km にある観測所 814 Lumle で、最大の年間平均降水量 5,419.3 mm が観測されている。

272 地点の観測地の年間平均降水量から作成した等降水量線図を Figure 2.1.7-4 に示す。

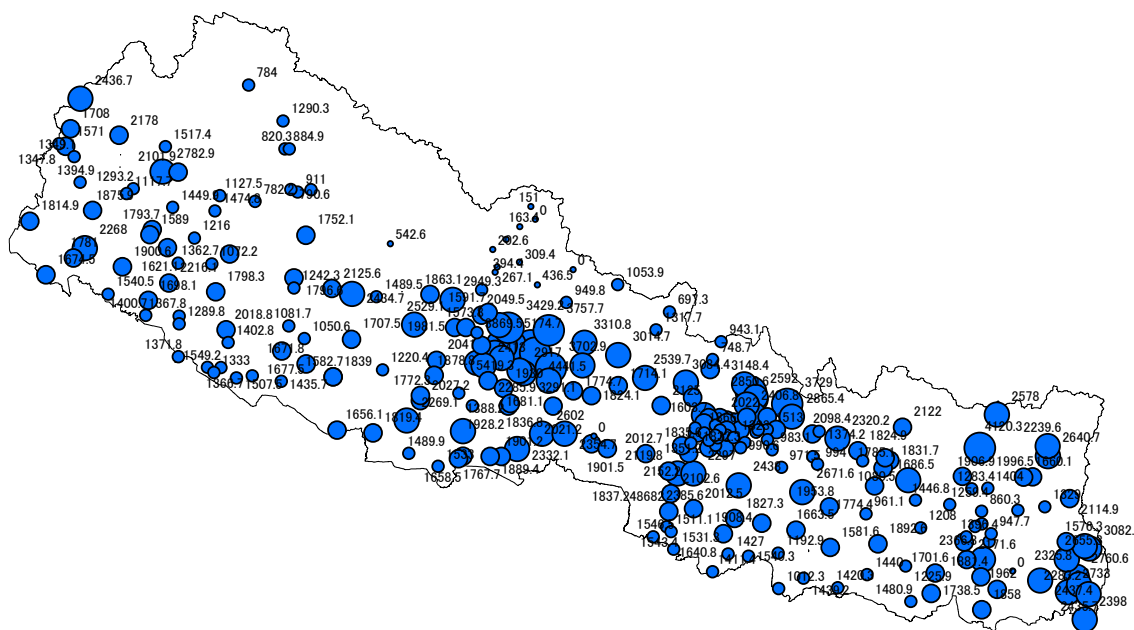


Figure 2.1.7-3 Annual Average Precipitation

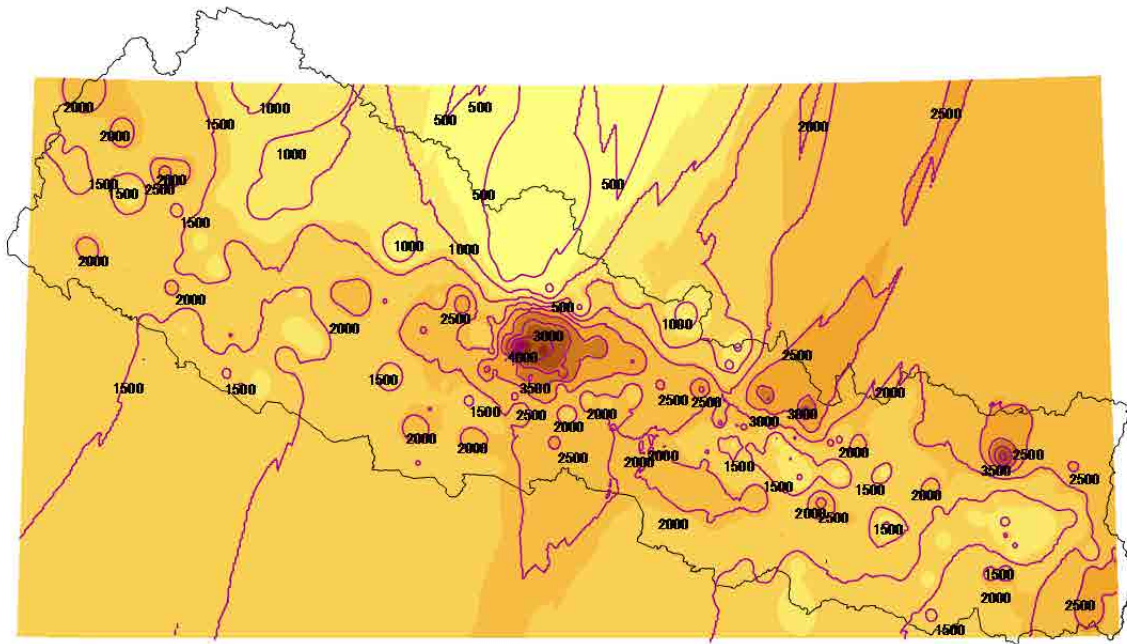


Figure 2.1.7-4 Isohyetal Map of Annual Average Precipitation

2.2 河川

2.2.1 一般

ネパールの河川は、一部はチベットを源流とするが、大半はヒマラヤを源流とする。ネパール国内を南下した河川はインドに流れ込み、その大半はガンジス川へ合流している。

ネパールには 6,000 を超える河川が流れ、延長が 10 km を超える河川は 964、150 km を超える河川が 54 あり、大小含めた全河川の総延長は、45,000 km に及ぶ。

河川利用と魚類に関する法令には以下のようなものがある。河川の大きさ別に区分を定めたものはない。

- Water Resources Act 2049 (1992 A.D.) and Water Resources Rules, 2050 (1993): 水利用のライセンス、水利用目的の優先順位などが定められた法律
- Electricity Rules, 2050 (1993 A.D.): 発電を目的とした水利用のライセンスなどが定められている
- Irrigation Rules, 2056 BS (2000 A.D.): 灌漑を目的とした水利用のライセンスなどが定められている。
- Aquatic Animals Protection Act 2017 (1960 A.D.) and Amendment 2055 (1999 A.D.): 河川での電気ショック、毒流し、爆薬などによる漁業を禁止した法律
- National Parks and Wildlife Conservation Act 2029 (1973 A.D.) and National Parks and Wildlife Conservation Regulation 2030 (1974 A.D.): 国立公園と野生生物保護に関する法律

また、下流のインドとの間で、以下の合意や条約が結ばれている。

- Revised Agreement between His Majesty's Government of Nepal and The Government of India on

The Kosi Project (1975)

- Agreement Between His Majesty's Government of Nepal and The Government of India on the Gandak Irrigation and Power Project (1975)
- Treaty Between His Majesty's Government of Nepal And The Government of India Concerning The Integrated Development of the Mahakali Barrage Including Sarada Barrage, Tanakpur Barrage and Pancheshwar Project (1996)
- Indo-Nepal Agreement on the setting up of Joint Commission covering “Multiple Use of Water Resources among others (1987)
- Agreement on the Formation of the Nepal-India Joint Committee on Water Resources (2000)
- Formation of the Nepal-India Committee on Flood Forecasting by Joint Committee on Water Resources (2000)

2.2.2 河川の成り立ち

ネパールの河川は、造山運動とともに誕生しており、誕生時期により、ヒマラヤ造山帯以前の先行河川、中間山地帯（マハバラート山脈）の誕生以降の河川、シワリーク丘陵誕生以降の河川、タイ平原から発する新しい河川の4つに大別できる。

(1) ヒマラヤ造山帯以前の先行河川

ネパールの主要河川である Koshi 川、Gandaki 川、Karnali 川、Mahakali 川は、ヒマラヤ造山運動と同時またはそれ以前に誕生した。

現在のヒマラヤ山脈の位置には、テチス海が存在していた。テチス海は地中海からジャワ海まで広がっており、北部にはアンガラ大陸（ユーラシア大陸）が、南部にはゴンドワナ大陸が存在していた。ゴンドワナ大陸は、いくつかの陸塊に分かれて北上および南下を始め、北上した陸塊がアンガラ大陸と衝突し、現在のインド大陸となった。その際、今から 5,000 万年前にインド大陸がユーラシア大陸の下に潜り込み、造山運動が起こってヒマラヤ山脈が隆起し始めた。ヒマラヤ山脈の造山運動に伴ってテチス海は干上がり、主要河川はモンスーン気候の発達と共に拡幅されていった。

主要河川は上記のとおり誕生し、本流から分岐する第一の支流は漸新世から中新世に、第二の支流は更新世に、それ以降の支流は現在までに誕生し、現在の状態となっている。

(2) 中間山地帯（マハバラート山脈）の誕生以降の河川

鮮新世から中新世には現存する主要な河川は存在しており、中間山地帯へ流下していた。中間山地帯はこの時点ではまだ誕生しておらず、現在のシワリーク丘陵は浅い海の中にあり、4つの主要河川からの堆砂が堆積されていた。シワリーク丘陵と共に中間山地帯が誕生した時に、インドのガンジス流域に窪地ができ、その窪地へ全ての河川が堆砂を運ぶこととなった。それゆえ、シワリーク丘陵はマハバラート山脈の岩石が堆積して形成されており、河川の近傍に見

られる。

マハバラート山脈から発してシワリーク丘陵へ南下する河川の本流の大半は、漸新世から中新世に属する。東部の Kankai 川、Kamala 川、中部の Bagmati 川、西部の Tinaru 川、Rapti 川、Bagmati 川がそれにあたる。本流から分岐する第一の支流は更新世に属し、それ以降の支流は現在までに誕生し、現在の状態となっている。

なお、マハバラート山脈が誕生した中新世以降には、マハバラート山脈がヒマラヤ造山帯以前の先行河川の南北の流れを遮ることとなったため、大半の先行河川は、流路を、東西へ変更することとなり、現在に至る。

(3) シワリーク丘陵誕生以降の河川

更新世以降、シワリーク丘陵に源を発する河川が誕生した。

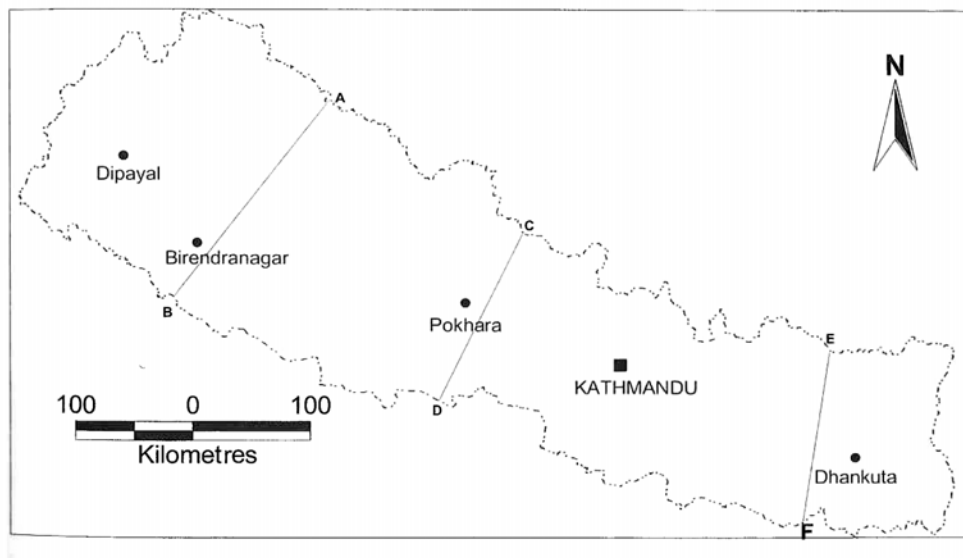
(4) タライから発する新しい河川

インドのガンジス平原の堆砂と共に、タライから発する河川が誕生した。

2.2.3 河川の水文特性

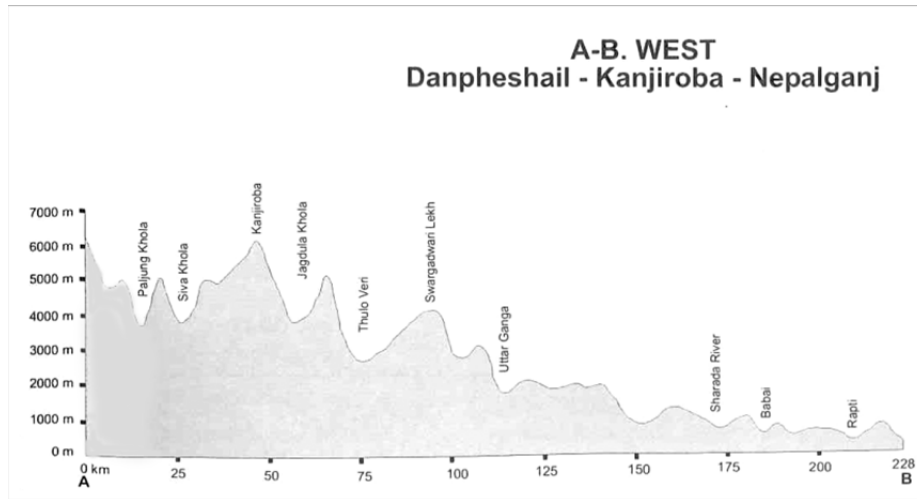
河川の水文特性は、降雨および降雨強度、流域の面積および形状、岩盤分類、地形、植生、緯度、河川勾配により生じる。これらの特徴が、流出係数、地下水の浸透、積雪量および堆砂量の増加に反映される。以下に、ネパールの地形的に異なる地域での河川の特徴を述べる。

Figure 2.2.3-1 に西部、中部、東部の南北方向の地形断面図を示す。

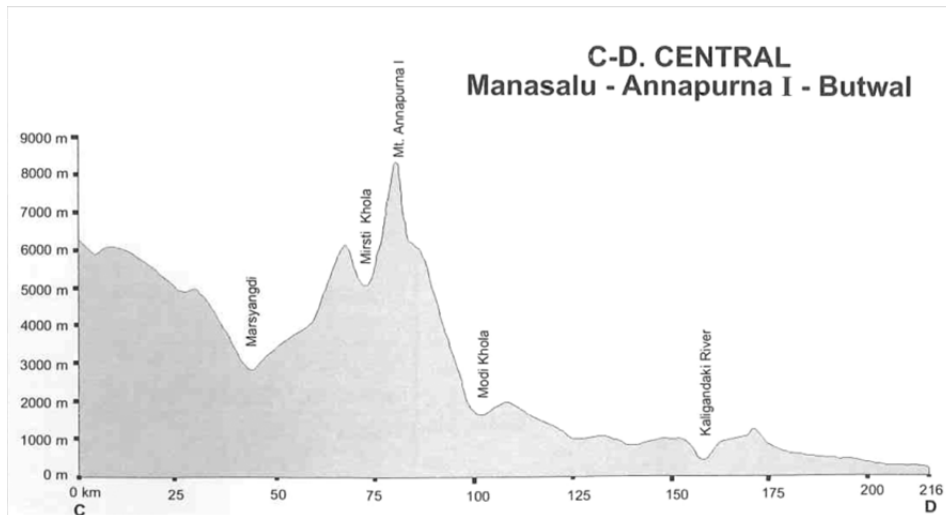


a) Locations of cross section

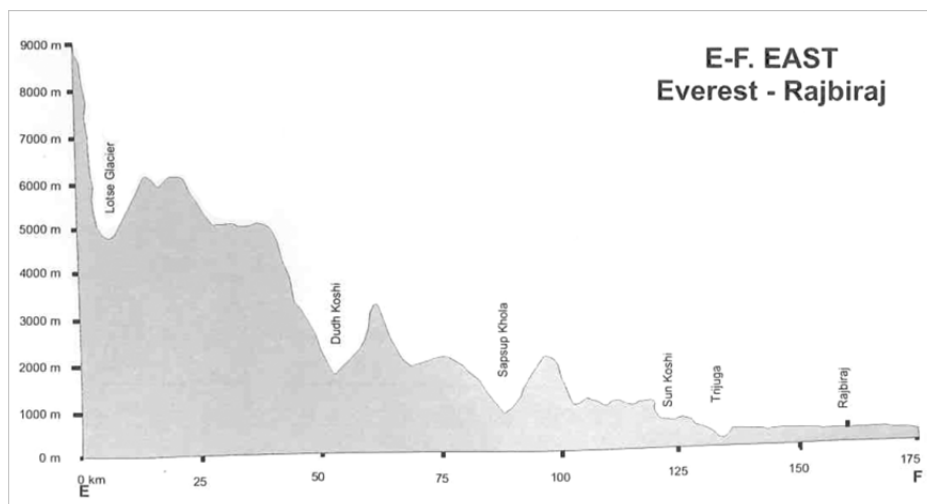
Figure 2.2.3-1 North-South Cross Section (1/2)



b) Western



c) Central



d) Eastern

Source: Nepal Atlas & Statistics, revised edition, 2008

Figure 2.2.3-1 North-South Cross Section (2/2)

地形区分は、トランスヒマラヤ（チベット高原南縁）、ヒマラヤ山脈、中間山地帯、マハバラート山脈、シワリーク丘陵、タライの 6 区分とし、各地形区分における水文特性を Table 2.2.3-1 に示す。

Table 2.2.3-1 Hydrological Futures of Rivers in Nepal

Source Area	Nature of Source	Natural Behavior
1) Trans Himalayan	Snow	Diurnal behavior
2) Himalaya	Snow + Monsoon	Low flow and high flow not much different
3) Midland	Monsoon + Groundwater	Reasonable
4) Mahabharat	Monsoon	Extreme
5) Churia	Monsoon	Extreme
6) Terai	Monsoon + Groundwater	Extreme

Source: Engineering Challenges in Nepal Himalaya

(1) トランスヒマラヤ

トランスヒマラヤを流れる河川は、ヒマラヤ主稜を南北方向に流れる。河川はヒマラヤ造山帯以前に形成された古い河川である。渓谷の深さは 6,000 m 程度あるところもある。渓谷は、風洞またはインド大陸とチベット平原の間の気候平衡帯となっている。風速は非常に速く、風向は朝晩で変わる。

河川の水の蒸発が激しく、河川は大半が融雪している。中間山地帯までの水文特性は、モンスーンの影響よりもむしろ気温および気圧の日変化に左右される。積雪は日中に融雪し、夜中には融雪地点標高以下で融雪量が増加する。冬は融雪量が少なくなるが、河川流量へ相当の影響をもたらす。

トランスヒマラヤの古い河川は、氷河地帯を除いて渓谷が狭く深くなっている。大半の渓谷は U 字型であり、滝、急流、および数多くの氷河湖が存在する。河川の侵食力は非常に強く、両岸を侵食して流れ、河川の蛇行はわずかである。

(2) ヒマラヤ山脈

ヒマラヤ山脈では、雪はモンスーンの終わり、すなわち 9 月に降り、大陸が暖まる夏の 4 月から 6 月に溶け始める。融雪水は、ヒマラヤ山脈の気温及び気圧の日変動によりヒマラヤ山脈から発し、中間山地帯へ流下する。冷たい融雪水は熱と堆積物を吸収するため、融雪水は土砂で満たされる。

ヒマラヤ山脈を流れる主要河川である Koshi 川、Gandaki 川、Karnali 川、Mahakali 川は、雪が水源であることから、他の河川が干上がる 4 月～5 月に融雪水により水量が供給される利点がある。一方、上記のとおり堆砂が多いことが問題である。

ヒマラヤ山脈を流れる河川の水源は、雪およびモンスーンであるため、高水量は低水量の 25 倍程度である。ネパールでは、積雪量は全降水量の 10% にあたり、積雪量の増加は河川の低水量に寄与する。

氷河はモンスーンの間には溶け、所々に氷河湖を形成する。氷河湖は時間と共に成長し、GLOFを起こすことがある。過去に、氷河湖のダムが決壊し洪水が発生し、下流へ甚大な被害を及ぼしたことがある。下流の橋や道路を流し、地すべりを起こし、下流 20 km の土木構造物や発電所等に被害を及ぼす可能性がある。

(3) 中間山地帯

中間山地帯を源流とし流下する河川は全体的にモンスーンの影響を受けており、地下水の寄与は限定的である。降雨がすぐに河川へ流出し、高水量は低水量の数千倍程度となる。融雪水がないため、融雪水がある場合に比べて高水量の低水量に対する比率は 100 倍程度大きくなる。

中間山地帯の河川の流域面積はタライを流れる河川に比べ大きく、年間を通して水が枯れることはない。

(4) シワリーク丘陵およびタライ平原

シワリーク丘陵およびタライ平原に源流を発する河川は、夏と冬に水無川となり、雨期に洪水と土砂をもたらす。これらの河川は“flash river”と呼ばれている。

タライ平原を流れる大半の河川は多量の堆砂によって蛇行して流れ、その結果、タライ平原には多数の U 字型の湖が点在している。

2.2.4 流域

主な流域は4つあり、東から西へ Koshi 流域、Gandaki 流域、Karnali 流域、Mahakali 流域である。流域位置図を Figure 2.2.4-1 に示す。また、Karnali 流域、Gandaki 流域、Koshi 流域の北部の東西断面図を Figure 2.2.4-2 に示す。

(1) Koshi 流域

Koshi 流域は、ネパールの最も東部、北緯 26 度 21 分から 28 度 13 分、東経 85 度 20 分から 88 度 13 分に位置する。Koshi 流域は、さらに7つの流域、Tamor 流域、Arun 流域、Dudh Koshi 流域、Likhu 流域、Tama Koshi 流域、Sun Koshi 流域、Indrawati 流域に分けられる。Arun 川、Tama Koshi 川、Bhote Koshi-Sun Koshi 川はチベット自治区を源流とし、ヒマラヤ山脈を通過して南下している。その他のすべての川は、ネパール国内を源流とし南下している。Sun Koshi 川は全体的に北西から南東に流れている。また、これら7流域は Koshi 流域の南東部で合流して Sapta Koshi 川となり、インドへ南下している。Sapta Koshi 川はネパールで最大の河川であり、Sapta は seven を意味し、Koshi はこの川の岸辺で隠者として暮らしていた Rishi Kaushiki の名前に由来している。

Koshi 流域は上流に氷河湖が多く、個数および面積は全氷河湖の 40% 程度である。特に氷河湖決壊洪水（GLOF）の発生する危険性の高い氷河湖が多い。

(2) Gandaki 流域

Gandaki 流域は、ネパールの中中部、北緯 27 度 46 分から 28 度 12 分、東経 82 度 44 分から 85 度 48 分に位置する。Gandaki 流域はさらに5つの流域、Trishuli 流域、Budhi Gandaki 流域、Marsyangdi 流域、Seti 流域、Kali Gandaki 流域、に分けられる。また、これら5流域は Gandaki 流域の南東部で合流し、Narayani 川となってインドへ南下している。

Gandaki 流域は他の流域に比べ堆砂量が多い。上流に氷河湖は少なく、個数および面積は全氷河湖の 10% 程度である。

(3) Karnali 流域

Karnali 流域は、ネパールの西部、北緯 29 度 04 分から 30 度 27 分、東経 80 度 33 分から 83 度 41 分に位置する。Karnali 流域はさらに6つの流域、Bheri 流域、Tila 流域、Mugu 流域、Humla 流域、Kawari 流域、West Seti 流域に分けられる。Bheri 川、Mugu Karnali 川、Humla Karnali 川、Kawari 川、Tila 川、West Seti 川がこれら流域に含まれ、全体的に北から南へ流下している。Humla Karnali 川はチベット自治区に源流を發する。

Karnali 流域は、上流に氷河湖が最も多い流域であり、個数は全体の 50%、面積は 45% であるが、GLOF の発生する危険性の高い氷河湖は少ない。

(4) Mahakali 流域

Mahakali 流域はネパールの最西部に位置し、南西方向に流下し、ネパールとインドとの西側国境を形成している。ネパール国内には 2 本の支流、Chamelia 川と Surnagad 川があり、北緯 29 度 07 分から 30 度 04 分、東経 80 度 08 分から 81 度 07 分に位置し、Mahakali 流域の 3 分の 1 の面積を占める。

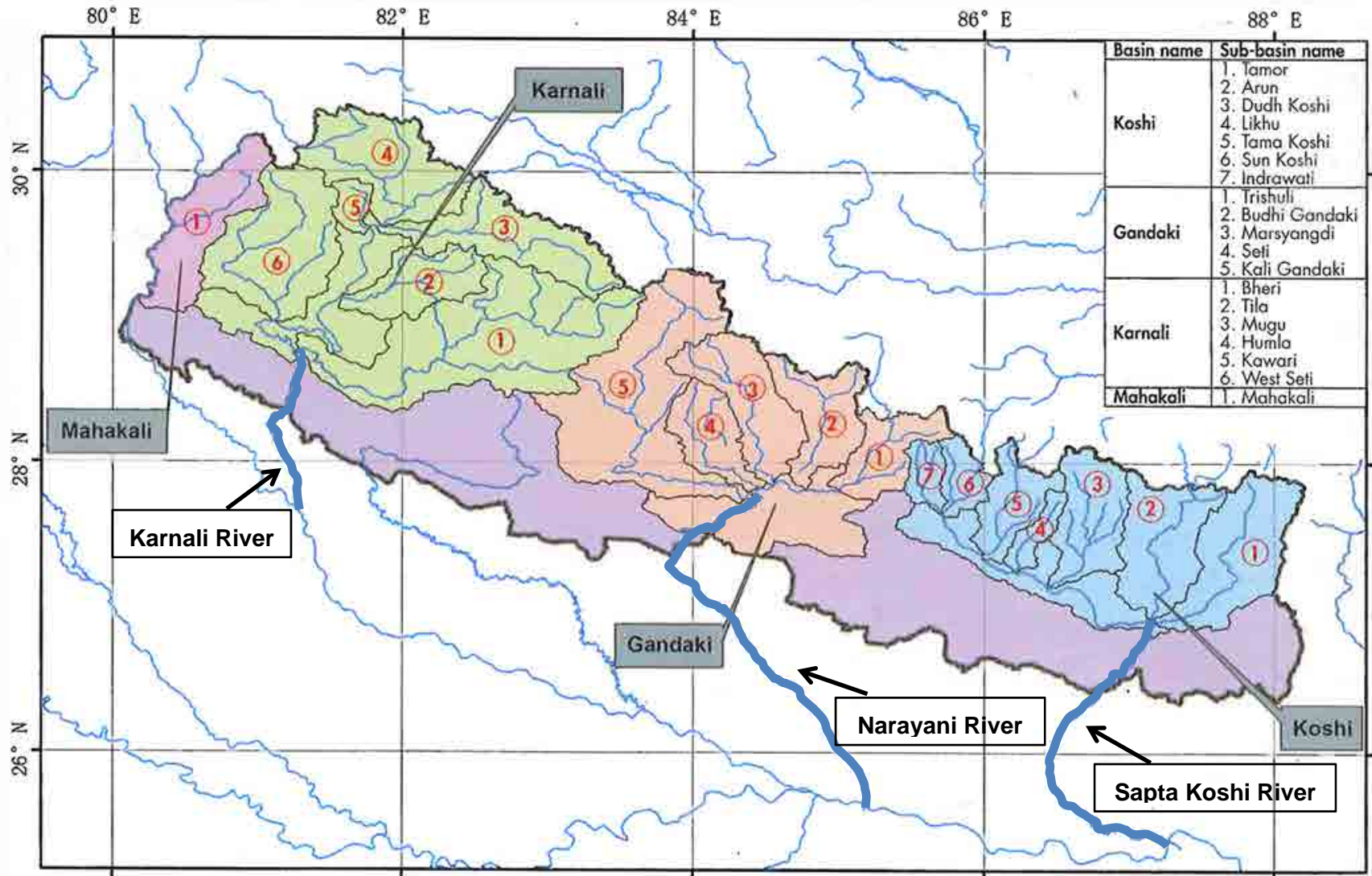
上記のうち、本調査に関係するのは、Koshi 流域、Gandaki 流域、Karnali 流域の 3 つであり、流域面積の合計は 128,090 km²、主要 4 流域の 9 割を占める。各流域の特徴をまとめると下表のようになる。

Table 2.2.4-1 Drainage Area and Annual Discharge of Major Rivers

Major River Basin	Koshi	Gandaki	Karnali
Drainage Area (km ²)	54,100	31,100	42,890
Major Rivers	Tamor Arun Dudh Koshi Likhu Tama Koshi Sun Koshi Indrawati	Trishuli Budhi Gandaki Marsyangdi Seti Kali Gandaki	Bheri Tila Mugu Karnali Humla Karnali Kawari West Seti
Most Downstream River	Sapta Koshi	Narayani	Karnali
Mean Discharge* (m ³ /s)	1,620	1,550	1,380
(Gauging Station No.)	695	450	280
(Gauging Station)	Chatara	Natayanghat	Chisapani
Specific Sediment Yield (t/km ² /Year)	3,300	4,400	3,960
Number of Potentially Critical Glacial Lakes	15	5	0

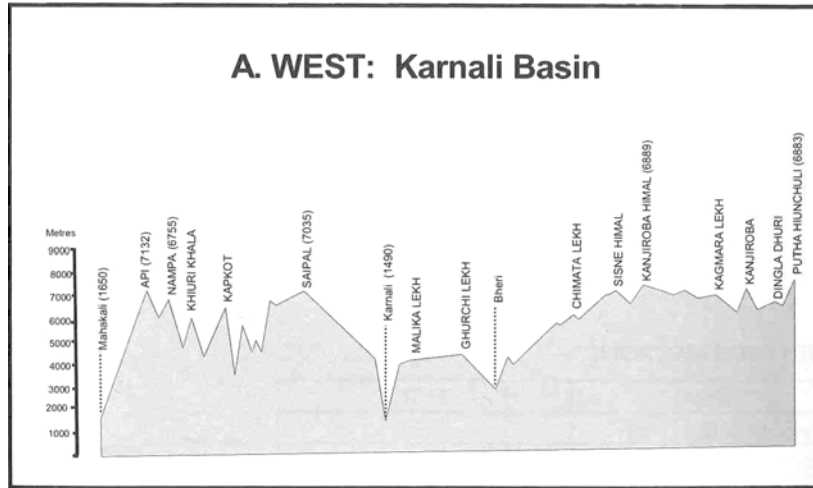
*Source: Stream flow summary (1962-2006), October 2008, DHM.

Figure 2.2.4-3 に Sapta Koshi 川、Narayani 川、Karnali 川の月別流量を示す。どの河川も、モンスーンの影響により 6 月から 10 月までの流量が年間流量の 8 割程度を占めている。尚、堆砂と氷河湖決壊リスクに関する特徴については、後に詳述する。

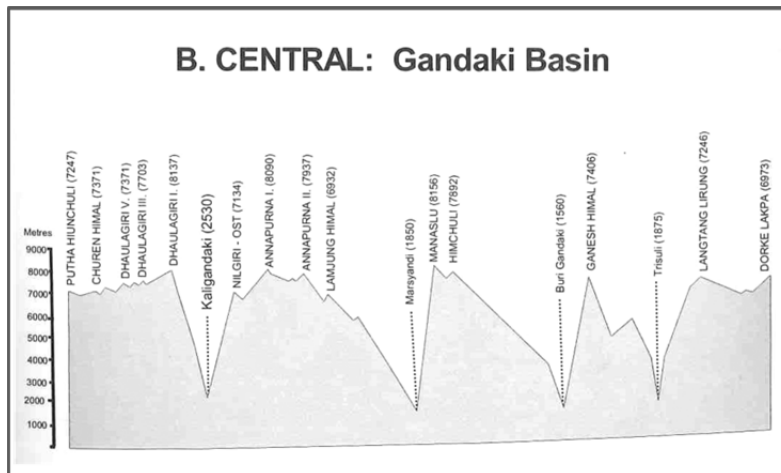


Source: Glacial Lakes and Glacial Lake Outburst Floods in Nepal, March 2011, ICIMOD

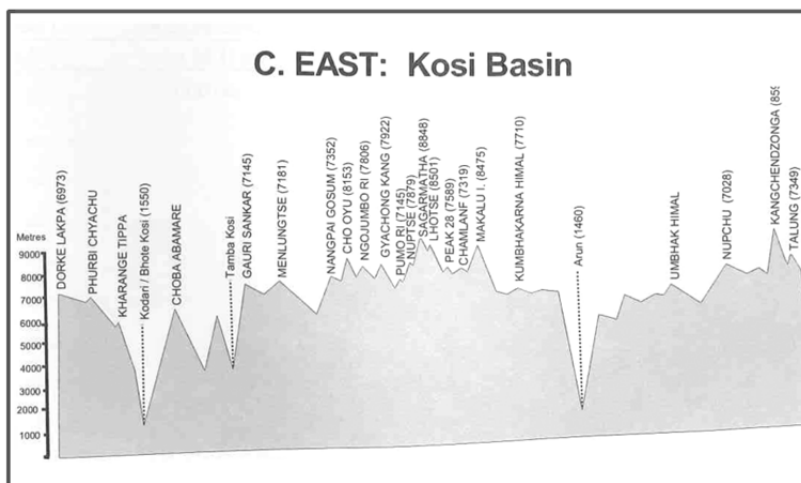
Figure 2.2.4-1 Location Map of Major Basins and Sub-basins in Nepal



a) Karnali Basin



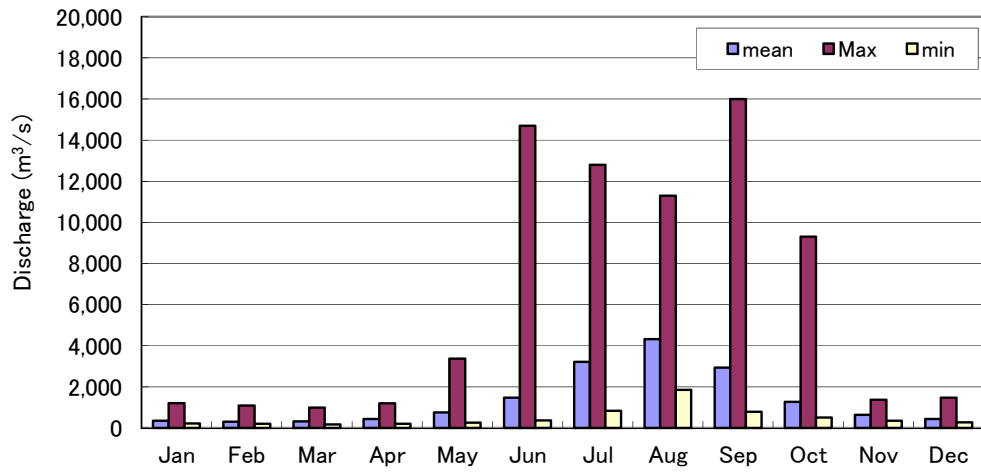
b) Gandaki Basin



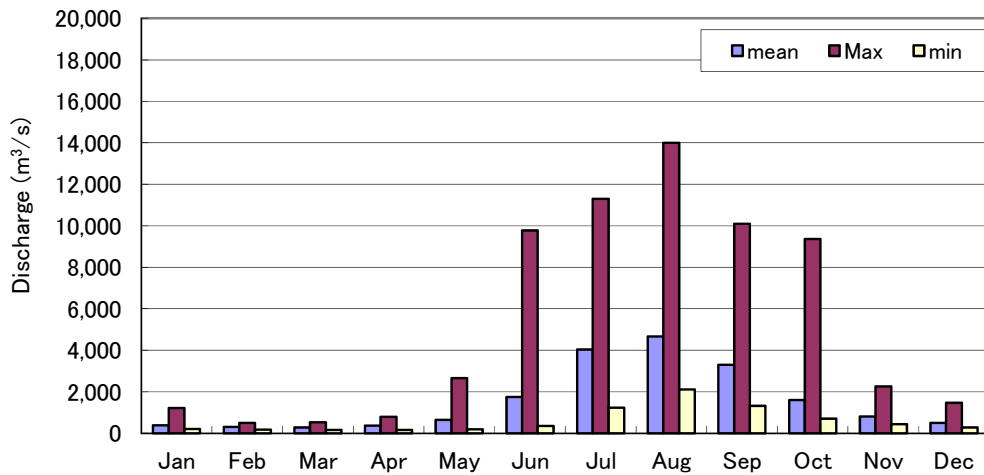
c) Koshi Basin

Source: Nepal Atlas & Statistics, revised edition, 2008

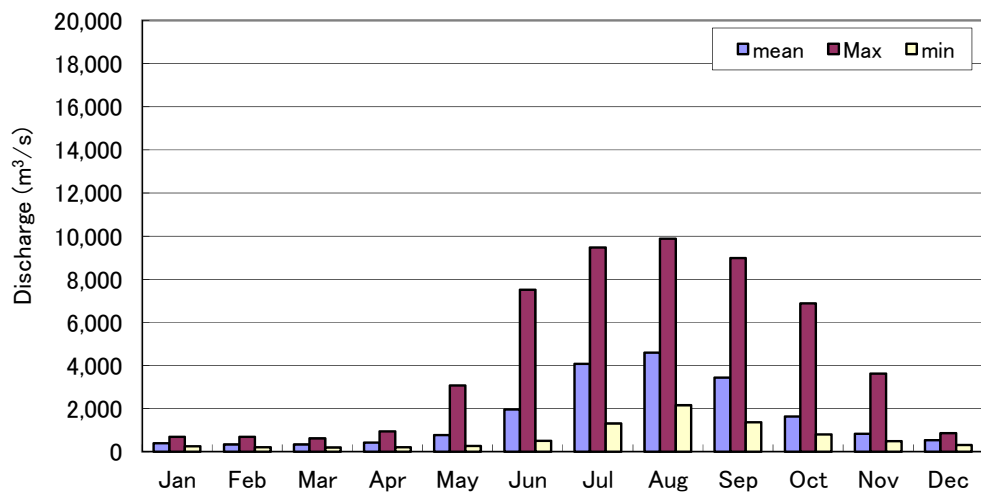
Figure 2.2.4-2 East-West Cross Sections of Major Basins



a) Karnali



b) Narayani



c) Sapta Koshi

Source: Stream flow summary (1962-2006), October 2008, DHM.

Figure 2.2.4-3 Monthly Average Discharge

2.2.5 流量観測

ネパールの流量観測は、水文気象局 (Department of Hydrology and Meteorology, DHM) が管理し、99 地点の測水所の 1962 年から 2006 年の流量観測データが、“Streamflow Summary (1962-2006), October, 2008” として発行されている。

測水所の位置を Figure 2.2.5-1 に、測水所の諸元を Table 2.2.5-1 に示す。2006 年のデータがない測水所は 99 地点のうち 26 地点あり、73 地点の測水所が現在運用されていると推測される。観測期間は最長で 45 年、最短で 3 年である。

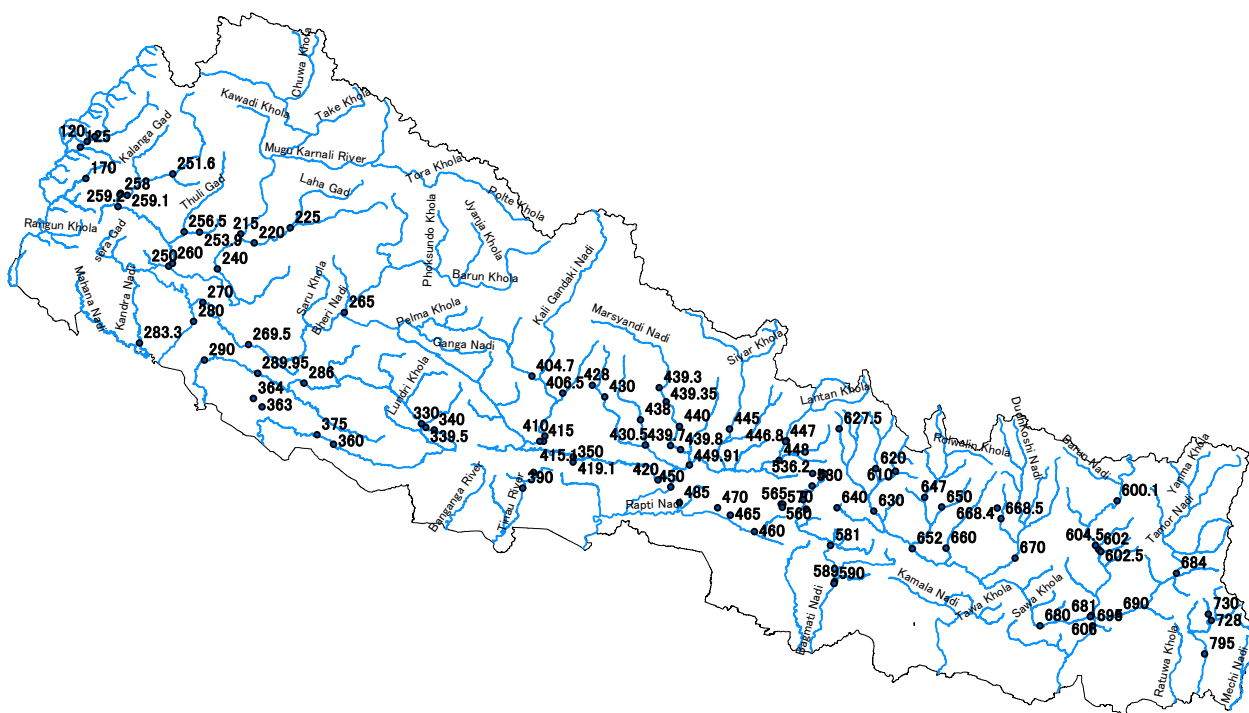


Figure 2.2.5-1 Location of Gauging Station

Table 2.2.5-1 Specifications of Gauging Stations (1/2)

No.	GS No.	Name of River	Location	Latitude N	Longitude E	Elevation (m)	Drainage Area (km ²)	Gauging Period		
								From	To	Period
1	115	Naugragad	Harsingbagar	29 42 07	80 36 26	784	203	2000	2006	7
2	120	Chamelia	Nayalbadi	29 40 20	80 33 30	685	1,150	1965	2006	42
3	125	Jamadigad	Panjkonaya	29 38 18	80 30 50	580	228	2001	2006	6
4	170	Sumayagad	Patan	29 27 30	80 33 23	1,110	188	1966	1987	22
5	215	Karnali	Lalighat	29 09 32	81 35 28	590	15,200	1977	2006	30
6	220	Tilanadi	Nagma	29 06 26	81 40 49	1,935	1,870	1973	2006	34
7	225	Sinhakhola	Diware	29 12 00	81 55 00	1,943	824	1967	2006	40
8	240	Karnali	Asaraghat	28 57 10	81 26 30	629	19,260	1962	2006	45
9	250	Karnali	Benighat	28 57 40	81 07 10	320	21,240	1963	2006	44
10	251.6	Langurkhola	Chhanna	29 29 52	81 07 55	1,158	159	2001	2006	6
11	253.9	Kailashkhola	Mattada	29 09 49	81 19 08	751	196	2001	2006	6
12	256.5	Budhiganga	Chitra	29 09 47	81 12 59	506	1,576	2000	2006	7
13	258	Dhungad	Bhasme	29 22 16	80 47 06	700	135	2000	2006	7
14	259.1	Sailigad	Gautada	29 22 00	80 50 00	770	179	2000	2006	7
15	259.2	Seti	Gopaghat	29 18 00	80 46 30	756	4,420	1986	2006	21
16	260	Seti	Bangga	28 58 40	81 08 40	328	7,460	1963	2006	44
17	265	Thulo Bheri	Rimna	28 42 47	82 17 00	550	6,720	1977	2006	30
18	269.5	Bheri	Sanaijighat	28 31 02	81 39 25	500	12,200	1992	2006	15
19	270	Bheri	Jamu	28 45 20	81 21 00	246	12,290	1963	2006	44
20	280	Karnali	Chisapani	28 38 40	81 17 30	191	42,890	1962	2006	45
21	283.3	Kandra	Pahalmanpur	28 30 41	80 56 24	143	479	2001	2006	6
22	286	Saradakhola	Daradhunga	28 17 58	82 01 30	579	816	1972	2006	35
23	289.95	Babai	Chepang	28 21 04	81 43 14	325	2,557	1990	2006	17
24	290	Babai	Bargadha	28 25 20	81 22 10	192	3,000	1967	1987	21
25	330	Marikhola	Nayagaon	28 04 20	82 48 00	536	1,938	1965	2006	42
26	339.5	Jhimrukkhola	Chernata	28 03 00	82 49 40	762	683	1971	1995	25
27	340	Jhimrukkhola	Kalimatighat	28 02 10	82 53 00	692	696	1965	1970	6
28	350	Rapti	Bagasotigaon	27 51 12	83 47 34	381	3,380	1976	2006	31
29	360	Rapti	Jalkundi	27 56 50	82 13 30	218	5,150	1964	2006	43
30	363	Jhajharikhola	Dhakeri	28 09 22	81 45 13	159	78	2000	2006	7
31	364	Duduwakhola	Masurikhet	28 12 15	81 41 44	162	54	2000	2006	7
32	375	Rapti	Kusum	28 00 02	82 06 58	235	5,200	2003	2006	4
33	387.4	Dumrekhola	Kaimati	27 47 40	83 32 03	595	90	2000	2006	7
34	390	Tinaukhola	Butwal	27 42 10	83 27 50	184	554	1964	1969	6
35	404.7	Mayagdi Khola	Mangalghat	28 21 10	83 31 16	914	1,112	1976	2006	31
36	406.5	Modikhola	Nayapul	28 15 15	83 43 27	701	601	1976	2006	31
37	410	Kali Gandaki	Setibeni	28 00 14	83 36 31	546	6,630	1964	1995	32
38	415	Adhikhola	Andhimuhan	27 58 28	83 35 58	543	476	1964	1991	28
39	415.1	Adhikhola	Bortangpul	27 58 27	83 34 26	749	195	2000	2006	7
40	419.1	Kali Gandaki	Ansing	27 53 05	83 47 42	351	10,020	1996	2006	11
41	420	Kali Gandaki	Kotagaun	27 45 00	84 20 50	198	11,400	1964	2006	43
42	428	Mardikhola	Lahachowk	28 18 02	83 55 06	915	160	1974	1995	22
43	430	Seti	Phoolbari	28 14 00	84 00 00	830	582	1964	1984	21
44	430.5	Seti Gandaki	Damauli	27 57 12	84 15 54	290	1,350	2000	2006	7
45	438	Madi	Shisaghat	28 06 00	84 14 00	457	858	1975	2006	32
46	439.3	Khudikhola	Khudibazar	28 17 12	84 21 27	990	151	1983	1995	13
47	439.35	Marshyandi	Bhakundebesi	28 12 13	84 24 11	610	2,950	2000	2006	7
48	439.7	Marshyandi	Bimalnagar	27 57 00	84 25 48	354	3,774	1987	2006	20
49	439.8	Marshyandi	Goplinghat	27 55 35	84 29 42	320	3,850	1974	1986	13
50	440	Chepekhola	Gharmbesi	28 03 41	84 29 23	442	308	1964	2006	43

Table 2.2.5-1 Specifications of Gauging Stations (2/2)

No.	GS No.	Name of River	Location	Latitude N	Longitude E	Elevation (m)	Drainage Area (km ²)	Gauging Period		
								From	To	Period
51	445	Burhi Gandaki	Arughat	28 02 37	84 48 59	485	4,270	1964	2006	43
52	446.8	Phalankhukhola	Brtrawati	27 58 25	85 11 15	630	162	1971	1995	25
53	447	Trishuli	Betrawati	27 58 08	85 11 00	600	4,110	1977	2006	30
54	448	Tadi	Belkot	27 51 35	85 08 18	475	653	1969	2006	38
55	449.91	Trishuli	Kalikhola	27 50 08	84 33 12	220	16,760	1994	2006	13
56	450	Narayani	Devghat	27 42 30	84 25 50	180	31,100	1963	2006	44
57	460	Rapti	Rajaiya	27 26 50	84 58 26	332	579	1963	2006	44
58	465	Manaharikhola	Manahari	27 32 37	84 49 03	305	427	1964	2006	43
59	470	Lotharkhola	Lothar	27 35 14	84 44 07	336	169	1964	2004	41
60	485	Buri Rapti	Chitrasari	27 37 00	84 29 15	189	184	1964	1972	9
61	505	Bagmati	Sundarijal	27 46 49	85 25 36	1,600	17	1963	2006	44
62	507	Nagmati	Sundarijal	27 46 38	85 26 20	1,660	13	1963	1971	9
63	510	Sialmati	Shyamado	27 46 10	85 25 10	1,660	3	1963	1971	9
64	530	Bagmati	Gaurighat	27 42 35	85 21 10	1,300	68	1991	2006	16
65	536.2	Bishnumati	Budhanilkantha	27 46 54	85 21 25	1,454	4	1969	1985	17
66	540	Nakhukhola	Tika Bhairab	27 34 30	85 18 50	1,400	43	1963	1980	18
67	550	Bagmati	Chovar	27 39 40	85 17 50	1,280	585	1963	1980	18
68	550.05	Bagmati	Khokana	27 37 44	85 17 41	1,250	658	1992	2006	15
69	560	Thadokhola	Darkot-Markhu	27 36 20	85 09 00	1,830	14	1964	1976	13
70	565	Kulekhanikhola	Lamichaur	27 36 13	85 09 39	1,515	122	1976	1978	3
71	570	Kulekhanikhola	Kulekhani	27 35 10	85 09 30	1,480	126	1963	1977	15
72	581	Bagmati	Bhoriene	27 21 43	85 28 10	250	1,540	2000	2006	7
73	589	Bagmati	Padharadoven	27 09 06	85 29 30	180	2,700	1979	2006	28
74	590	Bagmati	Karmaiya	27 08 22	85 29 22	177	2,720	1965	1979	15
75	600.1	Arun	Uwagaun	27 35 21	87 20 22	1,294	26,750	1985	2006	22
76	602	Sabayakhola	Tumilingtar	27 18 36	87 12 45	305	375	1974	2006	33
77	602.5	Hinwakhola	Pipaltar	27 17 45	87 13 30	300	110	1974	2006	33
78	604.5	Arun	Turkighat	27 20 00	87 11 30	414	28,200	1975	2006	32
79	606	Arun	Simle	26 55 42	87 09 16	152	30,380	1986	2006	21
80	610	Bhotekosi	Barbise	27 47 18	85 53 55	840	2,410	1965	2006	42
81	620	Balephi	Jalbire	27 48 20	85 46 10	793	629	1964	2006	43
82	627.5	Melamchi	Helambu	28 02 21	85 32 07	2,134	84	1990	2006	17
83	630	Sunkosi	Pachuwarghat	27 33 30	85 45 10	602	4,920	1964	2006	43
84	640	Rosikhola	Panauti	27 34 50	85 30 50	1,480	87	1964	1987	24
85	647	Tamakosi	Busti	27 38 05	86 05 12	849	2,753	1971	2006	36
86	650	Khimtikhola	Rasnal	27 34 30	86 11 50	1,120	313	1964	2006	43
87	652	Sunkosi	Khurkot	27 20 11	86 00 01	455	10,000	1968	2006	39
88	660	Likhu	Sangutar	27 20 10	86 13 10	543	823	1964	2006	43
89	668.4	Taktorkhola	Benighat	27 33 46	86 33 28	2,400	73	1986	1991	6
90	668.5	Solukhola	Salme	27 30 03	86 34 52	1,800	246	1987	2006	20
91	670	Dudhakosi	Rabuwabazar	27 16 14	86 40 02	460	4,100	1964	2006	43
92	680	Sunkosi	Kampughat	26 52 28	86 49 10	200	17,600	1966	1985	20
93	681	Sunkosi	Hampchuwar	26 55 15	87 08 45	150	18,700	1991	2006	16
94	684	Tamur	Majhitar	27 09 30	87 42 45	533	4,050	1996	2006	11
95	690	Tamur	Mulghat	26 55 50	87 19 45	276	5,640	1965	2006	42
96	695	Saptakosi	Chatara	26 52 00	87 09 30	140	54,100	1977	2006	30
97	728	Maikhola	Rajdwali	26 52 45	87 55 45	609	377	1983	2006	24
98	730	Puwakhola	Sajbote	26 55 00	87 54 40	802	107	1966	1968	3
99	795	Kankai	Mainachuli	26 41 12	87 52 44	125	1,148	1972	2006	35

Source: Stream flow summary (1962-2006), October 2008, DHM.

2.2.6 流量算定

プロジェクトの流量は、プロジェクト地点の近傍に測水所がある場合は、測水所の流量データを利用して算定している。一方、プロジェクト地点の近傍に測水所がない場合は、ネパール全土の流量データおよび降水量データから流量に対する流域面積および雨量強度の相関式を導き、その相関式より算定する手法（Regional Analysis）で流量を算定している。

Regional Analysis は、水資源省（Ministry of Water Resources, MOWR）、水・エネルギー委員会事務局（Water and Energy Commission Secretariat, WECS）、DHM にて 1990 年に作成された。

NEA では、Regional Analysis を一部改良して、下記の相関式により月別流量を算定している。流量算定式は月別平均流量を算定するもので、1 月から 5 月においては流量と流域面積の相関式で与えられ、6 月から 12 月においては流量と流域面積および 6 月から 12 月の降水量データとの相関式で与えられる。

ここで、 Q はプロジェクト地点の流量 (m^3/s)、 A はプロジェクト地点の流域面積 (km^2)、MWI (Monsoon Wetness Index) はプロジェクト地点の 6 月～12 月までのモンスーン湿度指数 (mm) を示す。モンスーン湿度指数は、6 月～12 月までの等降水量線図から推定されるプロジェクト地点の 6 月から 12 月までの降水量を示している。Figure 2.2.6-1 に 1990 年に WECS および DHM により作成された等降水量線図を示す。

下記に示す NEA で使用している月別流量算定式は、1990 年までの流量データおよび 1984 年までの降水量より作成した等降水量線図を使用している。

January:	$Q = 0.03117 \times A^{0.8644}$
February:	$Q = 0.02417 \times A^{0.8752}$
March:	$Q = 0.02053 \times A^{0.8902}$
April:	$Q = 0.01783 \times A^{0.9258}$
May:	$Q = 0.01930 \times A^{0.9657}$
June:	$Q = 0.01135 \times A^{0.9466} \times \text{MWI}^{0.2402}$
July:	$Q = 0.01641 \times A^{0.9216} \times \text{MWI}^{0.3534}$
August:	$Q = 0.02592 \times A^{0.9095} \times \text{MWI}^{0.3242}$
September:	$Q = 0.02206 \times A^{0.8963} \times \text{MWI}^{0.3217}$
October:	$Q = 0.01504 \times A^{0.8772} \times \text{MWI}^{0.2848}$
November:	$Q = 0.00792 \times A^{0.8804} \times \text{MWI}^{0.2707}$
December:	$Q = 0.00538 \times A^{0.8890} \times \text{MWI}^{0.2580}$



Source: Methodologies for estimating hydrologic characteristics of ungauged locations in Nepal, July 1990, MOWR, WECS, and DHM

Figure 2.2.6-1 Monsoon Wetness Index Isolines

2.3 堆砂

2.3.1 一般

堆砂は、地表面の浸食、不安定な斜面の崩壊、河川堤防の浸食等により発生した土砂が、河川に流下して貯留することにより発生する。世界の年間堆砂量は45億 km^3 で、総貯水容量に対して毎年0.5~1.0%の堆砂が進行しており、21世紀半ばまでに総貯水容量の30%以上が堆砂によって失われる可能性があるといわれている。¹

ヒマラヤ主稜とマハバラート山脈の間の山地である中間山地帯（ミッドランド）と、マハバラート山脈を含むレッサーヒマラヤ地質帯は、世界で最も堆砂量が多い地域のひとつである。その主な理由はレッサーヒマラヤ地域がヒマラヤ主稜の地域から多量の土砂が供給されていることと、岩盤が破碎し風化が進んでいることによる。また、氷河湖決壊洪水による崩壊土砂も堆砂の一因となる。堆砂の傾向として、ヒマラヤ主稜の地域では河川の勾配が急なため、玉石、砂利が多く、レッサーヒマラヤ地域では、下流側（マハバラート山脈）がかなり速い速度で隆起しているため、河川勾配が比較的ゆるく、シルトや砂が多い。ネパールでは、降雨の多いモンスーン時期（6月~10月）に年間の堆砂量の90%が流下する。

¹ Source: 流域一貫の土砂管理（貯水池土砂管理に向けた挑戦）セッション運営ワーキンググループ：第3回世界水フォーラム 流域一貫の土砂管理（貯水池土砂管理に向けた挑戦）セッション報告書, pp.103-118, 2003

2.3.2 堆砂量測定

堆砂の形状は、4 m 程度以下の巨礫から、玉石、砂利、砂、シルト、粘土まで様々である。これらの形状が様々な土砂が水中を移動する場合には、移動形態も異なる。シルトや粘土は浮遊して移動し、河床にはほとんど見られない。砂は浮遊して移動するが、河床に一部見られる。砂利、玉石は基本的に河床土砂として移動する。

浮遊砂量は、土砂を採取するビンを内蔵したロッド付のサンプラーを水面から川底まで下ろし、連続的に浮遊砂を採取することにより測定されている。浮遊砂量は通常濃度で表される。

浮遊砂量は、測水所で測定されている。ネパールでは、Karnali 流域、Narayani 流域、Bagmati 流域、Sapta Koshi 流域の主要な測水所 18 地点のみで浮遊砂量の測定を行っている。浮遊砂量の測定を行っている測水所の位置を Figure 2.3.2-1 に示し、測水所の諸元を Table 2.3.2-1 に示す。

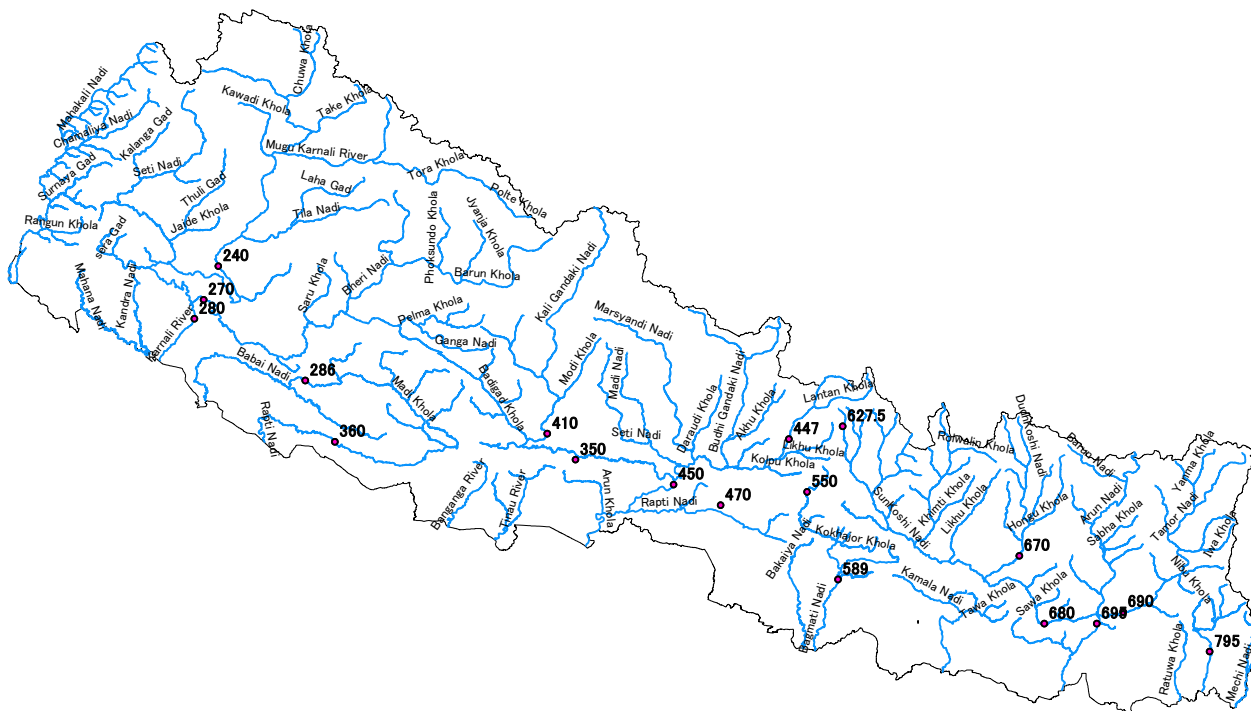


Figure 2.3.2-1 Location of Gauging Station for Suspended Sediment

Table 2.3.2-1 Specifications of Gauging Stations for Suspended Sediment

No.	GS No.	Name of River	Location	Latitude N	Longitude E	Elevation (m)	Drainage Area (km ²)
1	240	Karnali	Asaraghat	28 57 10	81 26 30	629	19,260
2	270	Bheri	Jamu	28 45 20	81 21 00	246	12,290
3	280	Karnali	Chisapani	28 38 40	81 17 30	191	42,890
4	286	Saradakhola	Daradhunga	28 17 58	82 01 30	579	816
5	350	Rapti	Bagasotigaon	27 51 12	83 47 34	381	3,380
6	360	Rapti	Jalkundi	27 56 50	82 13 30	218	5,150
7	410	Kali Gandaki	Setibeni	28 00 14	83 36 31	546	6,630
8	447	Trishuli	Betrawati	27 58 08	85 11 00	600	4,110
9	450	Narayani	Devghat	27 42 30	84 25 50	180	31,100
10	470	Lotharkhola	Lothar	27 35 14	84 44 07	336	169
11	550	Bagmati	Chovar	27 39 40	85 17 50	1,280	585
12	589	Bagmati	Padharadoven	27 09 06	85 29 30	180	2,700
13	627.5	Melamchi	Helambu	28 02 21	85 32 07	2,134	84
14	670	Dudhakosi	Rabuwabazar	27 16 14	86 40 02	460	4,100
15	680	Sunkosi	Kampughat	26 52 28	86 49 10	200	17,600
16	690	Tamur	Mulghat	26 55 50	87 19 45	276	5,640
17	695	Saptakosi	Chatara	26 52 00	87 09 30	140	54,100
18	795	Kankai	Mainachuli	26 41 12	87 52 44	125	1,148

Source: Stream Flow Summary (1962-2006), October 2008, DHM Suspended Sediment Concentration Records, 2003, DHM

河床土砂量（掃流砂量）は測定が難しいため、浮遊土砂量に対する比率で算出されている。ネパールにおける河床土砂量の浮遊土砂量に対する割合を Table 2.3.2-2 に示す。水力発電所が計画されている地点の多くは Lower Lesser Himalaya に当り、河床土砂量の浮遊土砂量に対する割合は 5～15 % となっている。

Table 2.3.2-2 Rate of Bed Load to Suspended Load

Type of geology	Bed load / Suspended load
High Himalaya, Upper Lesser Himalaya (steep slopes)	40 – 60 %
Lower Lesser Himalaya (along parallel valleys)	5 – 15 %
Siwaliks (local steep slopes)	20 – 40 %

Source: Himalayan Sediments Issued and Guidelines, January 2003, WECS

2.3.3 比堆砂量

ヒマラヤの堆砂量を研究している V. J. Galay は、ネパール、インド、パキスタンの堆砂量データを元に、堆砂量は地質帯と連動していると指摘している。Figure 2.3.3-1 に示すように、ヒマラヤをチベット高原、High Himalaya、高山帯（レッサーヒマラヤ）、中間山地帯、Siwalik の 5 つの地質帯に分け、各地質帯における比堆砂量を設定している。

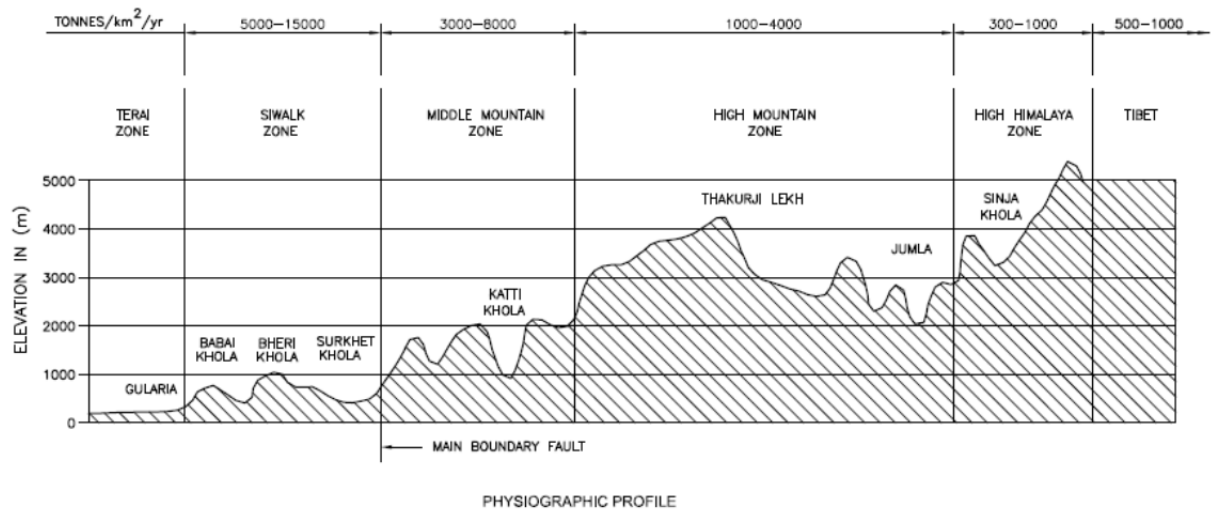


Figure 2.3.3-1 Specific Sediment Yield for Himalayan Geological Zones

レッサーヒマラヤの流域別の堆砂量記録（浮遊砂量）および比堆砂量を Table 2.3.3-1 に示す。ここで、河川区分は以下のとおり。

- I : High Himalaya を流下する河川。
- II a : High Himalaya の南部を源流とし、I に流れ込む支流。
- II b : High Himalaya の南部を源流とし、II a 以外の支流。

Table 2.3.3-1 Specific Sediment Yield in Some Basins of the Lesser Himalaya

Basin	Drainage Area (km ²)	River Class	Sediment load (million t / yr)	Specific Sediment Yield (t/km ² /yr)
Marsyangdi	3,100	II a	16.9	5,452
Mahakali	6,930	II a	45.3	6,537
Sapta Gandaki	18,000	I	73.6	4,089
Arun	8,500	I	32.9	3,870
Upper Karnali	8,859	I	14.0	1,580
Trisuli	1,400	II a	5.9	4,214
Sun Koshi	13,830	I	66.5	4,808
Bagmati	585	II b	0.5	855
Gaula (India)	600	II a	2.2	3,667
Sutlej (India)	10,030	I	32.3	3,223
Tamur – GLOF	4,500	II b	38.1	8,467
Tamur – after GLOF	1,200	II b	6.0	1,690

Source: Himalayan Sediments Issued and Guidelines, January 2003, WECS

この表によると、比堆砂量は IIa の河川で最も多く、I の河川がそれに次ぐ傾向がある。

NEA は、ネパール全土を東部、中部、西部の 3 地域に分け、各地域における流域別堆砂量デー

タより地域別の堆砂量を設定している。

東部の流域の堆砂量は、Arun 川、Dudh Koshi 川、Khimti 川の堆砂量を参考として浮遊砂量を 3,000 t/km²/year と定め、掃流砂量は浮遊砂量の 10%として 3,300 t/km²/year としている。

中部の流域の堆砂量は、Marsyangdi 川と Narayani 川の堆砂量を参考として浮遊砂量を 4,000 t/km²/year と定め、掃流砂量は浮遊砂量の 10%として 4,400 t/km²/year としている。

西部の流域の堆砂量は、Karnali 川の堆砂量を参考として浮遊砂量を 3,600 t/km²/year と定め、掃流砂量は浮遊砂量の 10 %として 3,960 t/km²/year としている。

上記より、東部、中部、西部の中では堆砂量は中部が最も多く、東部が最も少なく推定されていることがわかる。

NEA は、カトマンズの南西 20 km に位置するネパール唯一の貯水式発電所である Kulekhani 発電所を所有している。Kulekhani 発電所の主要諸元を Table 2.3.3-2 に示す。

Kulekhani 発電所は第 1 発電所が 1982 年 12 月に、第 2 発電所は 1987 年 5 月に運転開始をしており、1989 年 6 月より堆砂量の測定を行っている。2010 年の堆砂量は 2,530 万 m³である。流域面積が 126 km²で貯水池湛水後 27 年が経過していることから、比堆砂量は 7,437 m³/km²/年 (11,156 t/km²/yr) と計算される。この値は、Table 2.3.3-1 の比堆砂量と比較しても大きいものであるが、その理由は、1984 年、1986 年および 1993 年に発生した大洪水によるものと推察される。

Table 2.3.3-2 Main Feature of the Kulekhani Hydropower Plant

Structure	Item	Description
Power Station	Installed Capacity	No. 1 Station: 60 MW (30 MW × 2) No. 2 Station: 32 MW (16 MW × 2) Total 92 MW
Reservoir	Catchment Area Reservoir Area Storage Volume	126 km ² 2.2 km ² 85,300,000 m ³
Dam	Dam Type Size	Inclined core rockfill dam Dam Height 114 m Crest Length 406 m Crest Width 10 m

2.3.4 堆砂管理

(1) Kulekhani 発電所の事例

上述のようにネパールでは Kulekhani 発電所（第一発電所 60 MW、第二発電所 32 MW）が現状唯一の貯水式水力発電所であり、国内水力発電所の大半が流れ込み式のため、乾期に出力が低下する状況の中、ネパールにおける安定的な電力供給にとって重要な位置を占めている。Kulekhani 発電所では、1984 年と 1986 年および 1993 年の豪雨により洪水被害が発生し、日本政府の支援による防災事業が実施され、その中で流域管理面およびダム構造面から以下のような堆砂対策が実施されている。

1) 砂防ダムの建設

流域管理の面からは、貯水池への堆砂量を緩和するため、貯水池へ流入する Kulekhani 川の上流部と貯水池河口部に砂防ダムを建設することにより、貯水池への土砂流入量の軽減が図られている。

2) 取水口閉塞対策工

Kulekhani ダムでは、取水口が土砂によって閉塞された場合、貯水池の排水と土砂の除去方法がなく、復旧不可能になるため、この危険性を軽減すべく貯水池の堆砂量が増加しても取水を確保できるよう対策が講じられている。具体的には、発電所取水口が貯水池の堆砂によって閉塞されるのを防止するため堆砂標高に従い取水口を上昇させることが可能な傾斜型取水口（Sloping Intake）を建設することにより、貯水池の寿命の延長が図られている。

上記の対策とともに、Kulekhani 発電所では、今後の堆砂対策として HSRS（Hydrosuction Sediment Removal System）の適用も検討されている²。HSRS は、ダムの上下流の水位差を利用して貯水池の底から水とともに堆砂を吸い込み、パイプラインを通じて下流へ放出することにより堆砂を除去するシステムである。

(2) Tanahu 発電所の堆砂処理計画

Tanahu 水力発電計画地点は、ネパール中部を流れる Trishuri 川の支流である Seti 川の上流部に位置する。Seti 川は、ヒマラヤ山脈のアンナプルナ山（標高 7,555 m）に源を発し、ほぼ北から南に向かって流れ、計画地点の 2 km 下流で Madi 川と合流する。源流からダム予定地点までの延長は約 120 km、ダム地点における流域面積は 1,502 km² である。

Seti 川流域は高山気候から温暖湿潤気候に属する。フィージビリティ調査報告書(2007, JICA)によれば、流域内の年間平均降水量は 2,973 mm で、南西モンスーンの影響を受ける 6 月から 9 月の間に年間降水量の 80% が降るとされている。

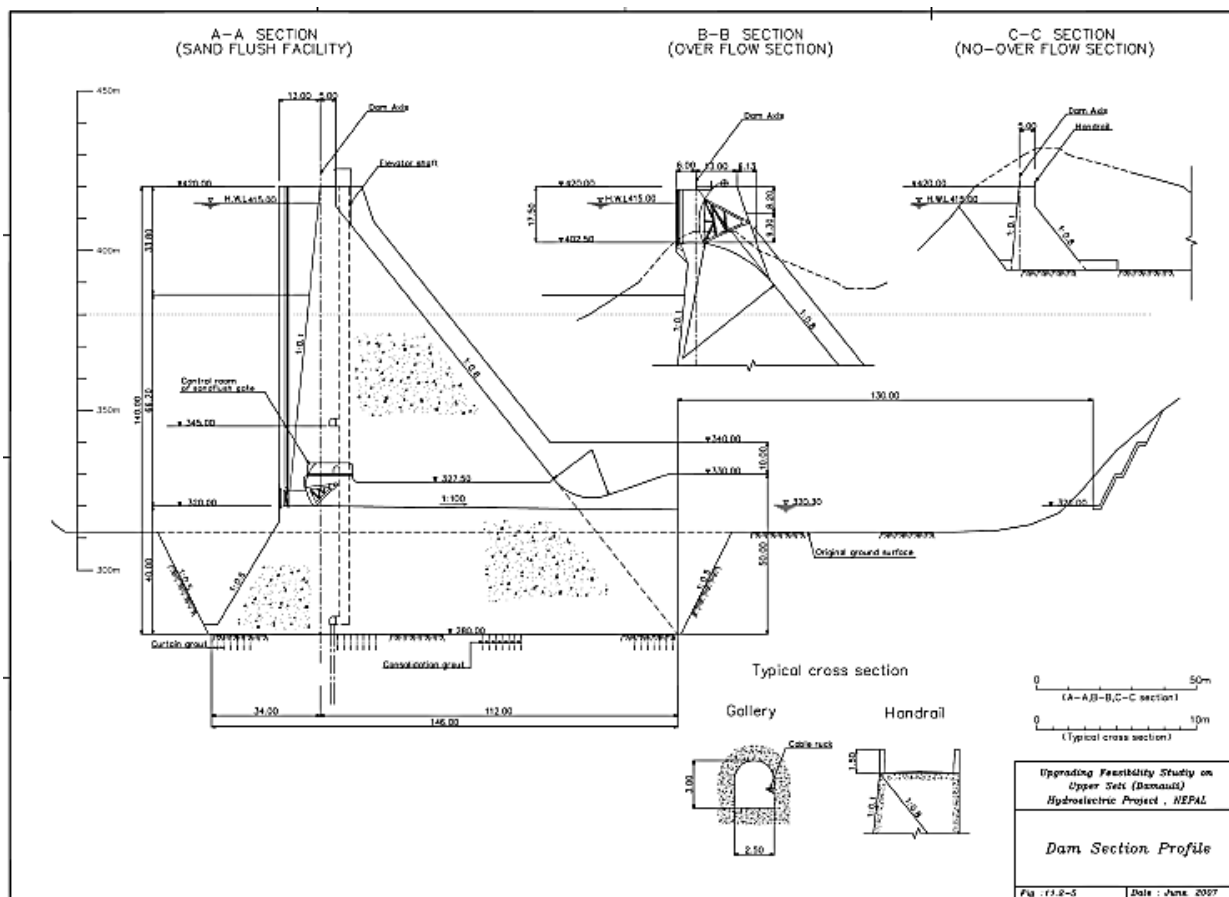
Tanahu 水力発電計画は、貯水池への流入土砂量が多いことから、フィージビリティ調査において、貯水位を低下させることにより貯水池の掃流力を限界掃流力以上に回復させ、底部放

² Source: Sediment Management for Sustainability of Storage Projects in Himalayas – A case study of the Kulekhani Reservoir in Nepal, by Durga Prasad Sangroula, International Conference on Small Hydropower-Hydro Sri Lanka, 22-24 October 2007

流設備を通じて堆砂をダム下流に排出するフラッシング排砂が有効とされ、排砂設備を設けることが貯水池機能を維持するために不可欠であると結論づけられている。

1) 排砂設備

排砂設備は、ダム堤体内に設置することが経済的であり、また、可能な限り低標高に設置する必要がある。同計画ではダム地点の地形、河床標高、洪水吐との関係から排砂設備の敷標高が決定されている。フィージビリティ調査で提案された排砂設備 (Sand Flush Facility) の概要図を以下に示す。

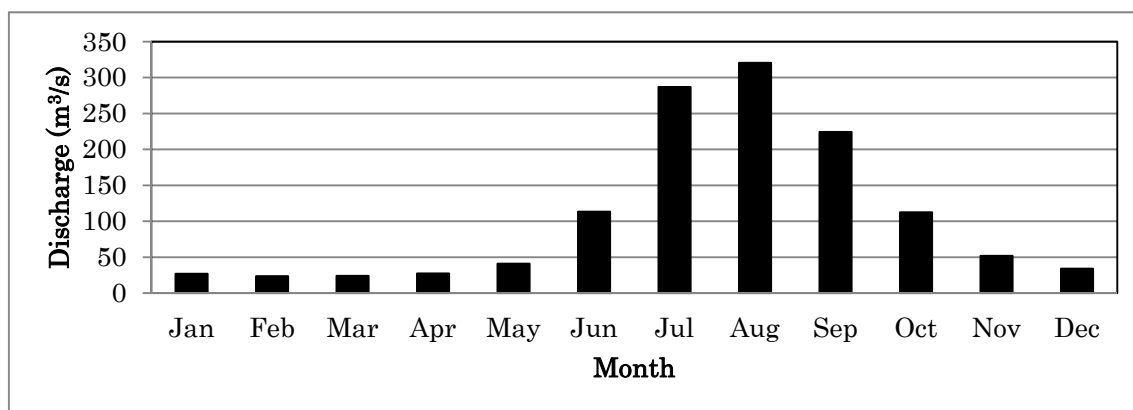


Source: Upgrading Feasibility Study on the Upper Seti Storage Hydroelectric Project in Nepal, 2007, JICA

Figure 2.3.4-1 Sand Flush Facility

2) 排砂操作

フィージビリティ調査において算定された Tanahu 水力発電計画のダム地点における河川の月別平均流量を以下に示す。排砂操作は、流量が大きい6月から10月の雨期の期間中に実施することが計画されている。



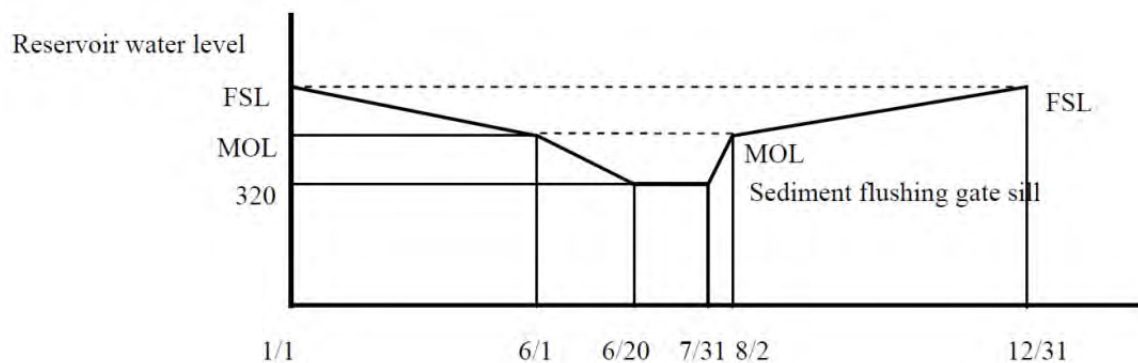
Source: Upgrading Feasibility Study on the Upper Seti Storage Hydroelectric Project in Nepal, 2007, JICA

Figure 2.3.4-2 Average Monthly Discharge at the Tanahu Dam Site

FS レポートでは、排砂操作期間中は、貯水池水位を MOL (Minimum Operating Level: 最低運用水位) 以下に下げするために発電を停止する必要があるが、雨期には他の流れ込み式水力発電所が電力を供給するので、電力供給には大きな支障は発生しないものと想定されている。また、フラッシング排砂の効果を検討すると貯水位の低下期間はできるだけ長く取ることが望ましいが、排砂操作の期間については、以下の理由により雨期前半に設定されている。

- 雨期末期に排砂操作を計画すると排砂が十分できないうちに雨期が終了するおそれがある
- 1964 ~ 1999 年の日平均流量資料に基づくと、経済性の面から、より少ないゲート数で開水路状態を維持して排砂操作を実施するためには、月平均流量が最大である 8 月には排砂操作を実施しない方が望ましい
- 排砂操作後の貯水池の水位回復期間を短くするためには、排砂操作を 7 月中に終わらせる方が望ましい
- 2 次電力量の減少を少なくするためには月平均流量が最大となる 8 月には排砂操作を実施しないことが望ましい

したがって、貯水池の運用は、以下に示すように、雨期前半の毎年 6 月下旬から 7 月下旬までの 1 ヶ月程度の期間において、貯水池の水位を排砂ゲート敷標高まで下げて実施することが計画されている。



Source: Upgrading Feasibility Study on the Upper Seti Storage Hydroelectric Project in Nepal, 2007, JICA

Figure 2.3.4-3 Reservoir Operation Curve

2.4 氷河湖決壊洪水

2.4.1 氷河および氷河湖

氷河とは、降水を起源とする雪や氷の塊で、重力に従って流動しているものを言う。積雪が融解せずに残り、更に積雪が繰り返されると、下層の積雪はやがて氷となる。氷が十分な厚さに達すると、氷体は自らの重みで斜面下方へ流れ出す。これが氷河が形成される仕組みである。

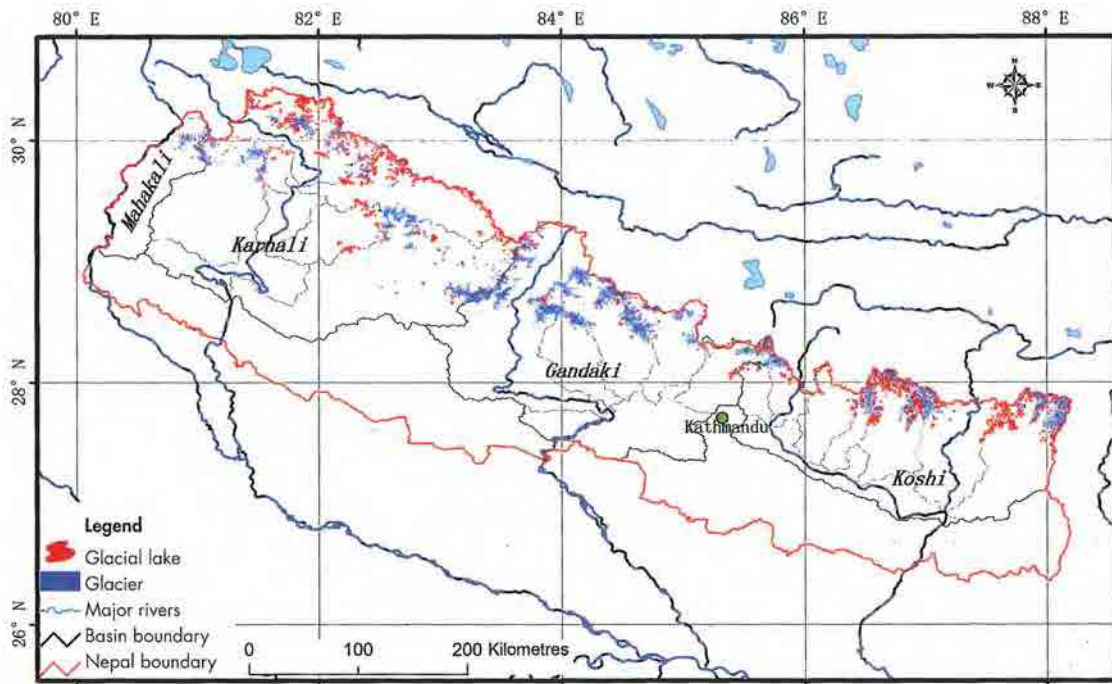
形成された氷河は降雪や雪崩等で氷河の質量が増加し、逆に融解・流出等で氷河の質量が減少する。氷河の質量が増加することを涵養と言ひ、氷河の質量が減少することを消耗と言ひ。

ヒマラヤでは、ベンガル湾から入ったモンスーンの湿った空気がヒマラヤ山脈にぶつかり、ヒマラヤ山脈の南斜面に多量の降水をもたらす。ネパールの年間降水量の80%が6月～9月のモンスーン期に集中しており、この降水が氷河を涵養する。降水は、高度5,200 mまででは降雨であり、それ以上の高度では降雪となる。一方、消耗は年間で気温が最も高くなるモンスーン期に集中する。ネパールの氷河は、涵養も消耗も同時期に起こるといふ特徴がある。

氷河が流下する過程で岩屑は下流に運ばれ、氷河末端に堆積される。氷河末端を囲んで堆積している岩屑の小山をモレーンという。16世紀から20世紀に起きた小氷期にヒマラヤの氷河は前進し、氷河の末端部に高さ数10 m～150 mのモレーンが形成された。

小氷期後の氷河後退期に氷河末端が上流部へ後退し、モレーンと氷河末端の間の窪みに融解水と雨水が満たされ、氷河湖が形成された。

ネパールの氷河および氷河湖の位置を Figure 2.4.1-1 に示す。



Source: Glacial Lakes and Glacial Lake Outburst Floods in Nepal, March 2011, ICIMOD

Figure 2.4.1-1 Location of Glaciers and Glacial Lakes in Nepal

ネパールの氷河の流域別分布を Table 2.4.1-1 に示す。2001 年時点で氷河は 3,252 個、5,324 km²、2010 年時点で 3,808 個、4,212 km² である。2001 年から 2010 年で氷河の個数は増えているが、面積は減っている。流域別には、個数は Karnali 流域が最多、面積は Gandaki 流域が最大である。

Table 2.4.1-1 Distribution of Glaciers in River Basins of Nepal

Basin	2001 glacier inventory			2010 glacier inventory			
	No. of glaciers	Total area (sq.km)	Mean area (sq.km)	No. of glaciers	Total area (sq.km)	Highest elevation (masl)	Lowest elevation (masl)
Koshi	779	1,410	1.81	843	1,180	8,437	3,962
Gandaki	1,025	2,030	1.98	1,337	1,800	8,093	3,273
Karnali	1,361	1,741	1.27	1,461	1,120	7,515	3,631
Mahakali	87	143	1.65	167	112	6,850	3,695
Total	3,252	5,324	1.64	3,808	4,212		

Source: Glacial Lakes and Glacial Lake Outburst Floods in Nepal, March 2011, ICIMOD

ネパールの氷河湖の流域別分布を Table 2.4.1-2 に示す。ここで、氷河湖を、標高 3,500 m 以上に位置し、面積が 1,000 m² 以上で、氷河の溶解により成長している湖と定義する。

現在ネパールの氷河湖は 1,466 個、64.78 km² である。個数および面積が最大の流域は Karnali 流域であり、二番目が Koshi 流域である。河川の氷河湖面積の全体に占める割合は、Dudh Koshi 川が 20.39 % であり、最大である。

Table 2.4.1-2 Glacial Lakes and their Area in River Basins and Sub-basins of Nepal

Basin	Sub-basin	Glacial lakes				Mean area (sq.km)	Max area (sq.km)	Min area (sq.km)
		Number	% of total	Area (sq.km)	% of total			
Koshi	Tamor	209	14.26	6,584	10.16	0.032	0.615	0.001
	Arun	81	5.53	3,284	5.07	0.041	1.122	0.002
	Dudh Koshi	243	16.58	13,207	20.39	0.054	0.943	0.002
	Likhu	13	0.89	0,312	0.48	0.024	0.082	0.003
	Tama Koshi	24	1.64	2,156	3.33	0.090	1.452	0.003
	Sun Koshi	17	1.16	0,306	0.47	0.018	0.061	0.004
	Indrawati	12	0.82	0,109	0.17	0.009	0.024	0.003
	Basin total	599	40.86	25,958	40.07	0.043	1.452	0.001
Gandaki	Trishuli	50	3.41	1,678	2.59	0.034	0.181	0.003
	Budhi Gandaki	12	0.82	0,709	1.09	0.059	0.250	0.002
	Marsyangdi	22	1.50	5,158	7.96	0.234	3.322	0.003
	Seti	6	0.41	0,113	0.17	0.019	0.033	0.013
	Kali Gandaki	26	1.77	1,880	2.90	0.072	0.670	0.003
	Basin total	116	7.91	9,538	14.72	0.082	3.322	0.002
Karnali	Bheri	56	3.82	6,936	10.70	0.124	4.814	0.002
	Tila	73	4.98	3,576	5.52	0.049	0.434	0.003
	Mugu	218	14.87	5,020	7.75	0.023	0.382	0.002
	Humla	346	23.60	12,189	18.82	0.035	0.619	0.001
	Kawari	24	1.64	0,774	1.19	0.032	0.160	0.003
	West Seti	25	1.71	0,652	1.00	0.026	0.298	0.002
	Basin total	742	50.61	29,147	45.00	0.039	4.814	0.001
Mahakali	Mahakali	9	0.61	0,137	0.21	0.015	0.049	0.003
	Basin total	9	0.61	0,137	0.21	0.015	0.049	0.003
Total		1466	100	64,780	100	0.044	4.814	0.001

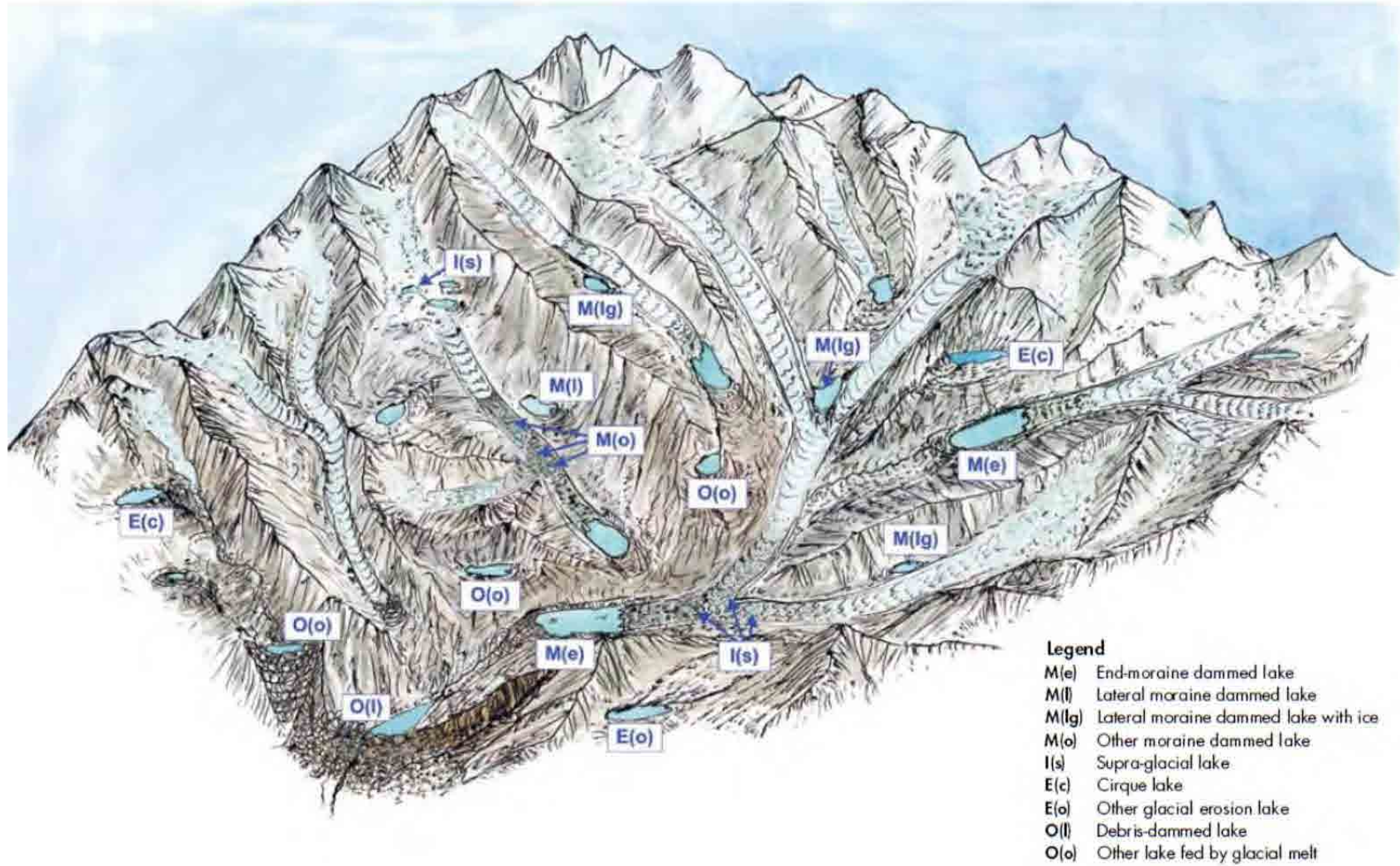
Source: Glacial Lakes and Glacial Lake Outburst Floods in Nepal, March 2011, ICIMOD

氷河湖は、形成過程により、1) モレーンダムにより形成された氷河湖、2) アイスダムにより形成された氷河湖、3) 浸食により形成された氷河湖、4) その他の氷河湖の4つのタイプに分類される。モレーンダムにより形成された氷河湖が更に4つに、アイスダムにより形成された氷河湖が更に2つに、浸食により形成された氷河湖は更に3つに、その他の氷河湖は更に3つに分類されている。氷河湖の分類を Table 2.4.1-3 および Figure 2.4.1-2 に示す。

Table 2.4.1-3 Classification of Glacial Lakes

氷河湖分類	副分類	記号	定義
1) モレーンダムにより形成された氷河湖	端部モレーンダム	M(e)	端部をモレーンにより堰き止められた湖
	側部モレーンダム (氷河水に接触なし)	M(l)	側部をモレーンにより堰き止められた湖。氷河水に接触していない。
	側部モレーンダム (氷河水に接触あり)	M(lg)	側部をモレーンにより堰き止められた湖。氷河水に接触している。
	その他のモレーンダム	M(o)	上記以外のモレーンダムにより堰き止められた湖。
2) アイスダムにより形成された氷河湖	氷河表面	I(s)	氷河の表面に存在する湖。
	氷河水により堰き止め	I(d)	氷河水に堰き止められた湖。
3) 浸食により形成された氷河湖	圏谷	E(c)	圏谷に形成された湖。
	氷河谷	E(v)	氷河の浸食過程において氷河谷に形成された湖。
	その他の浸食	E(o)	氷河の浸食過程でできた窪みに形成された湖。
4) その他の氷河湖	岩屑による堰き止め	O(l)	岩屑に堰き止められた湖。
	人工湖	O(a)	人工構造物のダムによる湖。
	その他	O(o)	その他、氷河の融解により形成される湖

Source: Glacial Lakes and Glacial Lake Outburst Floods in Nepal, March 2011, ICIMOD



Source: Glacial Lakes and Glacial Lake Outburst Floods in Nepal, March 2011, ICIMOD

Figure 2.4.1-2 Classification of Glacial Lakes

氷河湖分類別の氷河湖の個数および面積を Table 2.4.1-4 に示す。面積が最大の氷河湖はモレーンダムにより形成された氷河湖であり、全体の 72%を占める。モレーンダムにより形成された氷河湖のうちでは、端部モレーンダムにより形成された氷河湖の面積が最も大きく、全体の 42.5%を占める。アイスダムにより形成された氷河湖は全体の 1.5%、浸食により形成された氷河湖は全体の 16.8%、その他の氷河湖は全体の 9.5%である。

Table 2.4.1-4 Number and Area of Different Types of Glacial Lakes in Nepal

Main type	Sub type	Total number		Total area		Mean area (sq.km)	Max area (sq.km)	Min area (sq.km)
		Number	%	Area	%			
Moraine dammed lake	End-moraine dammed lake	227	15.5	27.526	42.5	0.122	3.322	0.003
	Lake dammed by lateral moraine not in contact with glacial ice	15	1.0	2.358	3.6	0.157	0.670	0.001
	Lake dammed by lateral moraine in contact with glacial ice	33	2.3	3.611	5.6	0.109	0.570	0.004
	Other moraine-dammed lake	700	47.8	13.269	20.5	0.019	0.271	0.001
	Total	975	66.6	46.764	72.2	0.407	4.833	0.009
Ice dammed lake	Supra-glacial lake	107	7.3	0.985	1.5	0.009	0.100	0.002
Glacier erosion lake	Cirque lake	121	8.3	6.915	10.7	0.057	0.434	0.003
	Trough valley lake	5	0.3	0.500	0.8	0.100	0.235	0.014
	Other glacial erosion lake	242	16.5	3.450	5.3	0.014	0.168	0.001
	Total	368	25.1	10.865	16.8	0.171	0.837	0.018
Other glacial lake		16	1.1	6.166	9.5	0.385	4.814	0.011
Total		1,466	100	64.780	100			

Source: Glacial Lakes and Glacial Lake Outburst Floods in Nepal, March 2011, ICIMOD

近年の気候変動は高山の氷河に重大な影響を与えている。氷河は急速に溶け、その結果モレーンダム湖が形成され、拡大し、氷河湖決壊洪水の可能性が増している。多くの湖は 20 世紀の後半に形成されている。

ネパールのエベレスト山地方の氷河は、平均で年間 10 m~59 m 後退している。この 10 年の間にヒマラヤの氷河は徐々に縮小し、速い速度で後退しており、モレーンダムは増えている。標高 3,500 m 以上の氷河湖の数は減っているが、モレーンダム湖の総面積は増えている。

2.4.2 氷河湖決壊洪水 (GLOF)

氷河湖のダムが決壊して起こす洪水を氷河湖決壊洪水と呼んでいる。英語では Glacial Lake Outburst Floods といい、その頭文字をとって GLOF と呼ばれている。

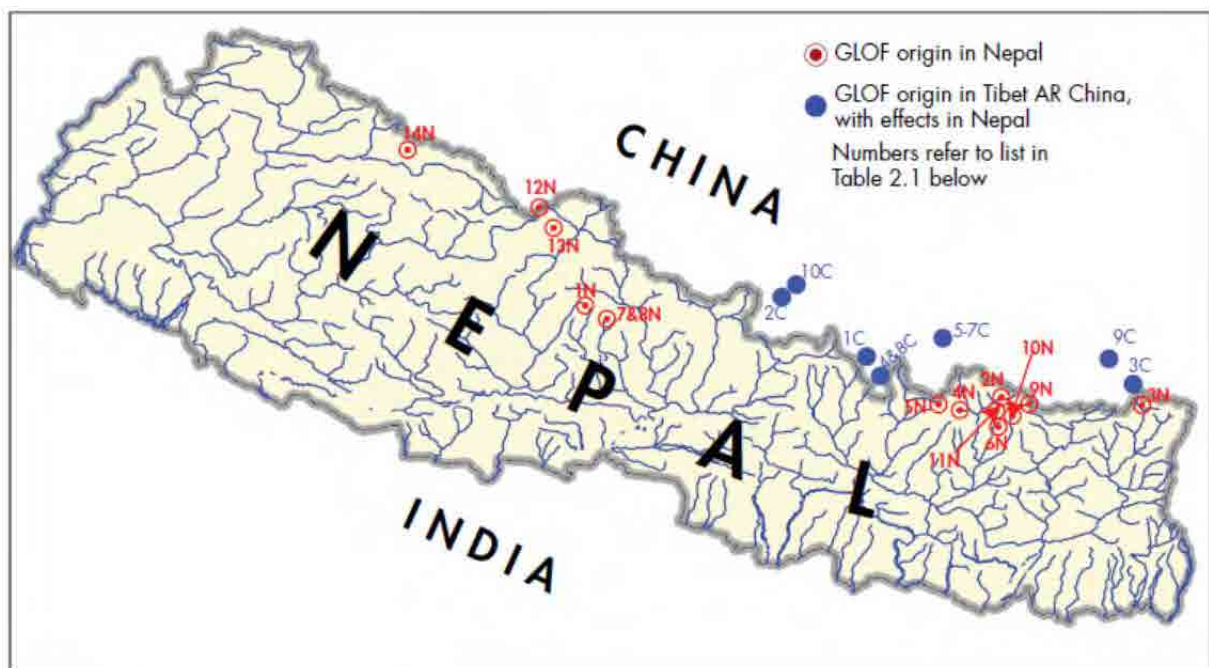
氷河湖決壊には 2 種類の形態がある。1 つはアイスダムにより形成された氷河湖で、アイスダムが崩壊するか、アイスダムを越流するかで起こる氷河湖決壊である。もう 1 つは氷河表面に存

在する氷河湖または端部モレーンダムにより形成された氷河湖からの突発的な湖水の流出による氷河湖決壊である。

現在、ヒマラヤ・ヒンズークシュ山岳地域では、氷河表面に存在する氷河湖および端部モレーンダムにより形成された氷河湖が最も一般的であり、それら氷河湖は地球温暖化と氷河の消耗により発達している。

ネパールでは、これまでに少なくとも 24 件の氷河湖決壊洪水が発生している。14 件はネパールで、10 件はネパールとチベットの境界で発生している。Figure 2.4.2-1 にネパールに被害を及ぼした氷河湖決壊洪水の位置を、Table 2.4.2-1 にネパールにおける氷河湖決壊洪水記録を示す。

Figure 2.4.2-1 および Table 2.4.2-1 から、ネパールの東部における氷河湖決壊洪水が多いことがわかる。特に、Dudh Koshi 流域、Arun 流域、Sun Koshi 流域で氷河湖決壊洪水が多く発生している。また、ネパールで発生した氷河湖決壊洪水の発生原因は、14 件中 12 件がモレーン崩壊である。チベットで発生した氷河湖決壊洪水の発生原因は 10 件中 5 件が不明であるが、Sun Koshi 流域ではパイピングが 2 件、雪崩が 1 件、Arun 流域では氷河急上昇 2 件となっている。



Source: Glacial Lakes and Glacial Lake Outburst Floods in Nepal, March 2011, ICIMOD

Figure 2.4.2-1 Location of GLOF Events recorded in Nepal, and in the Tibet Autonomous Region (TAR), China that caused Damage in Nepal

Table 2.4.2-1 GLOF Events Recorded in Nepal

	Date	River basin	Lake	Cause	Losses
Entirely within Nepal					
1N	450 years ago	Seti Khola	Machhapuchchhre	Moraine collapse	Pokhara valley covered by 50–60m deep debris
2N	3 Sep 77	Dudh Koshi	Nare	Moraine collapse	Human lives, bridges, others
3N	23 Jun 80	Tamor	Nagma Pokhari	Moraine collapse	Villages destroyed 71 km from source
4N	4 Aug 85	Dudh Koshi	Dig Tsho	Ice avalanche	Human lives, hydropower station, 14 bridges, etc
5N	12 Jul 91	Tama Koshi	Chubung	Moraine collapse	Houses, farmland, etc.
6N	3 Sep 98	Dudh Koshi	Tam Pokhari	Ice avalanche	Human lives and more than NRs 156 million
7N	15 Aug 03	Madi River	Kabache Lake	Moraine collapse	Not known
8N	8 Aug 04	Madi River	Kabache Lake	Moraine collapse	Not known
9N	Unknown	Arun	Barun Khola	Moraine collapse	Not known
10N	Unknown	Arun	Barun Khola	Moraine collapse	Not known
11N	Unknown	Dudh Koshi	Chokarma Cho	Moraine collapse	Not known
12N	Unknown	Kali Gandaki	Unnamed (Mustang)	Moraine collapse	Not known
13N	Unknown	Kali Gandaki	Unnamed (Mustang)	Moraine collapse	Not known
14N	Unknown	Mugu Karnali	Unnamed (Mugu Karnali)	Moraine collapse	Not known
Originated in TAR/China and caused damage in Nepal					
1C	Aug 1935	Sun Koshi	Tara-Cho	Piping	66,700 sq.m of wheat fields, livestock, etc
2C	25 Aug 64	Trishuli	Longda	Not known	Not known
3C	21 Sep 64	Arun	Gelhaipuco	Glacier surge	Highway and 12 trucks
4C	1964	Sun Koshi	Zhangzangbo	Piping	No remarkable damage
5C	1968	Arun	Ayaco	Not known	Road, bridges, etc
6C	1969	Arun	Ayaco	Not known	Not known
7C	1970	Arun	Ayaco	Not known	Not known
8C	11 Jul 81	Sun Koshi	Zhangzangbo	Ice Avalanche	Hydropower station
9C	27 Aug 82	Arun	Jinco	Glacier surge	Livestock, farmland
10C	6 Jun 95	Trishuli	Zanaco	Not known	Not known

Source: Glacial Lakes and Glacial Lake Outburst Floods in Nepal, March 2011, ICIMOD

国際総合山岳開発センター (International Centre for Integrated Mountain Development, ICIMOD) は、ネパールの氷河湖について、地球物理学上の観点から氷河湖の安定性を評価するとともに、実際に氷河湖決壊洪水が発生した際に下流に与える損害と人命への影響を考慮し、GLOF の危険性のある氷河湖を抽出し、危険度についてランキングした結果を示している。

2.4.1 で述べたとおり、ネパールには面積が 1,000 m² 以上の氷河湖が 1,466 個ある。氷河湖が決壊した際に下流への損害が大きい氷河湖として、面積が 2,000 m² 以上の氷河湖を 599 個抽出し、更に氷河との関係を考慮して、より危険度の高い氷河湖として 49 個の氷河湖を抽出した。

大惨事による損害の可能性は、湖、ダム、関連する氷河および地形を元に検討される必要があるため、49 の氷河湖に対して氷河湖の拡大面積、拡大速度、氷河との位置関係、モレーンダムの高さ、越流高さ、氷河湖の成り立ち、周辺の地形条件、氷河湖の容量について検討し、GLOF の危険性の高い氷河湖として 21 個を抽出した。

21 個の氷河湖について、社会経済性と物理的条件を考慮し、危険度の高い順に I、II、III の 3 つに分類している。21 個の氷河湖の位置を Figure 2.4.2-2 に、氷河湖のリストを Table 2.4.2-2 に示す。21 個の氷河湖のうち、危険度 I の氷河湖が 6 個、危険度 II の氷河湖が 4 個、危険度 III の氷河湖が 11 個である。

21 個のうち Koshi 流域に位置する氷河湖が 16 個、Gandaki 流域に位置する氷河湖が 5 個となっている。Koshi 流域のうち Dudh Koshi 流域に位置する氷河湖は 9 個ある。氷河湖の分類は、すべてモレーンダムにより形成されたものである。特に端部モレーンダムにより形成された氷河湖が多い。

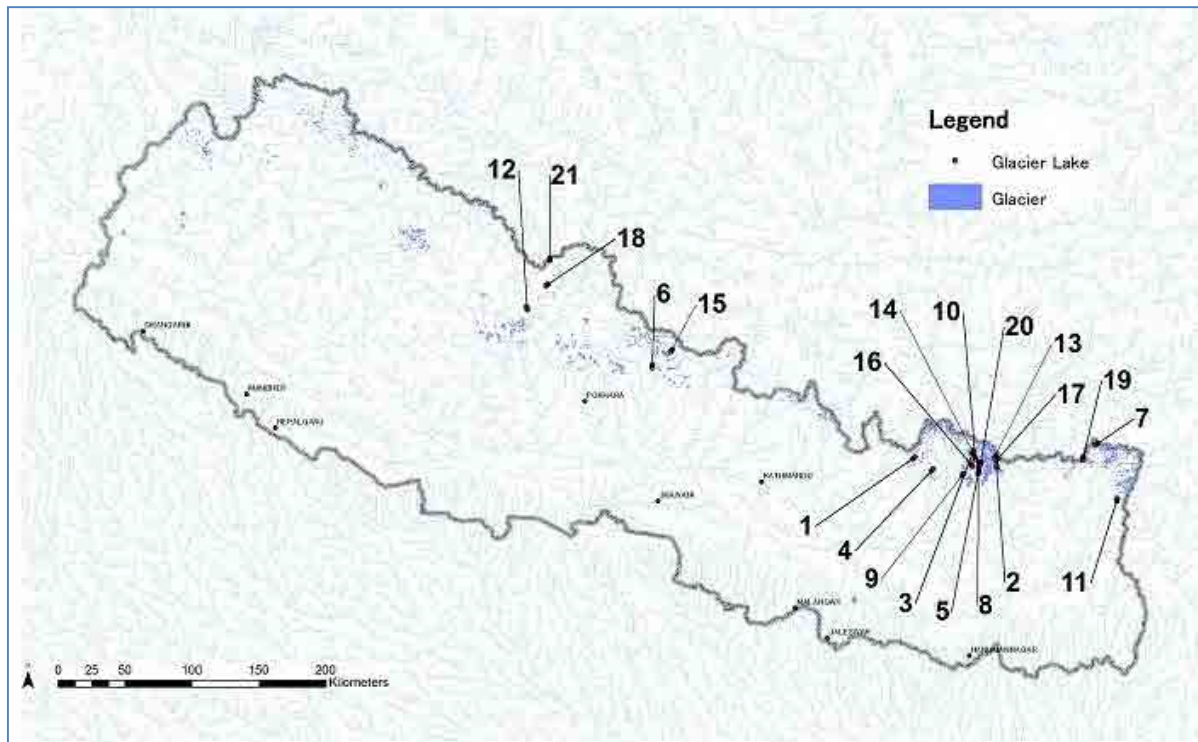


Figure 2.4.2-2 Location of Potentially Critical Glacial Lakes in Nepal

Table 2.4.2-2 List of Potentially Critical Glacial Lakes in Nepal

No.	Basin	Sub Basin	Glacial Lake Name	Category	Longitude	Latitude	Elevation (m)	Area (km ²)	Length (m)	Orientation	Type of Glacial Lake
1	Koshi	Tama Koshi	Tsho Rolpa	I	86° 28.5655'	27° 51.6863'	4,550	1.452	3.327	SE	M(e)
2	Koshi	Arun	Lower Barun	I	87° 5.8021'	27° 47.8810'	4,542	1.122	1.788	E	M(e)
3	Koshi	Dudh Koshi	Imja Cho	I	86° 55.3102'	27° 53.9198'	5,012	0.873	1.879	NW	M(e)
4	Koshi	Dudh Koshi	Lumding Cho	I	86° 36.8792'	27° 46.7344'	4,833	0.943	2.357	SE	M(e)
5	Koshi	Dudh Koshi	Chamlang Cho	I	86° 57.5321'	27° 45.3010'	4,958	0.791	1.695	SW	M(e)
6	Gandaki	Marsyangdi	Thulagi (Dona)	I	84° 29.1270'	28° 29.3204'	4,050	0.915	2.417	NW	M(e)
7	Koshi	Tamor	Nagma	II	87° 50.9725'	27° 54.7227'	5,458	0.016	0.198	SE	M(o)
8	Koshi	Dudh Koshi	Hongu2	II	86° 57.4409'	27° 46.9912'	5,204	0.743	1.982	SW	M(e)
9	Koshi	Dudh Koshi	Tam Pokhari	II	86° 50.6821'	27° 44.5713'	4,423	0.229	0.827	SW	M(e)
10	Koshi	Dudh Koshi	Hongu1	II	86° 56.1550'	27° 50.2717'	5,206	0.224	1.075	SW	M(e)
11	Koshi	Tamor		III	88° 0.2087'	27° 32.8334'	4,653	0.023	0.232	SW	M(o)
12	Gandaki	Kali Gandaki		III	83° 31.6675'	28° 53.1988'	5,583	0.247	0.816	NE	M(e)
13	Koshi	Arun	Barun Pokhari	III	87° 4.9179'	27° 50.7086'	4,842	0.309	1.035	SW	M(e)
14	Koshi	Dudh Koshi	East Hongu 1	III	86° 57.9895'	27° 47.9575'	5,410	0.227	0.996	NW	M(lg)
15	Gandaki	Budhi Gandaki		III	84° 37.7091'	28° 35.7757'	3,632	0.250	1.082	NE	M(e)
16	Koshi	Dudh Koshi	Mera	III	86° 54.6675'	27° 47.6672'	5,274	0.171	1.009	SE	M(lg)
17	Koshi	Arun		III	87° 5.7162'	27° 49.7558'	5,222	0.105	0.534	SW	M(e)
18	Gandaki	Kali Gandaki		III	83° 40.4061'	29° 2.7265'	5,439	0.122	0.487	NE	M(e)
19	Koshi	Tamor		III	87° 44.9685'	27° 48.9727'	4,907	0.146	0.955	SW	M(e)
20	Koshi	Dudh Koshi	East Hongu 2	III	86° 58.4511'	27° 48.3344'	5,511	0.162	0.491	SW	M(e)
21	Gandaki	Kali Gandaki	Kaligandaki	III	83° 41.9066'	29° 12.9371'	5,429	0.670	2.518	NE	M(l)

Source: Glacial Lakes and Glacial Lake Outburst Floods in Nepal, March 2011, ICIMOD, and others.

第 3 章

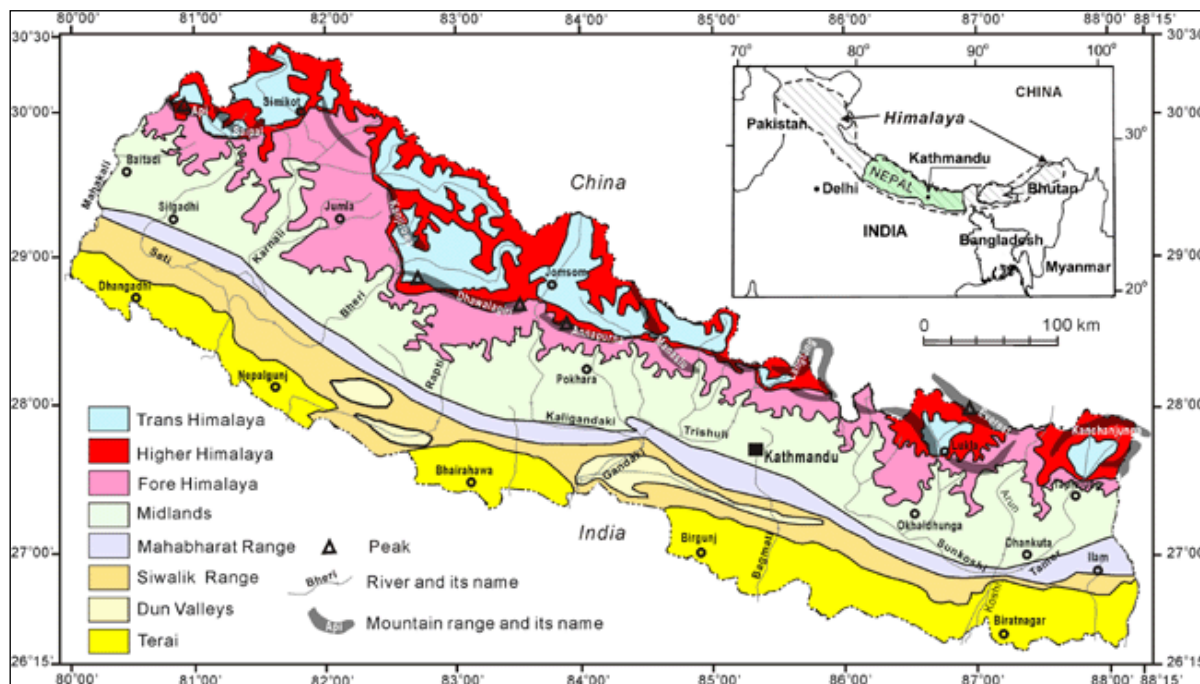
地形・地質

第3章 地形・地質

3.1 地形

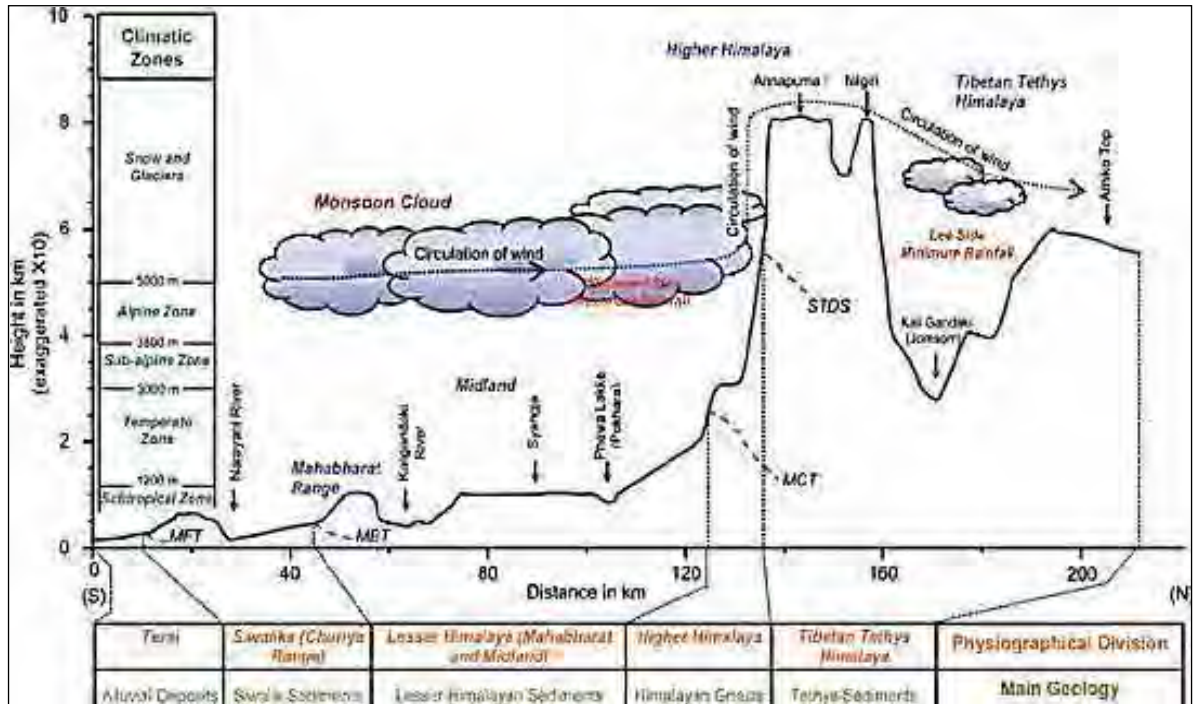
ネパールは、ヒマラヤの国として知られ、急峻な地形と地殻変動等に伴う脆弱な地質、そしてモンスーン気候のもたらす豪雨などにより洪水、地滑り、土石流などの水害に悩まされている国でもある。

ネパール全域の地形区および地形区分断面図を Figure 3.1-1、3.1-2 に、各地形区概要を Table 3.1-1 に示す。ネパールには大きくヒマラヤ山脈、マハバラート山脈、シワリーク山脈（山地、丘陵）の3列の東西山稜が分布している。これらはいずれも、インド亜大陸がユーラシア大陸に衝突して形成されたと考えられている。これらの間には一部が活断層である大規模構造線 Himalayan Frontal Thrust（ヒマラヤ前縁衝上断層、以下 HFT (Main Frontal Thrust、MFT と呼称)）、Main Boundary Thrust（主境界衝上断層、以下 MBT）、Main Central Thrust（主中央衝上断層、以下 MCT）といった東西方向の大規模な衝上断層（低角逆断層）、正断層 South Tibetan Detachment System（南チベットディタッチメント、以下 STDS）が連続して分布している。



Source: Dahal and Hasegawa, 2008

Figure 3.1-1 Physiography of Nepal, Himalaya



Source: modified after Dahal, 2006

Figure 3.1-2 Generalized Geographic Section of Nepal, Himalaya

Table 3.1-1 Physiographical Division of Nepal, Himalaya

Geomorphic Unit	Width (km)	Altitudes (m)	Main Rock Type	Main Processes for Landform Development
Terai (Northern edge of the Gangetic Plain)	20-50	100-200	Alluvium: coarse gravels in the north near the foot of the mountains, gradually becoming finer southward	River deposition, erosion and tectonic upliftment
Churia Range (Sivaliks)	10-50	200-1300	Sandstone, mudstone, shale and conglomerate.	Tectonic upliftment, erosion, and slope failure
Dun Valleys	5-30	200-300	Valleys within the Churia Hills filled up by coarse to fine alluvial sediments	River deposition, erosion and tectonic upliftment
Mahabharat Range	10-35	1000-3000	Schist, phyllite, gneiss, quartzite, granite and limestone belonging to the Lesser Himalayan Zone	Tectonic upliftment, Weathering, erosion, and slope failure
Midlands	40-60	300-2000	Schist, phyllite, gneiss, quartzite, granite, limestone geologically belonging to the Lesser Himalayan Zone	Tectonic upliftment, Weathering, erosion, and slope failure
Fore Himalaya	20-70	2000-5000	Gneisses, schists, phyllites and marbles mostly belonging to the northern edge of the Lesser Himalayan Zone	Tectonic upliftment, Weathering, erosion, and slope failure
Higher Himalaya	10-60	>5000	Gneisses, schists, migmatites and marbles belonging to the Higher Himalayan Zone	Tectonic upliftment, Weathering, erosion (rivers and glaciers), and slope failure
Inner and Trans Himalaya	5-50	2500-4500	Gneisses, schists and marbles of the Higher Himalayan Zone and Tethyan sediments (limestones, shale, sandstone etc.) belonging to the Tibetan-Tethys Zone	Tectonic upliftment, wind and glacial erosion, and slope degradation by rock disintegrations

Source: modified after Upreti, 1999

ヒマラヤ山脈（別名グレートヒマラヤ、ハイヒマラヤ）はミャンマー北部の山岳地帯からパキスタンのチトラルに及ぶ全長 2,500 km の弧状山脈であり、MCT を明確な遷移点として北側に急峻にそびえる 7,000～8,000 m 級の高山帯である。ネパール北部に位置し、中国との国境を形作っている。

マハバラート (Mahabharat) 山脈は MBT の北部の 2,000～3,000 m 級の山稜で、マハバラート山脈から MCT に挟まれる 1,000～2,000 m 級の山岳地帯を総称してレッサーヒマラヤ (Lesser Himalaya)、中間山地 (ミッドランド、Midlands) と呼んでいる。

シワリーク (Siwaliks) 丘陵は標高 150～1,200 m、南北 10～50 km、最大 90 km の丘陵地帯で、この丘陵はきわめて新しく 1,600 万年以降にヒマラヤからの削剥運搬土砂の堆積により形成された。丘陵の南縁と北縁は、大陸衝突に起因する大規模な衝上断層 (活断層) である HFT (MFT)、MBT により区分されている。

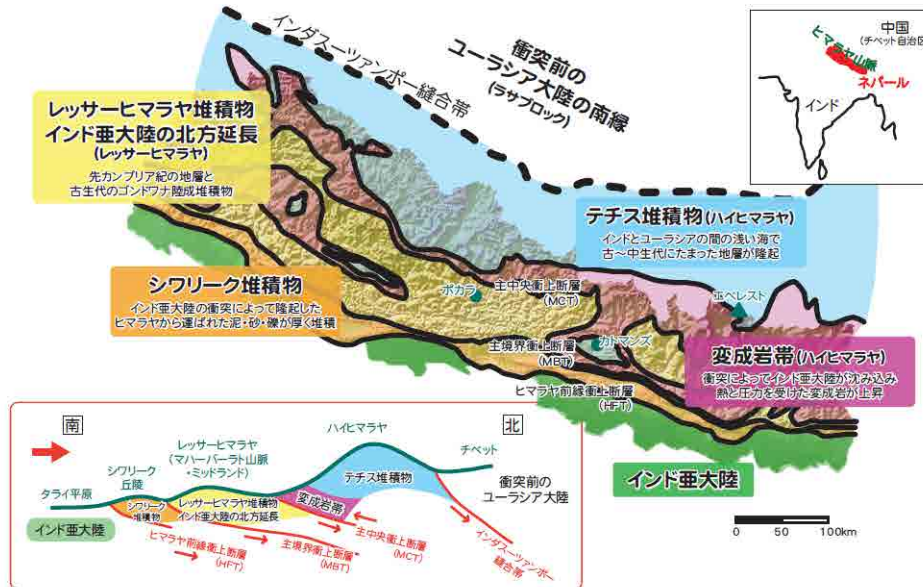
シワリーク丘陵の南のガンジス平原北縁地帯をタライ (Terai) と呼称しており、ガンジス川に連なる低地平原地帯となる。

これらヒマラヤ山脈、マハバラート山脈、シワリーク山脈の隆起は現在も続いている。水準測量の結果から南北の水平変位は 10～20 mm/年、隆起速度は 2～10 mm/年との結果も得られている。これらの活発な地殻変動は、多発する地震と、大規模な土砂流出をもたらすこととなる。特に、マハバラート山脈は MBT と MCT に挟まれ特に地殻変動が活発で岩石が脆弱化、崩壊や地滑りを頻発し、シワリーク山脈は第三期以降の軟弱な河川堆積物 (砂岩泥岩礫岩) から構成され、土砂流出が多く、典型的な土砂災害地帯となっている。これら大量の土砂流出に関しては、ヒマラヤを源流とするガンジス、インダス、ブラマプトラの 3 河川だけで世界の流送土砂量の約 1/6 を占めるとの報告や、ヒマラヤ隆起量のうち 3 mm/年が削剥により流出するとの試算もある。また、ベンガル湾内の新規堆積物の層厚は 9,000 m に及ぶとの報告が有り、これだけのヒマラヤからの土砂流出からも、過去のヒマラヤ山系の高度は現在より更に高標高に及んでいたとする見解がある。

3.2 地質

3.2.1 地質構造区

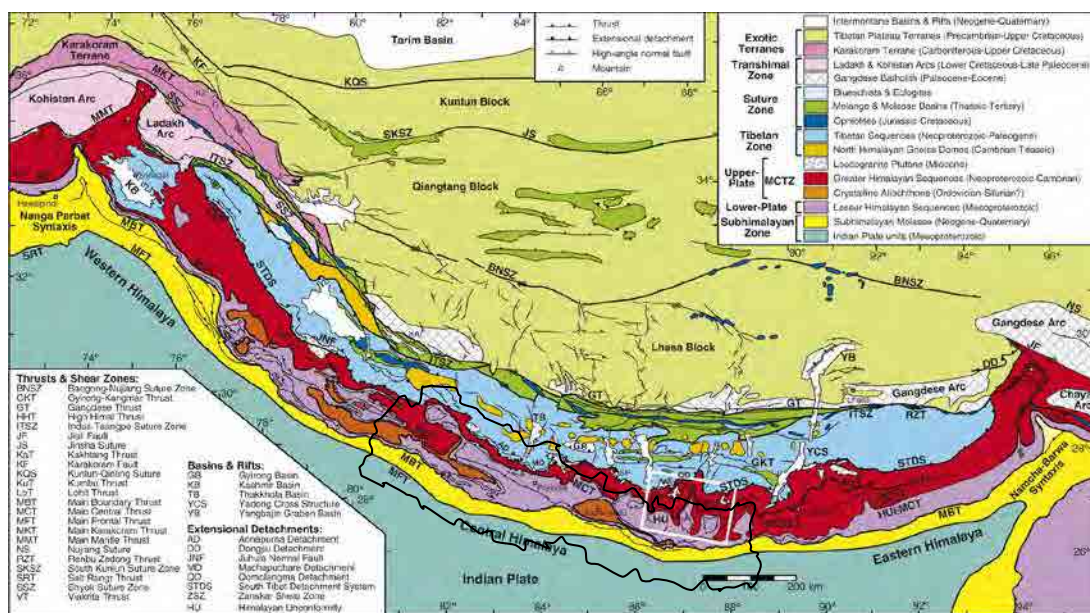
ネパールの地質概念図を Figure 3.2.1-1 に示す。



Source: Geology of Nepal, Saeko Ishihama, Kanagawa Prefectural Museum of Natural History, December, 2008

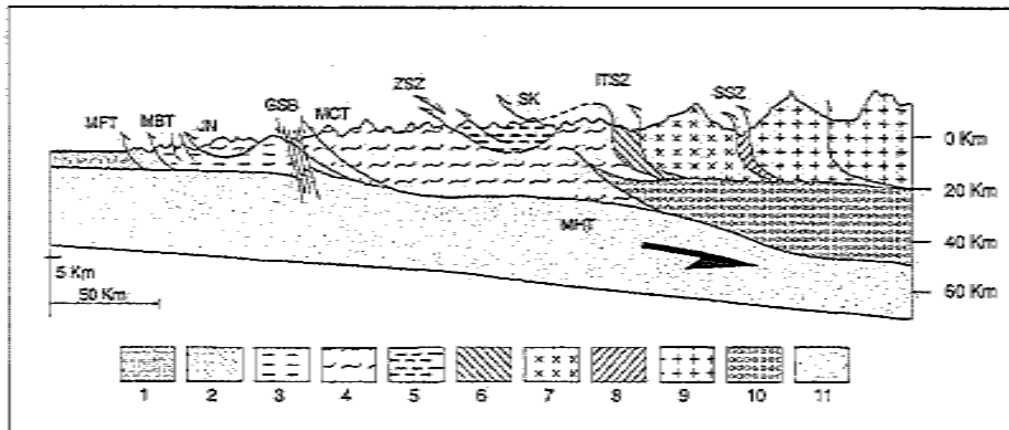
Figure 3.2.1-1 Schematic Geologic Feature of Nepal

詳細なヒマラヤ地域（ネパールの概略位置を追記）の地質構造分布図を Figure 3.2.1-2 に示す。



Source: modified from Crustal architecture of the Himalayan metamorphic front in eastern Nepal, Goscombe et al, 2006, with the approximate outline of Nepal borderline by JICA Study Team)

Figure 3.2.1-2 Geology of the Himalayan Orogen showing Main Tectonostratigraphic Units and Major Structures



1; Indo-Gangetic Plains, 2; Sub-Himalayan Sedimentary Cenozoic Foreland Basin, 3; Lesser Himalayan Jutogh Nappe JN, 4; Higher Himalayan Crystalline Zone Belt & Tso Morar Crystalline, 5; Tethys Sedimentary Zone, Subduction Related Zone, 6; Indus-Tsangpo Suture Zone & Spongtang Klippe, 7; Ladakh Batholith Complex, 8; Shyok Suture Zone, 9; Karakoram Batholith Complex, 10; Partially molten crust, 11; Subducting Indian Crust, MFT; Main Frontal Thrust, MBT; Main Boundary Thrust, MCT; Main Central Thrust, GSB; Garhwal Seismic Belt, ZSZ; Zaskar Shear Zone (Trans-Himadi Shear Zone), MHT; Main Himalayan Thrust

Source: Jain et al, 2002

Figure 3.2.1-3 Geodynamics of Himalayan Tectonic Movement

ヒマラヤの形成は、比較的単純なモデルで説明されている（以下代表的な解釈を述べるが、ヒマラヤに関する多様な解釈を否定するものではない）。例えば、Figure 3.2.1-3 (Jain et al. (2002)) では、ヒマラヤの形成をインド亜大陸のユーラシア大陸への衝突・沈み込みにより説明している。すなわち、白亜紀後期（約 1 億年前）、アフリカ大陸から分離したインド亜大陸の北上が開始され、デカントラップ洪水玄武岩の噴出を経てユーラシア大陸と衝突し、ヒマラヤの隆起に伴った変形、変成、熔融火成岩の貫入を生じさせ、この衝突・沈み込みに伴い地質体の沈み込み境界に MCT、MBT に代表される大規模衝上断層を形成、発達させながら、ヒマラヤ隆起と共にヒマラヤ前面に堆積物供給、河川系を形成し、付随して南部にシワリク盆地等の堆積層を発達させていった。またこの衝突によって、インド亜大陸北方に展開していた Tethys 海と呼ばれる海洋プレート堆積物が縮退していき、最終的にヒマラヤ山系を構成する地質構造体を形成したとする。これらの結果、現在ヒマラヤの（北から順に）以下の地質構造体は以下の成因により形成されたと解釈されている。

- Trans-Himalayan Zone (Tethys Sedimentary Zone) は、先カンブリア後期～白亜紀にかけての Tethys 海の大規模堆積物で、多くの化石を含有している堆積層である。インド亜大陸の衝突による Tethys 海の縮退・付着隆起により形成された。種々の堆積、変形、貫入、変成作用を受けている。Higher Himalaya とは破砕帯 STDF (South Tibetan Detachment Fault または Trans-Himadri shear zone) により区分されるが、本破砕帯 STDF は正断層系であり、エベレスト山頂直下においても露出し、ヒマラヤの隆起に伴いその上部にあった Tethys 堆積岩が北側に重力滑動して形成されたと解釈されている。いわば本破砕帯を境にヒマラヤはいわば北部に滑り落ちていると考えられている。
- ハイヤーヒマラヤ (Higher Himalaya) は、隆起した先カンブリア紀等の結晶質岩体であり、第三紀等に地殻が再熔融・貫入した花崗岩体を取り込んでいる。南端を約 20 Ma に活動開

始したと考えられる衝上断層（MCT）により区分されている。MCT はインド亜大陸の沈み込みに伴い北縁で形成された東西系に連続する大規模断層系である（Figure 3.2.1-2 では Greater Himalayan Sequence、Figure 3.2.1-3 では Higher Himalayan Crystalline Zone Belt と呼称）。

- Lesser Himalaya は、原生代（2,000 Ma 頃）から古生代にかけての古期堆積物を主体として、楕状地固有の先カンブリア時代の結晶質火成岩と高変成岩等を含む幅 60～80 km の構造区である。北端は衝上断層（MCT）によって Higher Himalaya と区切られているが、一部では MCT の沈み込みによって急激に上昇した Higher Himalaya の変成帯がレッサーヒマラヤの上に構造的にかぶさって変成岩ナップを形成している（Figure 3.2.1-2 では Crystalline Allochthons と呼称）、Lesser Himalaya は、南縁を MCT に次いで活動を開始した衝上断層（MBT）によって区分されている。
- Sub-Himalayan Zone は、インドに広く分布するガンジス沖積層（Indo-Ganga Plain）の直北にあり、幅 10～25 km に渡る東西に広く分布する第三紀の新規堆積物である。これはインド亜大陸の衝突によって隆起した北部ヒマラヤから大量に供給された堆積物を起源とする構造体と考えられており広く堆積している。南端を約 10 Ma に活動を開始した衝上断層（HFT）により更に新しいガンジス沖積層と区分されている。
- Indo-Ganga Plain（Terai Plain）は、最も新しい第四紀の新規堆積物を起源とする新規堆積物からなる構造体である。広くインドのガンジス平原からベンガル湾まで堆積している（Figure 3.2.1-2 では India Plate Units、Figure 3.2.1-2 では Indo-Gangetic Plains と呼称）。

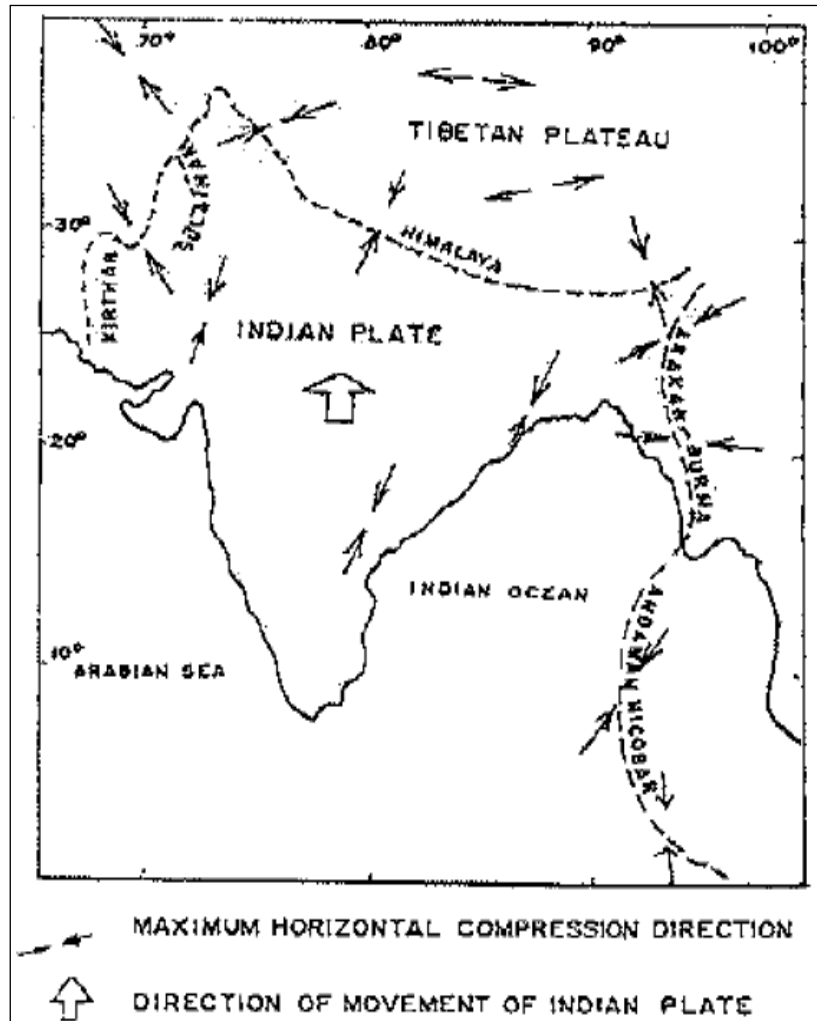
ネパールの地質構造はヒマラヤ全域と同様であり、東西方向に調和的な地質構造体からなる。ネパールの地質構造区を下表にまとめて示す。大局的な地質構造区としては、区分名称の多少の相違はあるものの、やはり概ね北部から順に 5 地質構造区（文献により 4 区分）に分類できる。ネパールは、第三期中期、50 Ma 頃にインド亜大陸の衝突により形成されたヒマラヤ山脈により代表される大規模な造山地帯に位置するため、水力開発有望地点の選定に際しては地質リスクの十分な検討が必要と考えられる。

Table 3.2.1-1 Tectonic Subdivisions of Nepal

<p>テチス堆積物 (Higher Himalaya) or Tibetan-Tethys Zone</p>	<p>インド、ユーラシア大陸衝突により隆起した浅海堆積物（テチス堆積物）からなる区域</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 5 億年超～5,000 万年の堆積物。幅 40 km。 ・ 古生代～古第三紀の頁岩、石灰岩、砂岩等の堆積岩類から構成されている。ヒマラヤ山脈のエベレスト、マナスル、アンナプルナ等の山々は、この地質構造区に属する。
<p>変成岩帯 (Higher Himalaya)</p>	<p>インド亜大陸衝突沈み込みにより形成された広域変成岩からなる区域</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 高压低温変成岩（千枚岩～結晶片岩）～低压高温変成岩（片麻岩）、花崗岩と多様。MCT に近づくほど強い変成作用を被る。 ・ 主に片麻岩、片岩、大理石などの変成岩からなっており、上部には花崗岩類もみられる。 ・ MCT は 5 Ma まで活発に活動しヒマラヤ隆起させたが現在は活動を休止。南部の MBT、HFT が活発化。
<p>レッサーヒマラヤ (Lesser Himalaya)</p>	<p>インド亜大陸の北方延長である古生・中生層等堆積物（～変成岩）からなる区域</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 地層時代は多様で、最古で 6 億年に及ぶ。断層により複雑な構造をなす。幅 60～80 km。（亜大陸の堆積物であるためテチス堆積物よりもはるかに古い） ・ 先カンブリア紀～古第三紀の粘板岩、千枚岩、片岩、珪岩、石灰岩、ドロマイトなどの堆積岩、変成岩からなっており、衝上断層やナップが発達している。
<p>シワリーク堆積物 (Siwaliks, Sub-Himalaya)</p>	<p>隆起したヒマラヤ山脈から運搬された堆積物が堆積して形成した区域</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 最も新しく固結度も相対的に弱い堆積岩。幅 10～25 km（変化あり）。 ・ シワリーク地帯は鮮新世。軟弱。 ・ 一般に北側へ傾斜した新第三紀の堆積岩類により構成されている。この地質構造区の下部はシルト岩、砂岩、泥岩、中部は中～細粒砂岩、上部は礫岩よりなっている。
<p>テライ地域 (Terai Zone)</p>	<p>ネパールの南縁を形成しており、沖積層からなっている。 テライ平野は未固結の第四紀堆積物の地域。</p>

3.2.2 ヒマラヤでの地殻応力分布

地震の発震機構解析からヒマラヤ地域での歪が求められている (Figure 3.2.2-1)。これによるとヒマラヤ前面では NNE-SSW 方向に圧縮を受けており、インドの大半でも同様の方向に圧縮を受けていることがわかる。この圧縮方向は西方のアフガニスタン周辺では N-S~NNW-SSE に転じ、当方のアッサム地域では NE-SW に転じていて、これは現在も続く大陸衝突による圧縮方向を示していると考えられる。



Source: Rajendran et al., 1992

Figure 3.2.2-1 Tectonic Stress Map of the Indian Subcontinent

3.3 地震¹

地震は斜面や氷河を崩壊させ、ダムを崩壊させる可能性があり、水力発電所の構造物、特にダムを設計する上で、評価すべき重要項目の1つである。地震により斜面が崩壊した例は、1999年9月台湾の集集地震など、氷河が崩壊した例は2011年2月のニュージーランドの地震でタスマン氷河が崩壊した例などがある。ダムが崩壊した例は非常に稀だが、2011年3月の東日本大地震でアースダム（高さ18.5 m）が崩壊している²。

3.3.1 地震分布

ネパールの地震分布を Figure 3.3.1-1 に示す。

ネパールでは地震の発生頻度が非常に高い。過去、観測体制整備以来わずか2年半の間に11,000個の地震が観測されたとの分析がある。ネパールでの地震は、東西方向の狭い線状に地震発生帯が分布する傾向が顕著である。この帯（Seismic Belt）は地形的にもハイヒマラヤの前面に一致し、東西にネパールを横断している。この地震はM2～4を主体としている。

この地震帯はほぼ直線状に東経81.5～87度間を幅550 kmに渡り横断し、東経87度以東では不明瞭だが50 kmほど北部に移動、さらに約150 kmほど東方まで連続している。西部では帯は不明瞭だが東経81.5～82.5度間は60 kmほど離間した2本の帯が分布する。東経81.5度以西では一層不明瞭となる。これら地震の分布から東経82度および87度付近に不連続面が存在すると解釈されている。

地震成因は亜大陸衝突による沈み込みによるもので、これらの地震発生深度は線状に規制されている。これら地震の発生面は、沈み込みにより生じた衝上断層沿い（Main Himalayan Thrust、以下MHT）で発生しており、おおむね30 kmより浅く10～30 kmに分布が集中する。この衝上断層は地表前縁でHFT（MFT）と一致しており、地下深部をヒマラヤ～チベットまで連続しインド亜大陸を沈み込ませている低角度断層（いわゆるプレートのスリップに関するデタッチメント断層ないしデコルマ面であり、巨大地震を発生する面となると解釈されている）となっている（Figure 3.2.1-3）。

¹ 本節（3.3）での情報は、Seismotectonics of the Nepal Himalaya from Local seismic network（1999）、Seismic Hazard Map of Nepal（2002）、National Seismological Network & its Contribution in Seismological Research in Nepal Himalaya（2007）に基づく。

² 藤波ダム（福島県須賀川市、阿武隈川水系江花川、堤体積99,000 m³、貯水容量1,504,000 m³、ダム近傍で観測された気象庁震度は6弱）

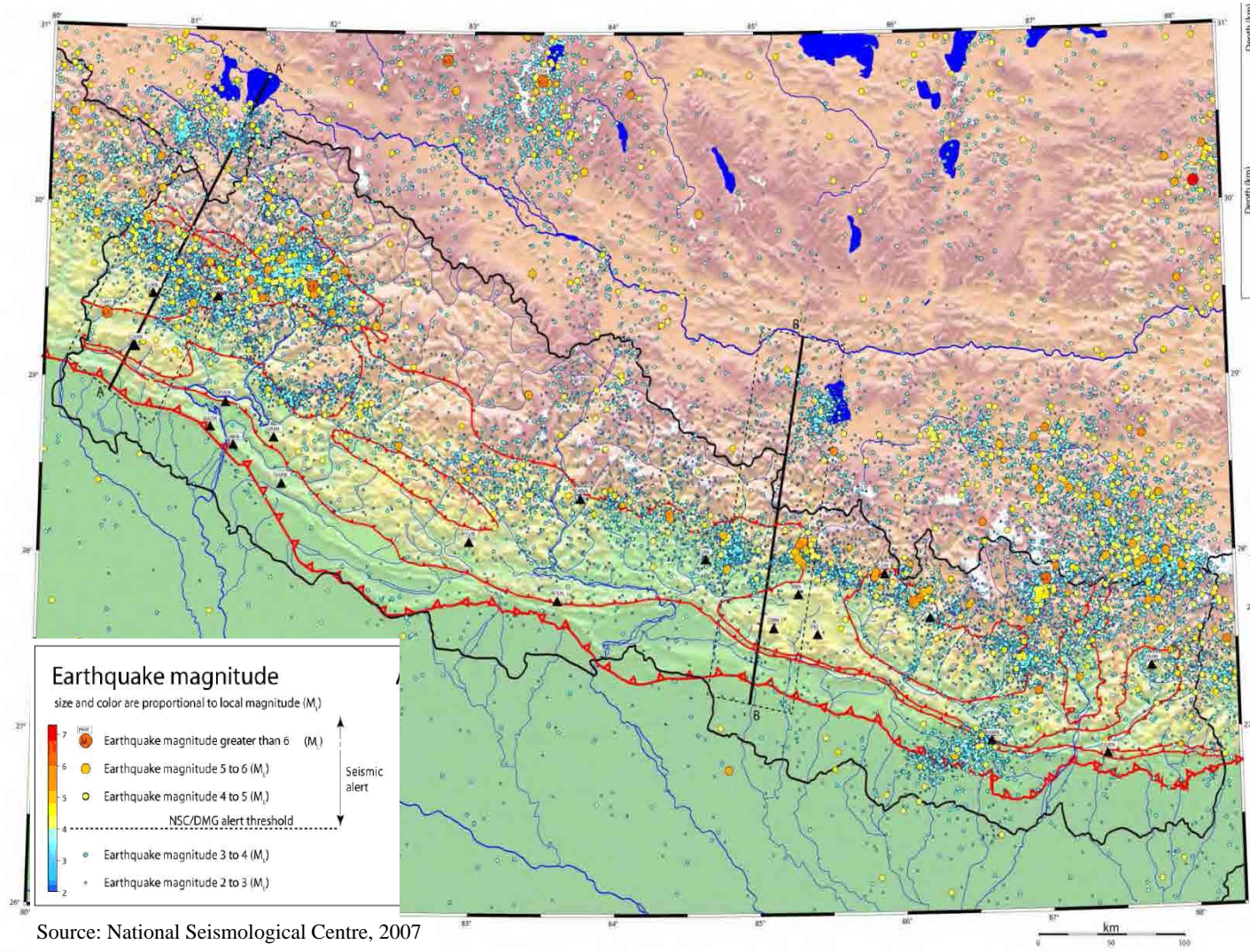


Figure 3.3.1-1 Microseismicity Map of Nepal (1994-2005)

3.3.2 活断層および巨大地震

現在ヒマラヤ地域で最も活動的な活断層はヒマラヤ前面に分布する HFT (MFT) で、第四紀完新世堆積物にみられた変位から HFT (MFT) の活動度 (変位量) は 21.5 ± 2 mm/年との値が求められている。この衝上断層がヒマラヤ地域の巨大地震によって動いたかどうかの確証はないが、この活動や付随する断層運動によって、ヒマラヤの南北への圧縮運動が継続していると考えられている。この HFT (MFT) は前述のようにヒマラヤ地域の深部でも低角衝上断層 (MHT) として連続していると考えられている。そのほかにもネパールには多数の活断層が存在するが、これらは大局的には、大規模衝上断層である MCT、MBT、HFT (MFT)、更には MHT に伴い生じた付随的なものと考えられている。

ネパール周辺で過去に発生した地震を、Table 3.3.2-1、Table 3.3.2-2、ならびに Figure 3.3.2-1 に巨大地震の発生地点を示す。

ネパール近傍では過去 100 年程度をみても $M > 6.0$ 以上の地震は相当数発生している。しかし、ネパールにおいては、巨大地震に関して 1255 年以前の記録は残されておらず、計器による観測も過去 100 年程度しか経過していない。

しかし、インドのアッサムからウッタラカンドまでのネパールを含むヒマラヤ地域で、過去 100 年に 4 回の巨大地震 ($M > 8.0$) を経験している (1951 年チベット地震を含めれば 5 回)。このうち 1934 年の地震はネパール国内で発生しているが、カトマンズの西側からウッタラカンドの間には最低過去 300 年同規模の地震は発生しておらず地震空白域となっている。このことはヒマラヤ地域での潜在的な巨大地震の発生域の可能性があるものと考えられている。

1905 年の Kangra 地震の変位は 3~5 m、1934 年の Bihar 地震は 4.7 m とされることから、HFT (MFT) 変位速度が 21.5 ± 2 mm/年であることより、 $M > 8$ 規模の巨大地震は 130~260 年間隔で発生していると考えられる事も可能である³。

³ Source: Seismotectonics of the Nepal Himalaya from Local Seismic Network, 1999.

Table 3.3.2-1 Major Earthquakes in Regional Areas including Nepal (M > 7.5)

Date	Latitude (deg N)	Longitude (deg E)	Location	Magnitude (Richter's Scale)	Note (Fatalities (Mankind) etc.)
1255			near Kathmandu Valley?	unknown	Deaths: 1/3-1/4 of Kathmandu Valley, historical record
1408			near Kathmandu Valley?	unknown	historical record
1681			unknown	unknown	historical record
1810			unknown	unknown	historical record
1833			50-70km north of Kathmandu Valley	7.8 ^{*1)}	historical record
12th June, 1897	25.90	91.80	Assam, India	8.7	1,600
4th April, 1905	33.00	76.00	Himachal Pradesh (Kangra Valley),	8.6	19,000
12th Dec., 1908	26.50	97.00	Myanmar	7.5	not specified
28th Aug., 1916	30.00	81.00	Far Western Nepal	7.5	not specified
8th July, 1918	24.50	91.00	Assam, India	7.6	not specified
27th Jan., 1931	25.60	96.80	Myanmar	7.5 ^{*2)}	not specified
15th Jan., 1934	26.50	86.50	Bihar-Nepal	8.4	11,000
30th May, 1935	29.50	66.70	Quetta, Pakistan	7.6	30,000
29th July, 1947	28.50	94.00	NE Assam, India	7.9	not specified
15th Aug., 1950	28.50	96.70	Assam, India	8.7	1,526
18th Nov., 1951	30.50	91.00	Tibet	8.5^{*2)}	not specified
17th Aug., 1952	30.50	91.50	Tibet	7.5 ^{*2)}	not specified
8th Oct., 2005	34.43	73.54	Kashmir, India	7.6 ^{*3)}	>74,500
4th April, 2011	29.70	80.75	Far Western Nepal	7.7 ^{*4)}	not specified

Note: Ml (Richter's Scale Magnitude), *1): Mb (body-wave Magnitude), *2): Ms (Surface Magnitude),

*3): Mw (Moment Magnitude), *4): Mwp (broadband moment magnitude)

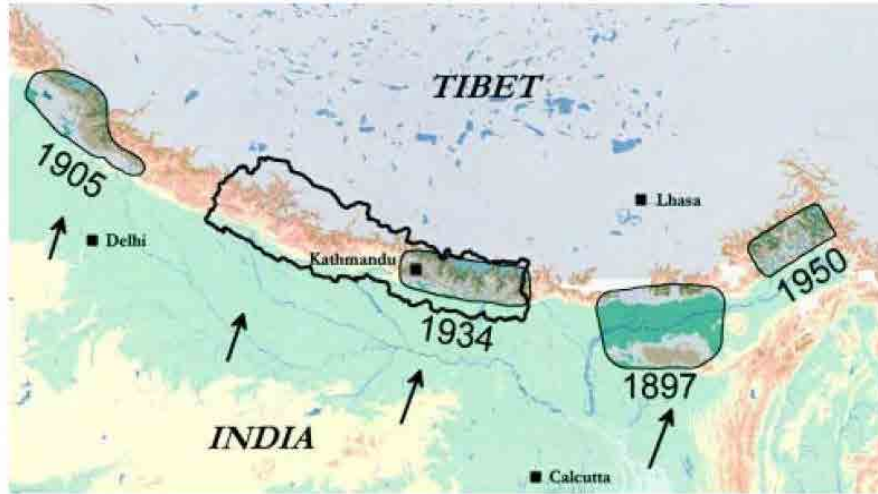
Source: modified from NSC (National Seismological Centre), ISC (International Seismological Center), NEA, etc.

Table 3.3.2-2 Large Earthquakes in Localized Areas around Nepal (M > 6.0)

Date	Latitude (deg N)	Longitude (deg E)	Location	Magnitude
28th Aug., 1916	30.00	81.00	Far Western Nepal	7.5
14th Oct., 1911	31.00	80.50	Tibet (North of Far Western Nepal)	6.8 ⁽¹⁾
6th Mar., 1913	30.00	83.00	Tibet (North of Western Nepal)	6.2 ⁽¹⁾
6th Mar., 1913	30.00	83.00	Tibet (North of Western Nepal)	6.4 ⁽¹⁾
15th Jan., 1934	26.50	86.50	Boundary of Bihar India - Eastern Nepal	8.4
5th Mar., 1935	29.75	80.25	Far Western Nepal	6.0 ⁽¹⁾
21st May, 1935	28.75	89.25	Tibet (North of Eastern Nepal)	6.2 ⁽¹⁾
27th May, 1936	28.50	83.50	Western Central Nepal (Dhaulagiri)	7.0
17th Oct., 1944	31.50	83.50	Tibet (North of Western Nepal)	6.8 ⁽¹⁾
29th Oct., 1944	31.50	83.50	Tibet (North of Western Nepal)	6.8 ⁽¹⁾
4th Oct., 1944	30.00	80.00	Uttarakhand, India (West of Nepal)	7.0 ⁽²⁾
4th Sep., 1954	28.30	83.80	Western Central Nepal	6.5 ⁽²⁾
14th April, 1957	30.64	84.21	Tibet (North of Central Nepal)	6.5 ⁽²⁾
28th Oct., 1958	30.61	84.47	Tibet (North of Central Nepal)	6.6 ⁽²⁾
28th Dec., 1958	30.01	79.94	Uttarakhand, India (West of Nepal)	6.3 ⁽²⁾
27th Mar., 1964	27.13	89.36	Bhutan	6.3 ⁽³⁾
26th Sep., 1964	29.96	80.46	Uttarakhand, India (West of Nepal)	6.2 ⁽³⁾
12th Jan., 1965	27.40	87.84	Eastern Nepal	6.1 ⁽³⁾
6th Mar., 1966	31.49	80.50	Tibet (North of Far Western Nepal)	6.5 ⁽²⁾
27th June, 1966	29.62	80.83	Far Western Nepal	6.5 ⁽²⁾
27th June, 1966	29.71	80.89	Far Western Nepal	6.5 ⁽²⁾
27th June, 1966	29.60	80.80	Far Western Nepal	6.0
15th Aug., 1966	28.67	78.93	Uttarakhand, India (West of Nepal)	6.2 ⁽²⁾
16th Dec., 1966	29.62	80.79	Far Western Nepal	6.2 ⁽²⁾
11th Feb., 1969	28.10	82.70	Western Central Nepal	6.2 ⁽²⁾
20th May, 1979	29.93	80.27	Uttarakhand, India (West of Nepal)	6.0 ⁽³⁾
29th July, 1980	29.60	81.10	Far Western Nepal	6.1
23rd Jan., 1982	31.68	82.28	Tibet (North of Mid Western Nepal)	7.0 ⁽¹⁾
23rd Jan., 1982	31.56	82.21	Tibet (North of Mid Western Nepal)	6.0 ⁽¹⁾
10th Jan., 1986	28.65	86.56	Tibet (North of Central Nepal)	6.1 ⁽¹⁾
9th Aug., 1987	29.47	83.74	Tibet (North of Western Central Nepal)	6.3 ⁽¹⁾
20th Aug., 1988	26.72	86.63	Eastern Nepal	6.8 ⁽¹⁾
9th Jan., 1990	28.15	88.11	Tibet (North of Eastern Nepal)	6.4 ⁽¹⁾
19th Oct., 1991	30.77	78.79	Tibet (North of Far Western Nepal)	7.0 ⁽¹⁾
9th Dec., 1991	29.51	81.61	Mid Western Nepal	6.2 ⁽³⁾
20th Mar., 1993	29.03	87.33	Tibet (North of Eastern Nepal)	6.4 ⁽¹⁾
3rd Sep., 1998	27.86	86.95	Eastern Nepal	6.1 ⁽¹⁾
28th Mar., 1999	30.50	79.26	Uttarakhand, India (West of Nepal)	6.5
16th July, 2001	28.15	84.87	Tibet (North of Central Nepal)	6.0
27th Nov., 2001	29.69	81.72	Mid Western Nepal	6.1
27th Nov., 2001	29.64	81.70	Mid Western Nepal	6.1
4th June, 2002	30.71	81.34	Tibet (North of Far Western Nepal)	6.0
11th July, 2004	30.72	83.67	Tibet (North of Western Central Nepal)	6.6 ⁽¹⁾
26th Oct., 2004	31.04	81.08	Tibet (North of Far Western Nepal)	6.3
7th April, 2005	30.52	83.66	Tibet (North of Western Central Nepal)	6.8
14th Feb., 2006	27.39	88.42	Sikkim, India (East of Nepal)	6.0
25th Aug., 2008	31.06	83.65	Tibet (North of Western Central Nepal)	6.9 ⁽¹⁾
25th Aug., 2008	30.74	83.36	Tibet (North of Western Central Nepal)	6.4 ⁽¹⁾
25th Sep., 2008	30.84	83.59	Tibet (North of Western Central Nepal)	6.3
8th Dec., 2008	29.99	82.09	Mid Western Nepal	6.4
24th July, 2009	31.17	85.96	Tibet (North of Central Nepal)	6.0
20th Nov., 2009	30.73	83.43	Tibet (North of Western Central Nepal)	6.2 ⁽³⁾
18th Jan., 2011	27.80	88.20	Sikkim, India (East of Nepal)	6.4 ⁽⁴⁾
13th Feb., 2011	27.35	86.96	Eastern Nepal	6.2 ⁽³⁾
4th April, 2011	29.92	80.54	Uttarakhand, India (West of Nepal)	7.7 ⁽⁴⁾
18th Sep., 2011	27.78	88.32	Sikkim, India (East of Nepal)	6.8

Note: Ml (Richter's Scale Magnitude), *1): Ms (Surface Magnitude), *2): M (unidentified Magnitude), *3): Mb (body-wave Magnitude)

Source: modified from NSC (National Seismological Centre), ISC (International Seismological Center), NEA etc.



Source: Seismotectonics of the Nepal Himalaya from a local seismic network, 1999.

Figure 3.3.2-1 Distribution of Large Earthquakes and Probable Rupture Zones around Nepal

3.3.3 地震ハザードマップ

ネパールでは、2002年に National Seismological Centre (NSC) により地震ハザードマップとして地震加速度マップが作成されている (Figure 3.3.3-1)。



Source: M.R. Pandey, et. al., 2002

Figure 3.3.3-1 Seismic Hazard Map (2002)

前述のように、ヒマラヤ地域の大規模地震の発生は、インド亜大陸の衝突によって深部に発達した低角度の逆断層面（デタッチメント断層、MHT）に伴うとの考えが提唱されている。このMHT断層は地表部ではサブヒマラヤ前面境界のHFT（MFT）として出現するが、深部ではハイヒマラヤ～チベットまで延伸している（Figure 3.2.1-3）。また、地震震源分布から、ハイヒマラヤ前面で発生する微小地震はこの断層面沿いに集中し、ほぼネパール内のヒマラヤ全域にわたり帯状に分布することが明らかにされている（Seismic Belt）。ハイヒマラヤ前面では幅 50 km にわたる地形的特長（隆起）が連続しており、地震発生帯と調和している。

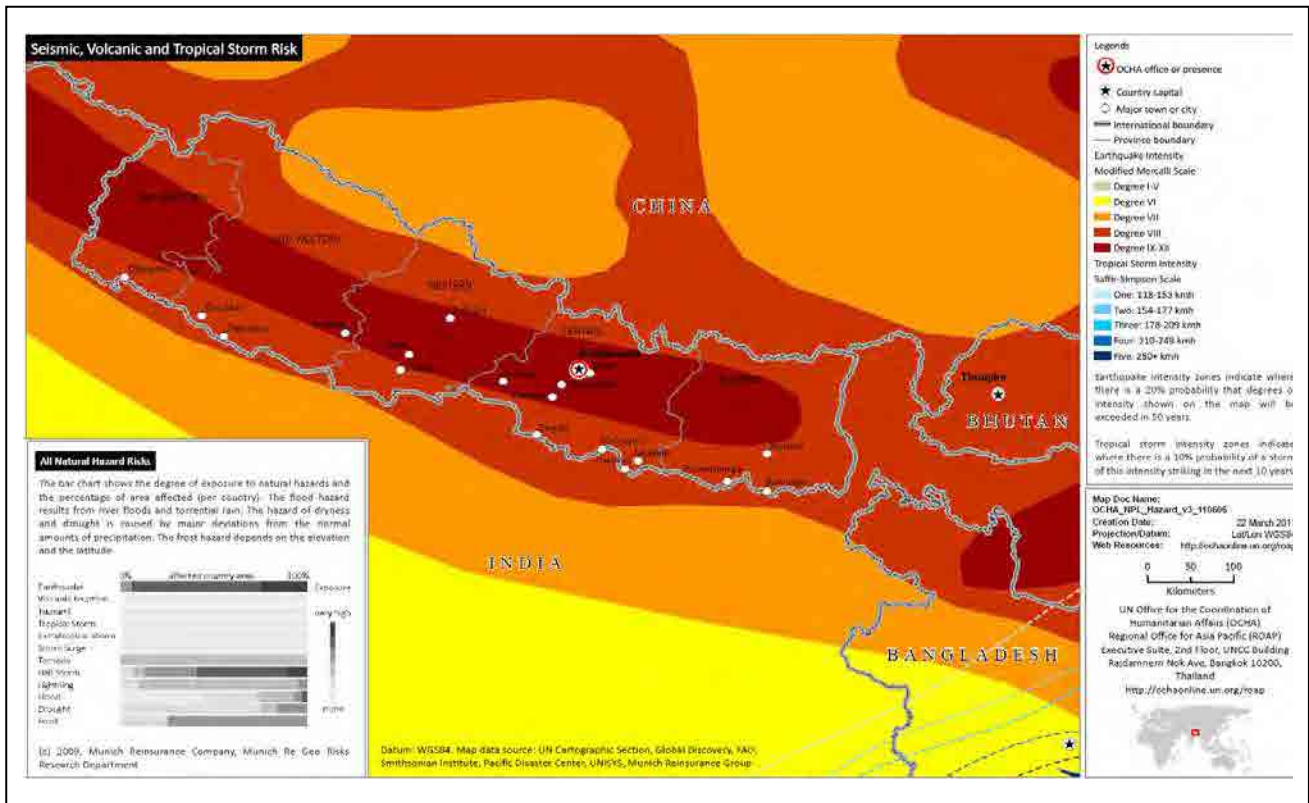
地震ハザードマップを作成するに際して、下記の2つの地震発生機構の前提を置いている。

- 深部低角度逆断層（低角度でスリップするデタッチメント断層面）に沿う巨大地震。この断層面に沿う地震頻度は、確たる実証記録はないが、1934年の巨大地震（M8.3）での変位が3.6～12 m⁴であることから、MHTの変位速度を20 mm/年と仮定して発生頻度1回/500年と設定している。
- 地震発生帯で帯状に生じる地震。これは地震発生頻度からM5地震は1回/年の頻度で生じると設定。

以上の仮定により、ネパール全域の水平地震加速度コンターマップが作成されている。

2002年以降、至近年では、国際連合によりネパールの地震ハザードマップが作成されている（Figure 3.3.3-2）。これは今後50年間に当該震度（MM階）が発生する地域を区分したものとされている。Figure 3.3.3-1と大局的に同様の結果を示している（ただし、本図では詳細な解析手法を確認できなかったことから後述する地震評価には本マップは使用せず、参考に留めた）。

⁴ Source: Seismic Hazard Map of Nepal, 2002. 上記 3.3.2 と変位量記載が異なる。



Source: Nepal: natural hazard risks, United Nations, 2011

Figure 3.3.3-2 Seismic Hazard Map (2011)

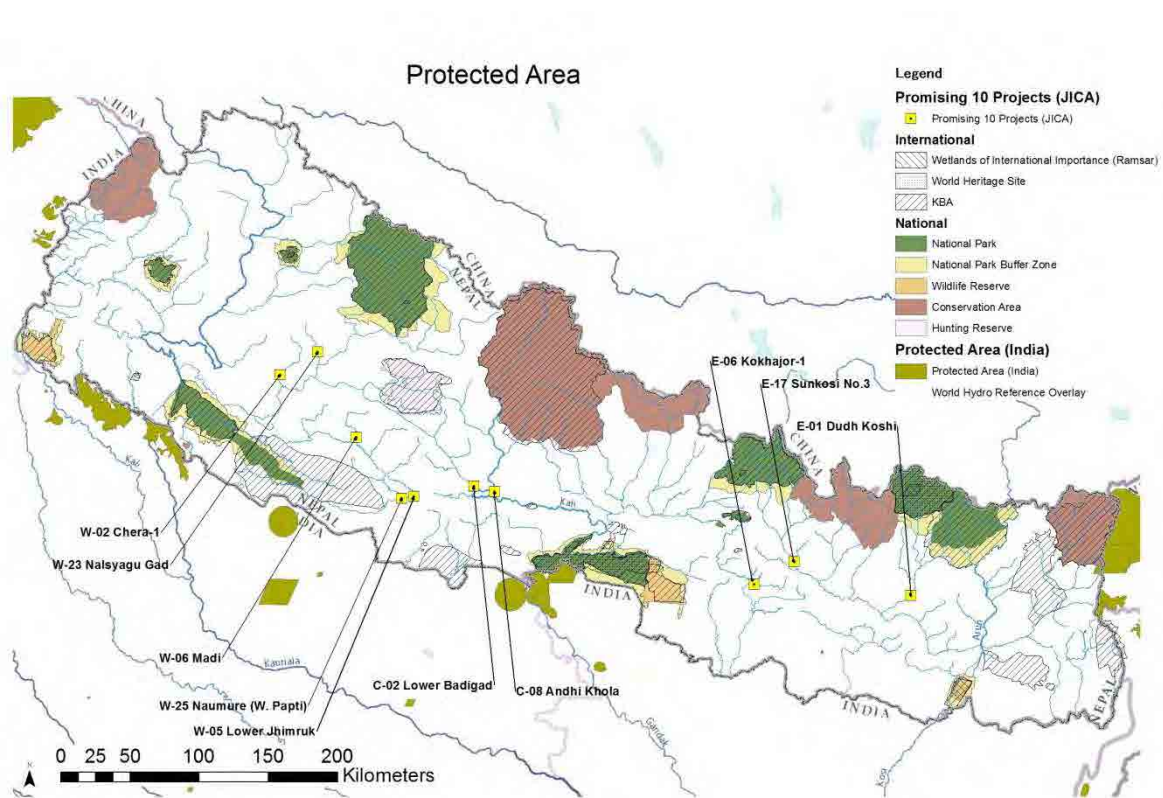
第4章

自然および社会環境

第 4 章 自然および社会環境

4.1 自然保護区

ネパールには、World Heritage、Ramsal 登録湿地、生物多様性重要地域¹（KBA）など国際的な保護区のほか、国立公園、野生生物保護区、ハンティングリザーブ、保護区、国立公園および野生生物保護区のバッファゾーンなど、National Park and Wild Conservation Act 2029（1973）によって指定されたネパール国の保護区が存在する（Figure 4.1-1、Table 4.1-1、Table 4-1-2、Table 4.1-3 参照）。ネパールの保護区は、開発に先立ち許可を得る必要があるほか、水力開発を行う場合は維持流量などの制限がある。水力開発の影響を受けるものは、主にプロジェクトの下流に位置する保護区であり、Kankaimai 川、Rapti 川、Babai 川下流の Bardia National Park、Gandaki 川下流の Chitwan National Park、Koshi 川下流の Koshi Tappu Wildlife Reserve などがそれに相当する。



Source: Ministry of Forests and Soil Conservation (2013), World Database of Protected Area (2011)

Figure 4.1-1 National Parks and World Heritage Sites

¹ Key biodiversity areas are places of international importance for the conservation of biodiversity through protected areas and other governance mechanisms. They are identified nationally using simple, standard criteria, based on their importance in maintaining species populations. As the building blocks for designing the ecosystem approach and maintaining effective ecological networks, key biodiversity areas are the starting point for conservation planning at landscape level. Governments, intergovernmental organizations, NGOs, the private sector, and other stakeholders can use key biodiversity areas as a tool for identifying national networks of internationally important sites for conservation. (Source: IUCN)

Table 4.1-1 National Protected Area in Nepal

<i>Designation Type</i>	<i>Name</i>	<i>Designated Year</i>
National Park	Langtang NP	1976
	Sagarmatha NP	1976
	Chitwan NP	1973
	Rara NP	1976
	Bardiya NP	1984
	Shey Phoksundo NP	1984
	Khaptad NP	1984
	Shivapuri Nagarjun NP	2002
	Makalu Barun NP	1991
	Banke NP	2010
National Park - Buffer Zone	Chitwan NP BZ	1999
	Bardiya NP BZ	1996
	Sagarmatha NP BZ	2002
	Rara NP BZ	2006
	Langtang NP BZ	1998
	Makalu Barun NP BZ	1999
	Khaptad NP BZ	2006
	Shey Phoksundo NP BZ	1998
	Banke NP BZ	2010
Wildlife Reserve	Shuklaphanta WR	1976
	Koshi Tappu WR	1976
	Parsa WR	1984
Wildlife Reserve- Buffer Zone	Parsa WR BZ	2005
	Koshi Tappu WR BZ	2004
	Shuklaphanta WR BZ	2004
Conservation Area	Annapurna CA	1992
	Kanchanjunga CA	1997
	Manasalu CA	1998
	Krishnasar CA	2009
	Gaurishankar CA	2010
	Api Nampa CA	2010
Hunting Reserve	Dhorpatan HR	1987

Table 4.1-2 International Protected Area in Nepal

<i>Designation Type</i>	<i>Name</i>	<i>Status</i>	<i>Year</i>
World Heritage Site	Sagarmatha National Park	Inscribed	1979
	Chitwan National Park	Inscribed	1984
Wetlands of International Importance (Ramsar)	Koshi Tappu	Designated	1987
	Gokyo and associated lakes	Designated	2007
	Gosaikunda and associated lakes	Designated	2007
	Phoksundo Lake	Designated	2007
	Rara Lake	Designated	2007
	Mai Pokhari	Designated	2008
	Beeshazar and associated lakes	Designated	2003
	Ghodaghodi Lake Area	Designated	2003
	Jagadishpur Reservoir	Designated	2003

Table 4.1-3 Key Biodiversity Area in Nepal

<i>Name</i>	<i>Area (km²)</i>	<i>Source</i>
Shivapuri National Park	91.4	KBA data supplied by Jack Tordoff, BirdLife International
Bardia National Park	912.5	KBA data supplied by Jack Tordoff, BirdLife International
Dharan forests	771.4	KBA data supplied by Jack Tordoff, BirdLife International
Kanchenjunga Conservation Area	1,749.7	KBA data supplied by Jack Tordoff, BirdLife International
Langtang National Park	1,536.9	KBA data supplied by Jack Tordoff, BirdLife International
Sagarmatha National Park	1,130.0	KBA data supplied by Jack Tordoff, BirdLife International
Makalu Barun National Park	2,354.4	KBA data supplied by Jack Tordoff, BirdLife International
Annapurna Conservation Area	7,414.6	KBA data supplied by Jack Tordoff, BirdLife International
Chitwan National Park	1,184.3	WDPA 2009 - Latest Info: Official Agency reply (Dept. of National Parks and Wildlife Conservation - government focal point) received via D. Joshi (IUCN Nepal) for the UN List 2003 request, June 2003
Sukla Phanta Wildlife Reserve	370.8	WDPA 2009 - Latest Info: Official Agency reply (Dept. of National Parks and Wildlife Conservation - government focal point) received via D. Joshi (IUCN Nepal) for the UN List 2003 request, June 2003
Shey-Phoksundo National Park	3,649.1	WDPA 2009 - Latest Info: Official Agency reply (Dept. of National Parks and Wildlife Conservation - government focal point) received via D. Joshi (IUCN Nepal) for the UN List 2003 request, June 2003
Khaptad National Park	234.3	WDPA 2009 - Latest Info: Official Agency reply (Dept. of National Parks and Wildlife Conservation - government focal point) received via D. Joshi (IUCN Nepal) for the UN List 2003 request, June 2003.
Dhorpatan Hunting Reserve	1,320.2	WDPA 2009 - Latest Info: Official Agency reply (Dept. of National Parks and Wildlife Conservation - gov. focal point) received via D. Joshi (IUCN Nepal) for the UN List 2003 request, June 2003 & Dhorpatan HR Website, accessed 3/08/2004.
Parsa Wildlife Reserve	478.4	WDPA 2009 - Latest Info: Official Agency reply (Dept. of National Parks and Wildlife Conservation - government focal point) received via D. Joshi (IUCN Nepal) for the UN List 2003 request, June 2003
Tamur valley and Watershed	1,339.7	KBA data supplied by Jack Tordoff, BirdLife International
Mai Valley forests	579.1	KBA data supplied by Jack Tordoff, BirdLife International
Nawalparasi forests	59.0	Based on feedback from Partner, IBA Directory and Google Earth
Rara National Park	116.8	Based on feedback from Partner, IBA Directory and Google Earth
Ghodaghodi Lake	11.0	Based on feedback from Partner, IBA Directory and Google Earth
Rampur valley	27.9	Based on feedback from Partner, IBA Directory and Google Earth
Phulchowki Mountain forests	11.5	Based on feedback from Partner, IBA Directory and Google Earth
Barandabhar forests and wetlands	168.3	Based on feedback from Partner, IBA Directory and Google Earth
Dang Deukhuri foothill forests and west Rapti wetlands	3,502.0	Based on feedback from Partner, IBA Directory and Google Earth
Farmlands in Lumbini area	733.9	Based on feedback from Partner, IBA Directory and Google Earth
Jagdishpur Reservoir	4.6	Based on feedback from Partner, IBA Directory and Google Earth
Urlabari forest groves	22.1	Based on feedback from Partner, IBA Directory and Google Earth
Koshi Tappu Wildlife Reserve and Koshi Barrage	217.4	Based on feedback from Partner, IBA Directory and Google Earth

Source: Integrated Biodiversity Assessment Tool (2012), etc.

4.2 希少生物

ネパール国内には、IUCN (International Union for Conservation of Nature: 国際自然保護連合) レッドリストの VU (Vulnerable、絶滅危惧 II 類) ランク以上の種が 88 種掲載されており (Table 4.2-1 参照)、そのうち幾つかの種類は概ねの分布域が判明している。また、ネパールの国立公園と野生生物保護法 (1973) では、39 種の保護生物が示されている。

Table 4.2-1 IUCN Red-List Species and Protected Wildlife in Nepal

PLANTAE (植物界)

Family	Genus	Species	Common names (Eng.)	Status
SCAPANIACEAE	<i>Andrewsianthus</i>	<i>ferrugineus</i>		EN
SOLENOSTOMATAACEAE	<i>Diplocolea</i>	<i>sikkimensis</i>		EN
TAKAKIACEAE	<i>Takakia</i>	<i>ceratophylla</i>		VU
SOLENOSTOMATAACEAE	<i>Scaphophyllum</i>	<i>speciosum</i>		VU
CYCADACEAE	<i>Cycas</i>	<i>pectinata</i>		VU
LEGUMINOSAE	<i>Dalbergia</i>	<i>latifolia</i>	Bombay Blackwood, Indian Rosewood, Indonesian Rosewood, Malabar Rosewood	VU
ULMACEAE	<i>Ulmus</i>	<i>wallichiana</i>		VU

MAMMALIA (哺乳綱)

Family	Genus	Species	Common names (Eng.)	Status	GON
SUIDAE	<i>Porcula</i>	<i>salvania</i>	Pygmy Hog	CR	
MURIDAE	<i>Apodemus</i>	<i>gurkha</i>	Himalayan Wood Mouse, Himalayan Field Mouse	EN	
CERVIDAE	<i>Axis</i>	<i>porcinus</i>	Hog Deer, Indochinese Hog Deer, Thai Hog Deer	EN	
BOVIDAE	<i>Bubalus</i>	<i>arnee</i>	Asian Buffalo, Asiatic Buffalo, Indian Buffalo, Indian Water Buffalo, Water Buffalo, Wild Asian Buffalo, Wild Water Buffalo	EN	x
LEPORIDAE	<i>Caprolagus</i>	<i>hispidus</i>	Hispid Hare, Assam Rabbit	EN	x
CANIDAE	<i>Cuon</i>	<i>alpinus</i>	Dhole, Asiatic Wild Dog, Indian Wild Dog, Red Dog	EN	
ELEPHANTIDAE	<i>Elephas</i>	<i>maximus</i>	Asian Elephant, Indian Elephant	EN	x
MANIDAE	<i>Manis</i>	<i>pentadactyla</i>	Chinese Pangolin	EN	x
MOSCHIDAE	<i>Moschus</i>	<i>chrysogaster</i>	Alpine Musk Deer, Himalayan Musk Deer	EN	x
MOSCHIDAE	<i>Moschus</i>	<i>fuscus</i>	Black Musk Deer, Dusky Musk Deer	EN	
MOSCHIDAE	<i>Moschus</i>	<i>leucogaster</i>	Himalayan Muskdeer, Himalayan Musk-deer, Himalayan Musk Deer	EN	
FELIDAE	<i>Panthera</i>	<i>tigris</i>	Tiger	EN	x
FELIDAE	<i>Panthera</i>	<i>uncia</i>	Snow Leopard, Ounce	EN	x
BOVIDAE	<i>Pantholops</i>	<i>hodgsonii</i>	Chiru, Tibetan Antelope	EN	x
PLATANISTIDAE	<i>Platanista</i>	<i>gangetica</i>	South Asian River Dolphin, Blind River Dolphin, Ganges Dolphin, Ganges River Dolphin, Ganges Susu, Indus River Dolphin	EN	x
FELIDAE	<i>Prionailurus</i>	<i>viverrinus</i>	Fishing Cat	EN	
AILURIDAE	<i>Ailurus</i>	<i>fulgens</i>	Red Panda, Lesser Panda, Red Cat-bear	VU	x

Family	Genus	Species	Common names (Eng.)	Status	GON
MUSTELIDAE	<i>Aonyx</i>	<i>cinerea</i>	Asian Small-clawed Otter, Oriental Small-clawed Otter, Small-clawed Otter	VU	
VIVERRIDAE	<i>Arctictis</i>	<i>binturong</i>	Binturong, Bearcat, Palawan Binturong	VU	
BOVIDAE	<i>Bos</i>	<i>gaurus</i>	Gaur, Indian Bison	VU	x
BOVIDAE	<i>Bos</i>	<i>mutus</i>	Wild Yak, Yak	VU	x
MUSTELIDAE	<i>Lutrogale</i>	<i>perspicillata</i>	Smooth-coated Otter, Indian Smooth-coated Otter	VU	
URSIDAE	<i>Melursus</i>	<i>ursinus</i>	Sloth Bear	VU	
VESPERTILIONIDAE	<i>Myotis</i>	<i>sicarius</i>	Mandelli's Mouse-eared Myotis, Mandelli's Mouse-eared Bat	VU	
FELIDAE	<i>Neofelis</i>	<i>nebulosa</i>	Clouded Leopard	VU	x
FELIDAE	<i>Pardofelis</i>	<i>marmorata</i>	Marbled Cat	VU	
RHINOCEROTIDAE	<i>Rhinoceros</i>	<i>unicornis</i>	Greater One-horned Rhino, Great Indian Rhinoceros, Indian Rhinoceros	VU	x
CERVIDAE	<i>Rucervus</i>	<i>duvaucelii</i>	Barasingha, Swamp Deer	VU	
CERVIDAE	<i>Rusa</i>	<i>unicolor</i>	Sambar, Sambar Deer	VU	
BOVIDAE	<i>Tetracerus</i>	<i>quadricornis</i>	Four-horned Antelope, Chousingha	VU	x
URSIDAE	<i>Ursus</i>	<i>thibetanus</i>	Asiatic Black Bear, Himalayan Black Bear	VU	
BOVIDAE	<i>Capricornis</i>	<i>thar</i>	Himalayan Serow	NT	
BOVIDAE	<i>Hemitragus</i>	<i>jemlahicus</i>	Himalayan Tahr	NT	
HYAENIDAE	<i>Hyaena</i>	<i>hyaena</i>	Striped Hyaena	NT	x
MUSTELIDAE	<i>Lutra</i>	<i>lutra</i>	Eurasian Otter, Common Otter, European Otter, European River Otter, Old World Otter	NT	
CERCOPITHECIDAE	<i>Macaca</i>	<i>assamensis</i>	Assam Macaque, Assamese Macaque	NT	x
BOVIDAE	<i>Naemorhedus</i>	<i>goral</i>	Himalayan Goral, Goral	NT	
BOVIDAE	<i>Ovis</i>	<i>ammon</i>	Argali, Wild Sheep	NT	x
FELIDAE	<i>Panthera</i>	<i>pardus</i>	Leopard	NT	
SCIURIDAE	<i>Petaurista</i>	<i>nobilis</i>	Bhutan Giant Flying Squirrel, Grays Giant Flying Squirrel, Noble Giant Flying Squirrel	NT	
SCIURIDAE	<i>Ratufa</i>	<i>bicolor</i>	Black Giant Squirrel, Malayan Giant Squirrel	NT	
CERCOPITHECIDAE	<i>Semnopithecus</i>	<i>hector</i>	Tarai Gray Langur, Gray Langur, Hanuman Langur, Lesser Hill Langur, Tarai Sacred Langur	NT	
VIVERRIDAE	<i>Viverra</i>	<i>zibetha</i>	Large Indian Civet	NT	
Cervidae	<i>Cervus</i>	<i>duvaucelii</i>	Swamp Deer		x
Felidae	<i>Lynx</i>	<i>lynx</i>	Lynx		x
MANIDAE	<i>Manis</i>	<i>crassicaudata</i>	Pangolin		x
Canidae	<i>Canis</i>	<i>lupus</i>	Gray Wolf		x
Viverridae	<i>Prionodon</i>	<i>pardicolor</i>	Lingsang		x
FELIDAE	<i>Prionailurus</i>	<i>bengalensis</i>	Leopard Cat		x
Suidae	<i>Sus</i>	<i>salvanus</i>	Pygmy Hog		x
URSIDAE	<i>Ursus</i>	<i>arctos</i>	Himalayan Brown Bear		x

AVES (鳥綱)

Family	Genus	Species	Common names (Eng.)	Status	GON
ARDEIDAE	<i>Ardea</i>	<i>insignis</i>	White-bellied Heron, Imperial Heron	CR	
ACCIPITRIDAE	<i>Gyps</i>	<i>bengalensis</i>	White-rumped Vulture, Asian White-backed Vulture, Oriental White-backed Vulture, White-backed Vulture	CR	
ACCIPITRIDAE	<i>Gyps</i>	<i>tenuirostris</i>	Slender-billed Vulture	CR	
OTIDIDAE	<i>Houbaropsis</i>	<i>bengalensis</i>	Bengal Florican, Bengal Bustard	CR	x
ACCIPITRIDAE	<i>Sarcogyps</i>	<i>calvus</i>	Red-headed Vulture, Indian Black Vulture, Pondicherry Vulture	CR	
ANATIDAE	<i>Rhodonessa</i>	<i>caryophyllacea</i>	Pink-headed Duck	CR	
ACCIPITRIDAE	<i>Neophron</i>	<i>percnopterus</i>	Egyptian Vulture, Egyptian Eagle	EN	
CICONIIDAE	<i>Leptoptilos</i>	<i>dubius</i>	Greater Adjutant	EN	
OTIDIDAE	<i>Sypheotides</i>	<i>indicus</i>	Lesser Florican, Likh	EN	
ACCIPITRIDAE	<i>Aquila</i>	<i>clanga</i>	Greater Spotted Eagle, Spotted Eagle	VU	
ACCIPITRIDAE	<i>Aquila</i>	<i>hastata</i>	Indian Spotted Eagle	VU	
ACCIPITRIDAE	<i>Aquila</i>	<i>heliaca</i>	Eastern Imperial Eagle, Asian Imperial Eagle, Imperial Eagle	VU	
PHASIANIDAE	<i>Catreus</i>	<i>wallichi</i>	Cheer Pheasant, Chir Pheasant, Wallich's Pheasant	VU	x
SYLVIIDAE	<i>Chaetornis</i>	<i>striata</i>	Bristled Grassbird	VU	
OTIDIDAE	<i>Chlamydotis</i>	<i>undulata</i>	Houbara Bustard, Houbara	VU	
TIMALIIDAE	<i>Chrysomma</i>	<i>altirostre</i>	Jerdon's Babbler	VU	
EMBERIZIDAE	<i>Emberiza</i>	<i>aureola</i>	Yellow-breasted Bunting	VU	
FALCONIDAE	<i>Falco</i>	<i>cherrug</i>	Saker Falcon, Saker	VU	
FALCONIDAE	<i>Falco</i>	<i>naumanni</i>	Lesser Kestrel	VU	
MUSCICAPIDAE	<i>Ficedula</i>	<i>subrubra</i>	Kashmir Flycatcher	VU	
PHASIANIDAE	<i>Francolinus</i>	<i>gularis</i>	Swamp Francolin	VU	
SCOLOPACIDAE	<i>Gallinago</i>	<i>nemoricola</i>	Wood Snipe	VU	
GRUIDAE	<i>Grus</i>	<i>antigone</i>	Sarus Crane	VU	x
ACCIPITRIDAE	<i>Haliaeetus</i>	<i>leucoryphus</i>	Pallas's Fish-eagle, Band-tailed Fish-eagle, Pallas's Fish Eagle, Pallas's Sea-eagle	VU	
CICONIIDAE	<i>Leptoptilos</i>	<i>javanicus</i>	Lesser Adjutant	VU	
PICIDAE	<i>Mulleripicus</i>	<i>pulverulentus</i>	Great Slaty Woodpecker	VU	
PLOCEIDAE	<i>Ploceus</i>	<i>megarhynchus</i>	Yellow Weaver, Finn's Baya Weaver, Finn's Weaver, Himalayan Weaver	VU	
CISTICOLIDAE	<i>Prinia</i>	<i>cinereocapilla</i>	Grey-crowned Prinia	VU	
LARIDAE	<i>Rynchops</i>	<i>albicollis</i>	Indian Skimmer	VU	
MUSCICAPIDAE	<i>Saxicola</i>	<i>insignis</i>	White-throated Bushchat, Hodgson's Bushchat, White-throated Bush Chat	VU	
TIMALIIDAE	<i>Turdoides</i>	<i>longirostris</i>	Slender-billed Babbler	VU	

Family	Genus	Species	Common names (Eng.)	Status	GON
ANATIDAE	<i>Anas</i>	<i>falcata</i>	Falcated Duck, Falcated Teal	NT	
ANHINGIDAE	<i>Anhinga</i>	<i>melanogaster</i>	Oriental Darter, Darter	NT	
ANATIDAE	<i>Aythya</i>	<i>nyroca</i>	Ferruginous Duck, Ferruginous Pochard, White-eyed Pochard	NT	
BUCEROTIDAE	<i>Buceros</i>	<i>bicornis</i>	Great Hornbill	NT	x
ACCIPITRIDAE	<i>Circus</i>	<i>macrourus</i>	Pallid Harrier, Pale Harrier	NT	
CICONIIDAE	<i>Ephippiorhynchus</i>	<i>asiaticus</i>	Black-necked Stork	NT	
FALCONIDAE	<i>Falco</i>	<i>jugger</i>	Laggar Falcon	NT	
SYLVIIDAE	<i>Graminicola</i>	<i>bengalensis</i>	Rufous-rumped Grassbird	NT	
ACCIPITRIDAE	<i>Ichthyophaga</i>	<i>humilis</i>	Lesser Fish-eagle, Lesser Fish Eagle, Lesser Fishing Eagle	NT	
ACCIPITRIDAE	<i>Ichthyophaga</i>	<i>ichthyaetus</i>	Grey-headed Fish-eagle, Grey-headed Fish Eagle, Grey-headed Fishing Eagle	NT	
INDICATORIDAE	<i>Indicator</i>	<i>xanthonotus</i>	Yellow-rumped Honeyguide	NT	
SCOLOPACIDAE	<i>Limosa</i>	<i>limosa</i>	Black-tailed Godwit	NT	
CICONIIDAE	<i>Mycteria</i>	<i>leucocephala</i>	Painted Stork	NT	
SCOLOPACIDAE	<i>Numenius</i>	<i>arquata</i>	Eurasian Curlew, Curlew		
PELECANIDAE	<i>Pelecanus</i>	<i>philippensis</i>	Spot-billed Pelican, Grey Pelican	NT	
SYLVIIDAE	<i>Phylloscopus</i>	<i>tytleri</i>	Tytler's Leaf-warbler, Tytler's Leaf Warbler	NT	
TIMALIIDAE	<i>Spelaeoris</i>	<i>caudatus</i>	Rufous-throated Wren-babbler, Short-tailed Wren-babbler, Tailed Wren-babbler	NT	
TIMALIIDAE	<i>Sphenocichla</i>	<i>humei</i>	Blackish-breasted Babbler	NT	
LARIDAE	<i>Sterna</i>	<i>acuticauda</i>	Black-bellied Tern	NT	
THRESKIORNITHIDAE	<i>Threskiornis</i>	<i>melanocephalus</i>	Black-headed Ibis	NT	
CICONIIDAE	<i>Ciconia</i>	<i>nigra</i>	Black Stork		x
CICONIIDAE	<i>Ciconia</i>	<i>ciconia</i>	White Stork		x
OTIDAE	<i>Eupodotis</i>	<i>indica</i>	Lesser Florican		x
PHASIANIDAE	<i>Lophophorus</i>	<i>impejanus</i>	Impeyon pheasant		x

REPTILIA (爬虫綱)

Family	Genus	Species	Common names (Eng.)	Status	GoN
GEOEMYDIDAE	<i>Batagur</i>	<i>kachuga</i>	Bengal Roof Turtle, Red-crowned Roofed Turtle	CR	
GAVIALIDAE	<i>Gavialis</i>	<i>gangeticus</i>	Gharial, Fish-eating Crocodile, Gavial, Indian Gavial, Indian Gharial, Long-nosed Crocodile	CR	x
TESTUDINIDAE	<i>Indotestudo</i>	<i>elongata</i>	Elongated Tortoise, Pineapple Tortoise, Red-nosed Tortoise, Yellow-headed Tortoise, Yellow Tortoise	EN	

Family	Genus	Species	Common names (Eng.)	Status	GoN
GEOEMYDIDAE	<i>Hardella</i>	<i>thurjii</i>	Crowned River Turtle	VU	
TRIONYCHIDAE	<i>Nilssonina</i>	<i>hurum</i>	Indian Peacock Softshell Turtle, Peacock Soft-shelled Turtle	VU	
ELAPIDAE	<i>Ophiophagus</i>	<i>hannah</i>	Hamadryad, King Cobra	VU	
BOIDAE	<i>Python</i>	<i>molurus</i>	Asiatic Rock Python, Burmese Python, Indian Python, Tiger Python		x
Varanidae	<i>Varanus</i>	<i>flavescens</i>	Golden Monitor Lizard		x

AMPHIBIA (両生綱)

Family	Genus	Species	Status
DICROGLOSSIDAE	<i>Nanorana</i>	<i>minica</i>	VU
DICROGLOSSIDAE	<i>Nanorana</i>	<i>rostandi</i>	VU
MEGOPHRYIDAE	<i>Scutigera</i>	<i>nepalensis</i>	VU
RANIDAE	<i>Hylarana</i>	<i>chitwanensis</i>	NT
DICROGLOSSIDAE	<i>Nanorana</i>	<i>annandalii</i>	NT
DICROGLOSSIDAE	<i>Nanorana</i>	<i>ercepeae</i>	NT

ACTINOPTERYGII (条鰭綱)

Family	Genus	Species	Common names (Eng.)	Status
CYPRINIDAE	<i>Schizothorax</i>	<i>nepalensis</i>	Snow Trout	CR
CYPRINIDAE	<i>Schizothorax</i>	<i>raraensis</i>	Rara Snowtrout	CR
CLARIIDAE	<i>Clarias</i>	<i>magur</i>	Wagur, Mangur, Manguri	EN
CYPRINIDAE	<i>Tor</i>	<i>putitora</i>	Putitor Mahseer, Golden Mahaseer	EN
CYPRINIDAE	<i>Cyprinion</i>	<i>semiplotum</i>	Assamese Kingfish	VU
CYPRINIDAE	<i>Puntius</i>	<i>chelynooides</i>	Dark mahseer	VU
CYPRINIDAE	<i>Schizothorax</i>	<i>richardsonii</i>		VU
SCHILBEIDAE	<i>Ailia</i>	<i>coila</i>	Gangetic ailia	NT
SISORIDAE	<i>Bagarius</i>	<i>bagarius</i>		NT
SISORIDAE	<i>Bagarius</i>	<i>yarrelli</i>		NT
NOTOPTERIDAE	<i>Chitala</i>	<i>chitala</i>		NT
CYPRINIDAE	<i>Labeo</i>	<i>pangusia</i>	Pangusia labeo	NT
CYPRINIDAE	<i>Neolissochilus</i>	<i>hexagonolepis</i>	Katli	NT
BALITORIDAE	<i>Schistura</i>	<i>devdevi</i>		NT
CYPRINIDAE	<i>Tor</i>	<i>tor</i>	mahseer	NT
SILURIDAE	<i>Wallago</i>	<i>attu</i>		NT

CHONDRICHTHYES (軟骨魚綱)

Family	Genus	Species	Common names (Eng)	Status
DASYATIDAE	<i>Himantura</i>	<i>fluviatilis</i>	Ganges Stingray	EN
CARCHARHINIDAE	<i>Carcharhinus</i>	<i>leucas</i>	Bull Shark	NT

INSECTA (昆虫綱)

Family	Genus	Species	Common names (Eng)	Sstatus
PLATYCNEMIDIDAE	<i>Calicnemia</i>	<i>nipalica</i>		VU
CHLOROGOMPHIDAE	<i>Chlorogomphus</i>	<i>selysi</i>		VU
EPIOPHLEBIIDAE	<i>Epiophlebia</i>	<i>laidlawi</i>	Relict Himalayan Dragonfly	NT
CORDULEGASTRIDAE	<i>Neallogaster</i>	<i>ornata</i>		NT

GASTROPODA (腹足綱)

Family	Genus	Species	Status
POMATIOPSIDAE	<i>Tricula</i>	<i>mahadevensis</i>	VU

Source: IUCN Red List of Threatened Species. Version 2012.2

希少な魚類として挙げられている種類の多くは長距離を移動する冷水魚 (Cold-water fish) で、乾期には低い標高に下り、雨期に遡上して冷水の中で産卵する。*Tor Tor*, *Labeo Pangusia*, *Gagariun yarreli* などは標高 140 m 以下から 800 m までの間を移動、*Tor Putitora*, *Neolissochilus* などは標高 140 m 以下から 1,300 m まで、*Schizothorax richardsonii* は標高 140 m から 1,300 m 以上まで大きく移動する。Figure 4.2-1 にこれらの推定生息エリアを示した。ただし、これらの希少な魚類の分布は十分に調査されておらず、全国の分布状況は把握できていない。

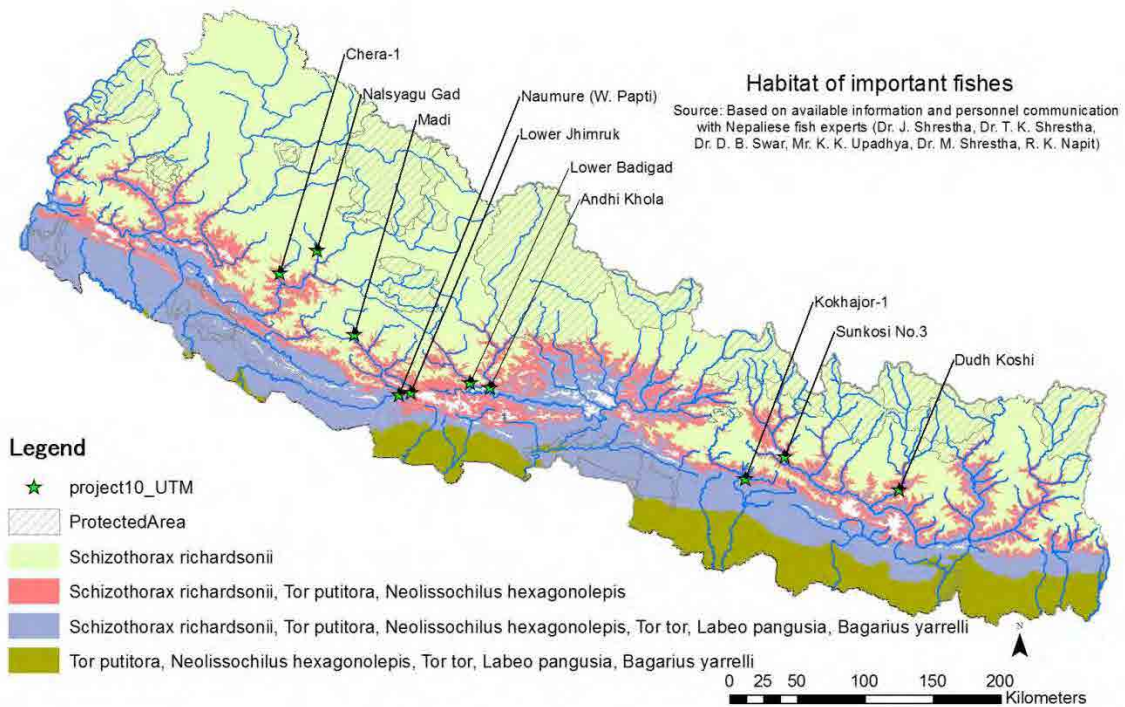
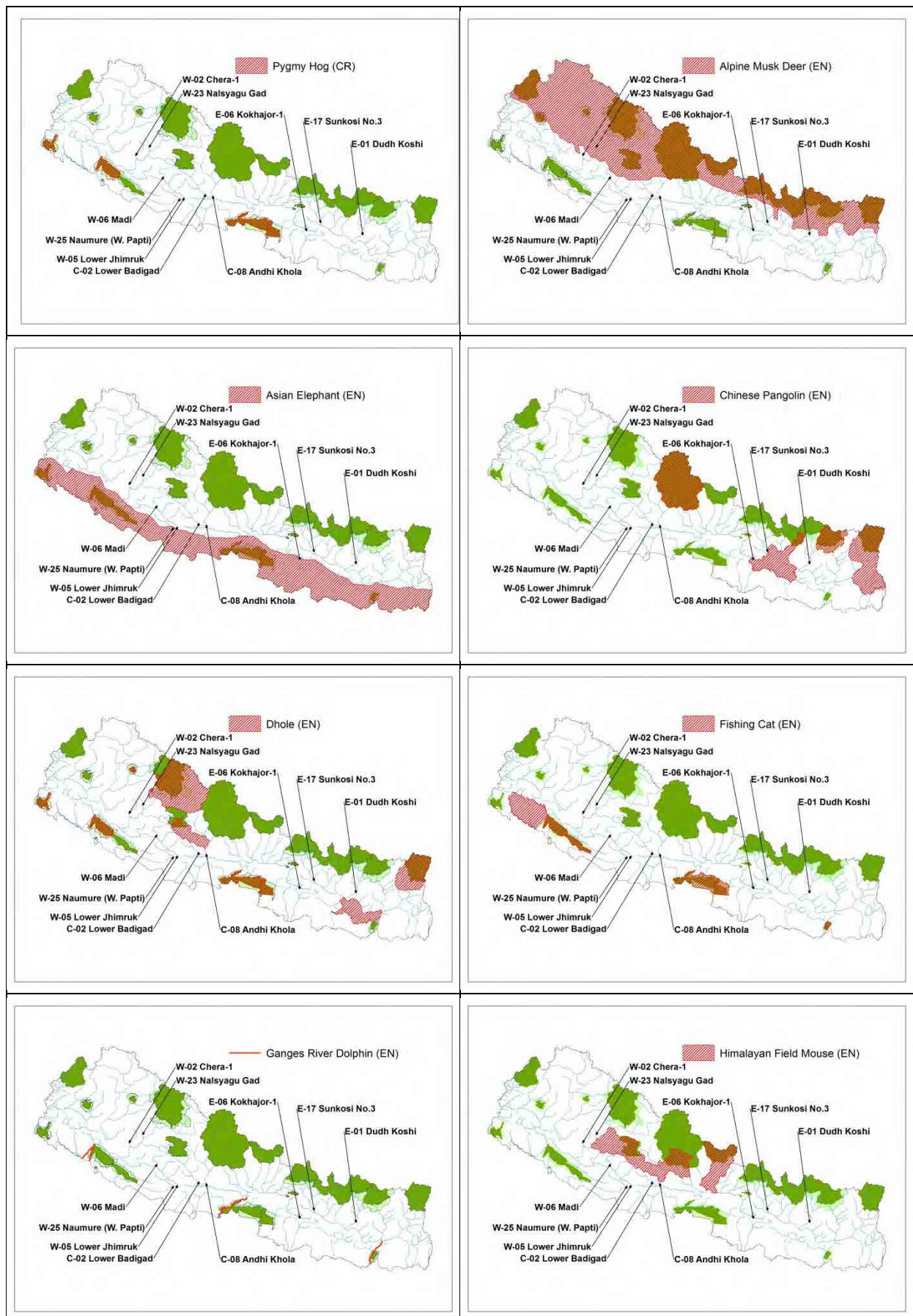
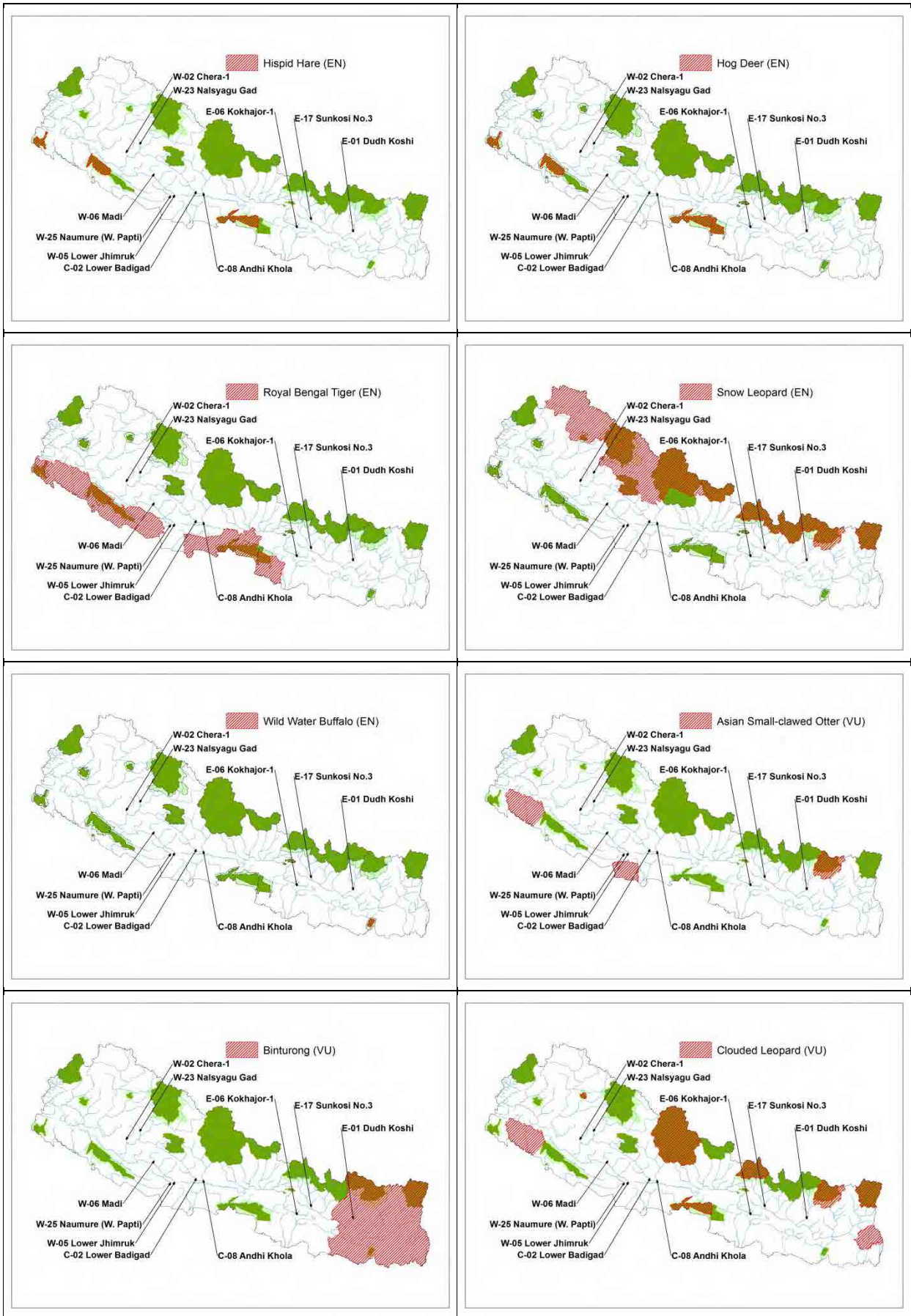
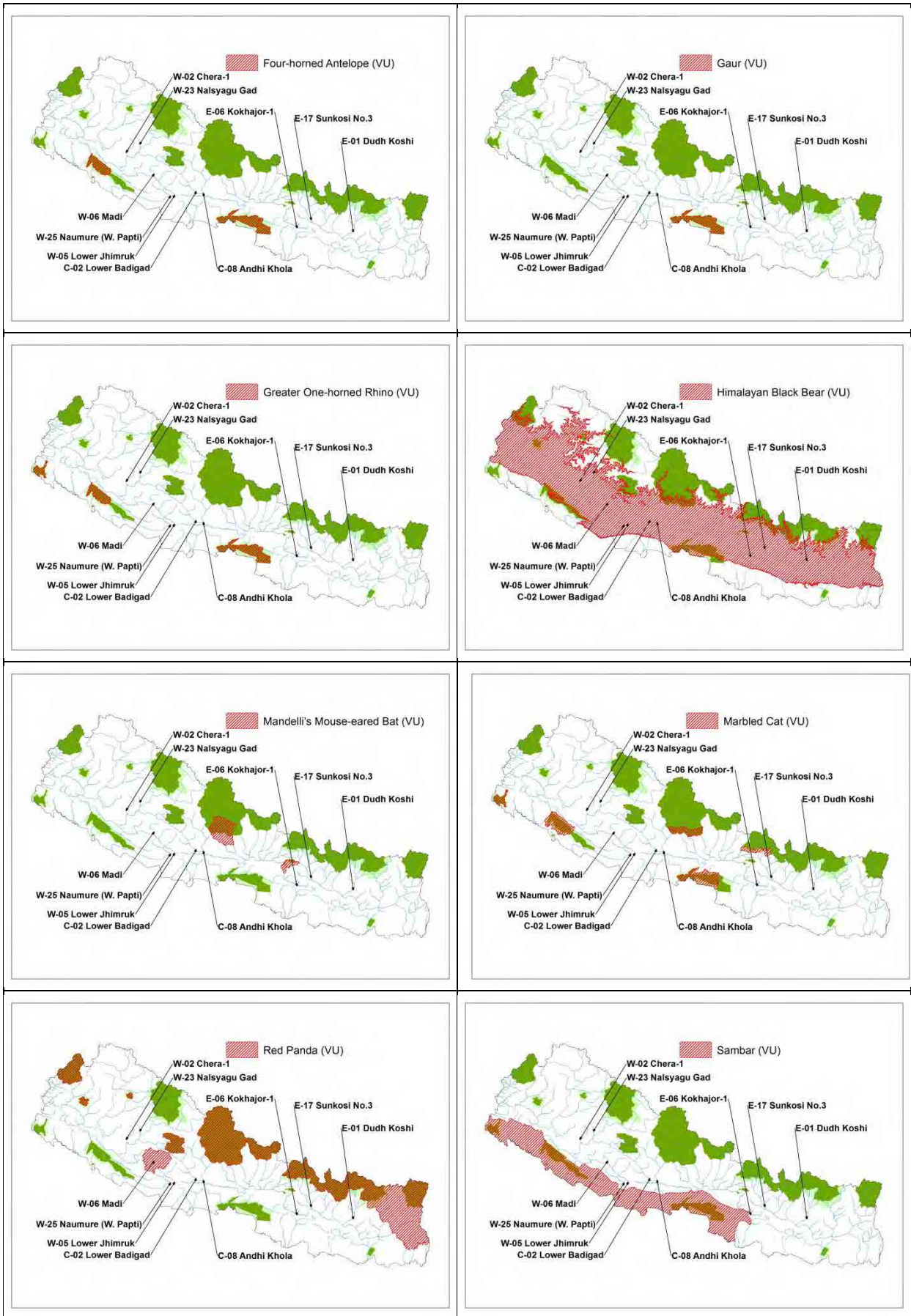


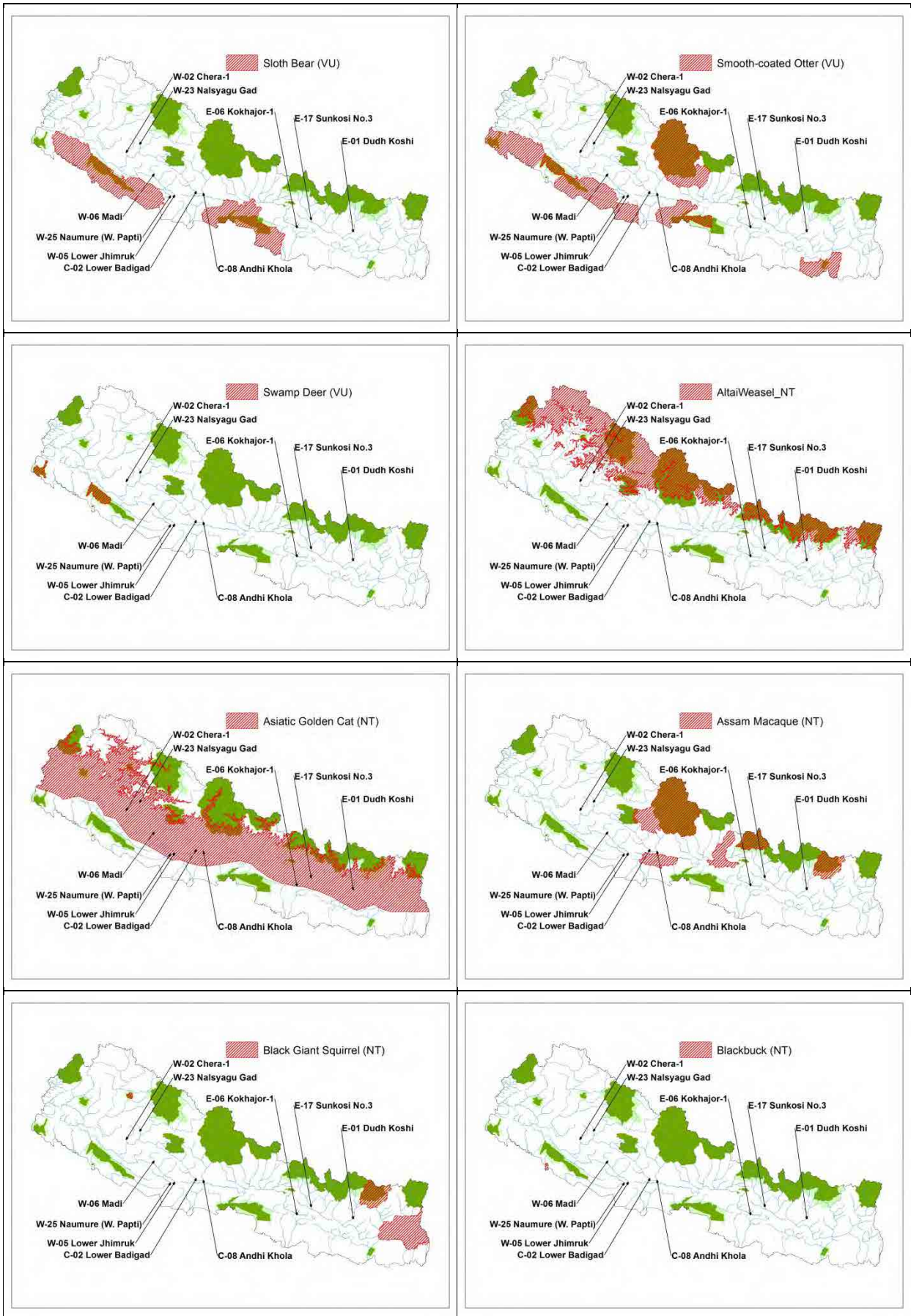
Figure 4.2-1 Habitat of Important Fishes in Nepal

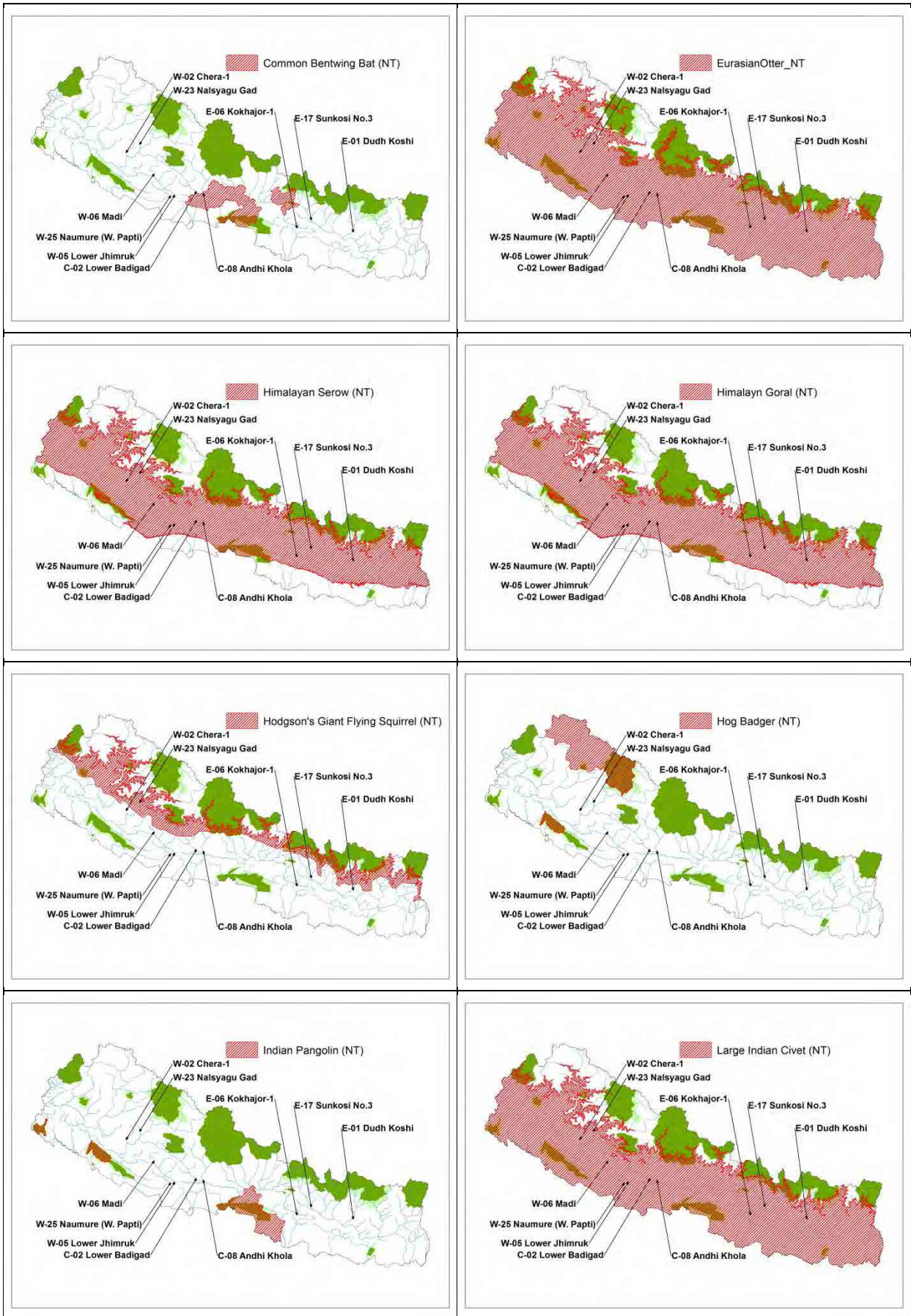
Table 4.2-2 Distribution Maps of National Red List Mammals in Nepal

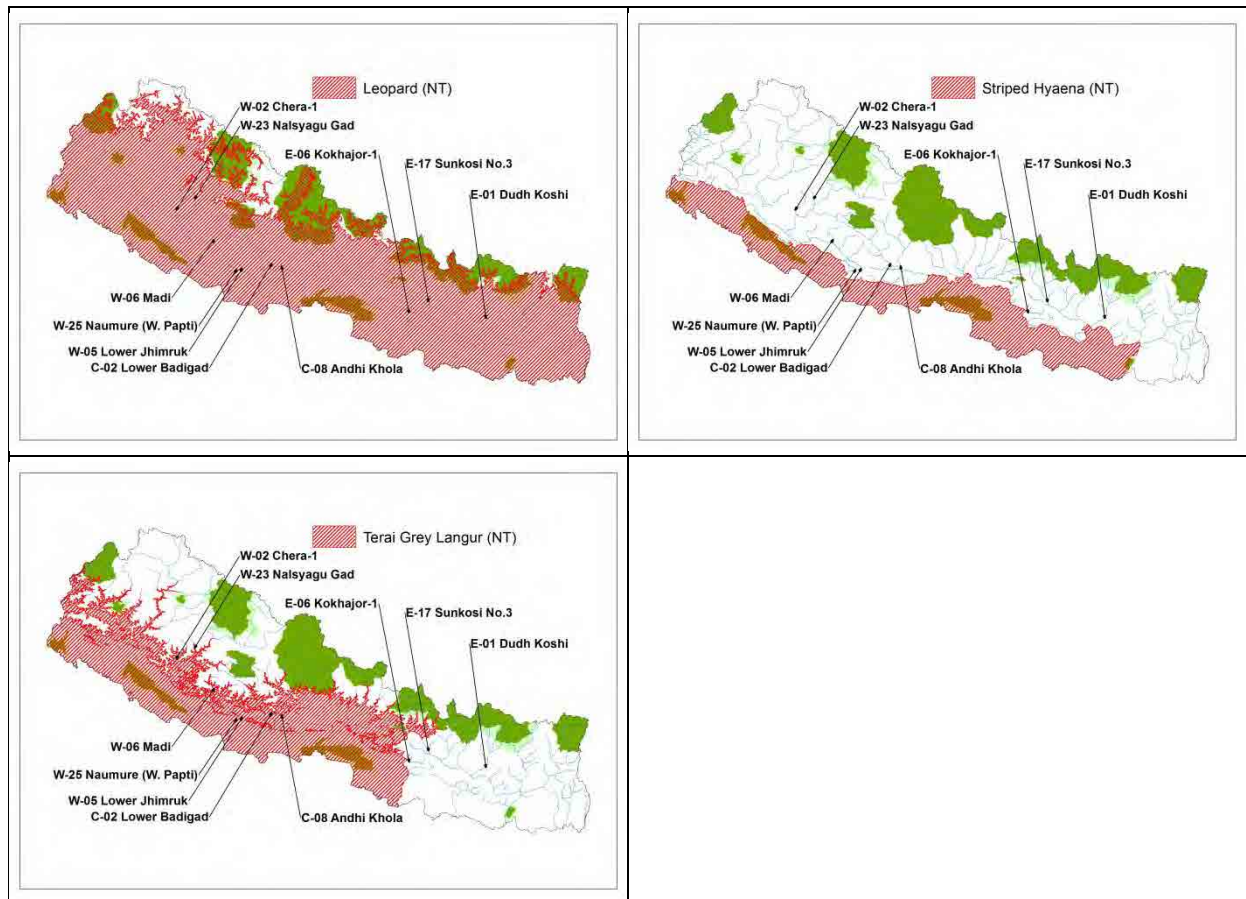












Source: The Status of Nepal's Mammals: The National Red List Series (IUCN 2012)

4.3 民族

ネパールは非常に多様な民族の集合体である。2011年の人口センサスによると、ネパールには128の民族が報告されている。これらの民族は、大きく Adivasi/Janajati、BCTS、Dalit、Madhesi、Religious Minority、Others の6つに区分されている。Adivasi/Janajati は先住民族で全人口の36%、BCTS はハイカースト (Brahmin/Chhetri/Thakuri/Sanyashi Dalit) で32%、Dalit は最下層民で14%、Madhesi はタライ平野に住み人々で14%²、Religious Minority はイスラム教徒で4%を占める。The National Foundation for Development of Indigenous Nationalities Act (2002) は、独自の言語、儀式、慣習、異なる文化、社会構造、歴史を持つ民族を Adivasi/Janajati として59の先住民族を示し、人口、識字率、土地所有、職業、言語、居住エリアなどの情報を基に Endangered から Advantaged まで5つのグループに区分している (Table 4.3-1 参照)。Table 4.3-2 に示す Adivasi/Janajati の定義は世銀の OP 4.10 に記載されている先住民族の定義とほぼ合致する。ただしこれらグループだけが先住民族とは言い切れない。2011年の人口センサスには、59の先住民族のうち48の民族名しか統計データがないうえ、更にいくつかの民族を先住民族に入れるかどうかで議論になっている。このようにネパールの民族区分は、過去にラナ家が非ヒンズー教徒をカースト制度に無理に取り込ん

² GoN on Magh 21, 2065 (2009) で示されている94民族の Madesi のうち Census2011 に名前のある71民族の合計は、12,449,631人で全人口の47%を占めるが、ここでは Adivasi/Janajati や Dalit と重複している Madesi を除いた数字を示している。

だ経緯があるうえ別称も多く、混乱している。

Table 4.3-1 Population of Ethnic Groups

Category		Name	Madhesi	Population		Rate	
Adivasi/ Janajati	Endangered	Meche	*	4,867	21,284	0.0%	0.1%
		Raji	*	4,235		0.0%	
		Lepcha		3,445		0.0%	
		Pattharkatta/ Kushwadiya	*	3,182		0.0%	
		Hayu		2,925		0.0%	
		Kisan	*	1,739		0.0%	
		Raute		618		0.0%	
		Kusunda		273		0.0%	
		Bankariya		-		-	
		Mugali		-		-	
	Highly marginalized	Dhanuk	*	219,808	594,030	0.8%	2.2%
		Danuwar	*	84,115		0.3%	
		Majhi	*	83,727		0.3%	
		Chepang /Praja		68,399		0.3%	
		Satar/ Santhal	*	51,735		0.2%	
		Jhangad/ Dhagar	*	37,424		0.1%	
		Thami	*	28,671		0.1%	
		Bote	*	10,397		0.0%	
		Brahmu/ Baramo		8,140		0.0%	
		Lhomi		1,614		0.0%	
		Thudam		-		-	
		Siyar (Chumba)		-		-	
		Marginalized	Tharu	*		1,737,470	
	Tamang			1,539,830	5.8%		
	Kumal		*	121,196	0.5%		
	Gharti/Bhujel			118,650	0.4%		
	Rajbansi		*	115,242	0.4%		
	Kumhar		*	62,399	0.2%		
	Sunuwar			55,712	0.2%		
	Gangai		*	36,988	0.1%		
	Dhimal		*	26,298	0.1%		
	Tajpuriya		*	19,213	0.1%		
	Darai		*	16,789	0.1%		
	Pahari			13,615	0.1%		
	Bhote			13,397	0.1%		
	Dura			5,394	0.0%		
Dolpo			4,107	0.0%			
Lhopa			2,624	0.0%			
Topkegola			1,523	0.0%			
Walung			1,249	0.0%			
Free			-	-			
Mugali			-	-			
Larke (Nupriba)		-	-				
Disadvantaged	Magar		1,887,733	3,587,191	7.1%	13.5%	

Category	Name	Madhesi	Population	Rate	
	Rai		620,004		2.3%
	Gurung		522,641		2.0%
	Limbu		387,300		1.5%
	Sherpa		112,946		0.4%
	Yakkha		24,336		0.1%
	Chhantyal/Chhantel		11,810		0.0%
	Hyolmo		10,752		0.0%
	Jirel		5,774		0.0%
	Byasi/Sauka		3,895		0.0%
	Tangbe		-		-
	Tin Gaunle Thakali		-		-
	Bahra Gaunle		-		-
	Marphali Thakali		-		-
	Advanced	Newar		1,321,933	1,335,148
	Thakali		13,215		0.0%
Others	Janajati Others		1,228	1,228	0.0%
BCTS	Chhetree		4,398,053	8,412,507	16.6%
	Brahman - Hill	*	3,226,903		12.2%
	Thakuri		425,623		1.6%
	Sanyasi/Dasnami	*	227,822		0.9%
	Brahman - Tarai	*	134,106		0.5%
Dalit	Kami		1,258,554	3,594,447	4.8%
	Damai/Dholi		472,862		1.8%
	Sarki		374,816		1.4%
	Chamar/ Harijan/ Ram	*	335,893		1.3%
	Musahar	*	234,490		0.9%
	Dusadh/ Pasawan/ Pasi	*	208,910		0.8%
	Dhobi	*	109,079		0.4%
	Tatma/Tatwa	*	104,865		0.4%
	Lohar	*	101,421		0.4%
	Khatwe	*	100,921		0.4%
	Bantar/Sardar	*	55,104		0.2%
	Badi		38,603		0.1%
	Dom	*	13,268		0.1%
	Kori	*	12,276		0.0%
	Gaina		6,791		0.0%
	Sarbaria	*	4,906		0.0%
	Halkhor		4,003		0.0%
	Chidimar	*	1,254		0.0%
	Kalar	*	1,077		0.0%
		Dalit Others		155,354	
Madhesi (Other)	Yadav	*	1,054,458	3,747,586	4.0%
	Teli	*	369,688		1.4%
	Koiri/Kushwaha	*	306,393		1.2%
	Kurmi	*	231,129		0.9%
	Mallaha	*	173,261		0.7%

Category	Name	Madhesi	Population		Rate	
	Kewat	*	153,772		0.6%	
	Kathabaniyan	*	138,637		0.5%	
	Kalwar	*	128,232		0.5%	
	Kanu	*	125,184		0.5%	
	Hajam/Thakur	*	117,758		0.4%	
	Sudhi	*	93,115		0.4%	
	Halwai	*	83,869		0.3%	
	Baraee	*	80,597		0.3%	
	Bin	*	75,195		0.3%	
	Nuniya	*	70,540		0.3%	
	Sonar	*	64,335		0.2%	
	Kahar	*	53,159		0.2%	
	Marwadi	*	51,443		0.2%	
	Kayastha	*	44,304		0.2%	
	Rajput	*	41,972		0.2%	
	Lodh	*	32,837		0.1%	
	Badhaee	*	28,932		0.1%	
	Bangali	*	26,582		0.1%	
	Gaderi/Bhedihar	*	26,375		0.1%	
	Mali	*	14,995		0.1%	
	Dhunia	*	14,846		0.1%	
	Rajdhob	*	13,422		0.1%	
	Rajbhar	*	9,542		0.0%	
	Punjabi/Sikh	*	7,176		0.0%	
	Amat	*	3,830		0.0%	
	Munda	*	2,350		0.0%	
	Dev	*	2,147		0.0%	
	Kamar	*	1,787		0.0%	
	Koche	*	1,635		0.0%	
	Nurang	*	278		0.0%	
	Terai Others	*	103,811		0.4%	
Religious Minority	Musalman	*	1,164,255	1,164,255	4.4%	4.4%
Others	Kulung		28,613	145,132	0.1%	0.5%
	Ghale		22,881		0.1%	
	Khawas		18,513		0.1%	
	Undefined Others		15,277		0.1%	
	Nachhiring		7,154		0.0%	
	Yamphu		6,933		0.0%	
	Chamling		6,668		0.0%	
	Foreigner		6,651		0.0%	
	Aathpariya		5,977		0.0%	
	Bantaba		4,604		0.0%	
	Thulung		3,535		0.0%	
	Mewahang Bala		3,100		0.0%	
	Bahing		3,096		0.0%	

Category	Name	Madhesi	Population	Rate
	Natuwa		3,062	0.0%
	Dhankar/ Dharikar		2,681	0.0%
	Dhandi		1,982	0.0%
	Samgpang		1,681	0.0%
	Khaling		1,571	0.0%
	Loharung		1,153	0.0%
Total			26,494,504	100.0%

Source: Census 2011; Nepal Federation of Indigenous Nationalities Act (2004); GoN on 2065 Magh 21 (2009-2-3)

Table 4.3-2 Definition of Janajati

“Nationality (Janajati) is that community which has its own mother tongue and traditional culture and yet do not fall under the conventional four fold Varna of Hindu or Hindu hierarchical caste structure.

A Janajati group has the following characteristics:

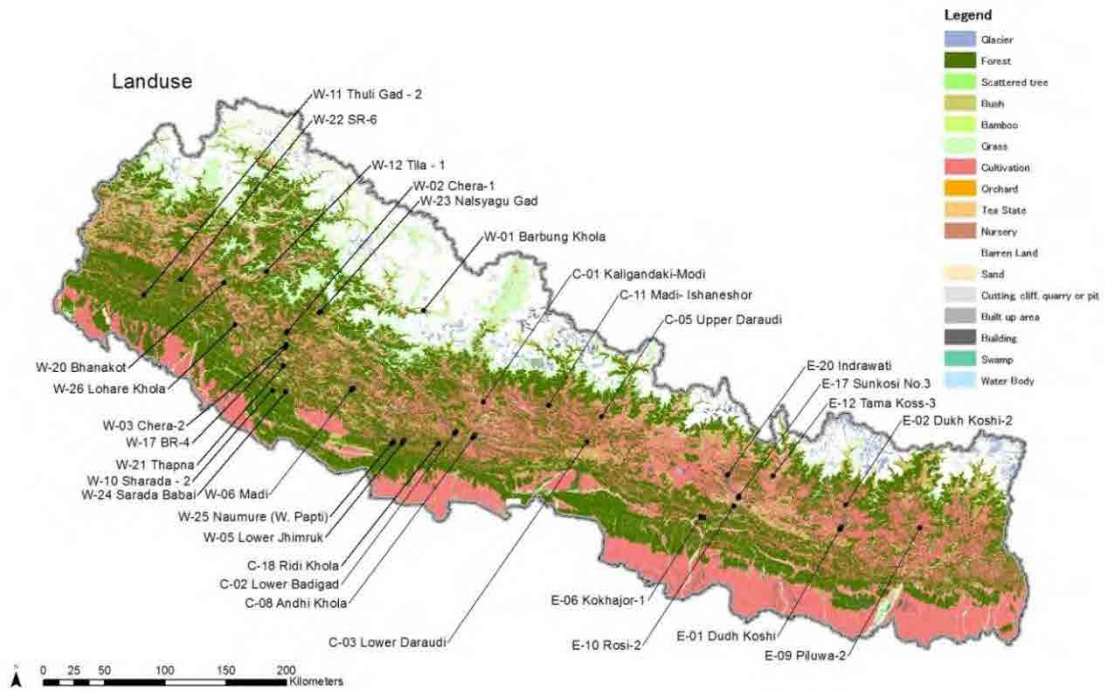
- A distinct collective identity
- Own language, religion, tradition, culture and civilization; own traditional egalitarian social structure
- Traditional homeland or geographical area
- Written or oral history
- Having “we-feeling”
- Have had no decisive role in politics and government in modern Nepal;

Who declare themselves as Janajati”

Source: The National Committee for Development of Nationalities (1996)

4.4 土地利用

標高4,000 m以上の土地は氷雪に覆われているが、4,000m以下は主に森林と農耕地がみられる。カトマンズ盆地とインド国境近くの低地は、広く農地として利用されている。Figure 4.4-1 に土地利用図を示す。



Source: 1:25,000 and 1:50,000 topography map (Survey Department, Nepal)

Figure 4.4-1 Land Use Map

4.5 ラフティング

ネパールでは、近年ラフティングも観光客の目的のひとつになりつつある。主なラフティングルートは、Kankaimai 川流域、Gandaki 川流域、Koshi 川流域に設定されている。Figure 4.5-1 に主なラフティングルートを示す。

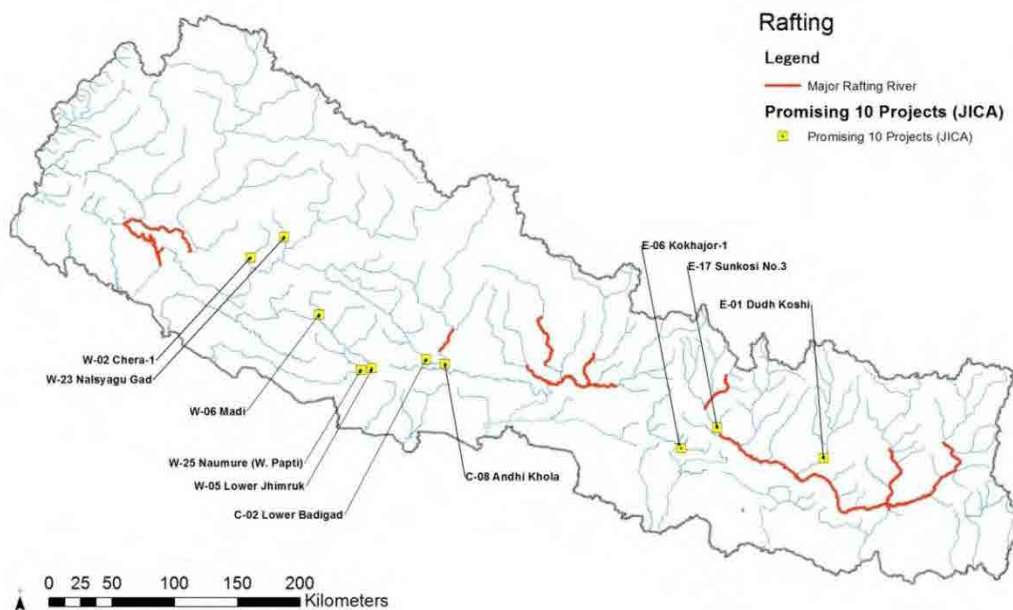


Figure 4.5-1 Rafting Map

第 5 章

社会・経済状況

第 5 章 社会・経済状況

5.1 行政区分および人口

ネパールの行政区分を Figure 5.1-1 に、行政区分と人口の分布、郡（District）の開発のレベルのランキングを Table 5.1-1 に示す。ネパールの行政区分では、5 つの開発区域（Development Region あるいは Region）の下に 14 の県（Zone）が置かれ、さらに県の下に 75 の郡（District）が設置される。郡の下には全国で 58 の市と約 3,900 の村落開発委員会（Village Development Committee: VDC）が置かれている。市は 9 つ以上の区で、VDC は 9 つの区（Ward）より構成され、さらに区は複数の集落により構成される。

1992 年の地方政府に関する法律の制定により、新たな地方行政の執行機関として郡開発委員会（District Development Committee）、市委員会（Municipality）、VDC が導入され、現在の行政区分の枠組みができた。更に 1999 年には地方自治法（Local Self Governance Act）が制定され、地方自治を推進する包括的な法的枠組みが確立している（Sakumasu, 2010）。



Source: ESRI Japan ; Study Team.

Figure 5.1-1 Administration Map of Nepal

Table 5.1-1 Distribution and Growth of Population by Administration Units in Nepal (1/2)

Region	Zone	District	Eco-zone	Development ranking ^{*1}	Area km ²	Population in 2001			Population in 2011			2001-2011 increase %
						Total	% to national total	Pop. density /km ²	Total	% to national total	Pop. density /km ²	
							%	/km ²		%	/km ²	
Eastern	Mechi	Taplejung	Mountain	40	3,646	134,698	0.6%	37	127,461	0.5%	35	-5.4%
		Panchthar	Hill	42	1,241	202,056	0.9%	163	191,817	0.7%	155	-5.1%
		Ilam	Hill	12	1,703	282,806	1.2%	166	290,254	1.1%	170	2.6%
		Jhapa	Terai	11	1,606	688,109	3.0%	428	812,650	3.1%	506	18.1%
	Koshi	Morang	Terai	29	1,855	843,220	3.6%	455	965,370	3.6%	520	14.5%
		Sunsari	Terai	23	1,257	625,633	2.7%	498	763,487	2.9%	607	22.0%
		Dhankuta	Hill	13	891	166,479	0.7%	187	163,412	0.6%	183	-1.8%
		Terhathum	Hill	36	679	113,111	0.5%	167	101,577	0.4%	150	-10.2%
		Sankhuwasabha	Mountain	19	3,480	159,203	0.7%	46	158,742	0.6%	46	-0.3%
	Sagarmatha	Bhojpur	Hill	32	1,507	203,018	0.9%	135	182,459	0.7%	121	-10.1%
		Solukhumbu	Mountain	44	3,312	107,686	0.5%	33	105,886	0.4%	32	-1.7%
		Okhaldhunga	Hill	50	1,074	156,702	0.7%	146	147,984	0.6%	138	-5.6%
		Khotang	Hill	48	1,591	231,385	1.0%	145	206,312	0.8%	130	-10.8%
		Udayapur	Hill	45	2,063	287,689	1.2%	139	317,532	1.2%	154	10.4%
Sub-total/average	Saptari	Terai	46	1,363	570,282	2.5%	418	639,284	2.4%	469	12.1%	
	Siraha	Terai	64	1,188	572,399	2.5%	482	637,328	2.4%	536	11.3%	
Sub-total/average					28,456	5,344,476	23.1%	188	5,811,555	21.9%	204	8.7%
Central	Janakpur	Dhanusa	Terai	37	1,180	671,364	2.9%	569	754,777	2.8%	640	12.4%
		Mahottari	Terai	61	1,002	553,481	2.4%	552	627,580	2.4%	626	13.4%
		Sarlahi	Terai	52	1,259	635,701	2.7%	505	769,729	2.9%	611	21.1%
		Sindhuli	Hill	51	2,491	279,821	1.2%	112	296,192	1.1%	119	5.9%
		Ramechhap	Hill	56	1,546	212,408	0.9%	137	202,646	0.8%	131	-4.6%
		Dolakha	Hill	35	2,191	204,229	0.9%	93	186,557	0.7%	85	-8.7%
	Bagmati	Sindhupalchok	Mountain	43	2,542	305,857	1.3%	120	287,798	1.1%	113	-5.9%
		Kavrepalanchok	Hill	6	1,396	385,672	1.7%	276	381,937	1.4%	274	-1.0%
		Lalitpur	Hill	3	385	337,785	1.5%	877	468,132	1.8%	1,216	38.6%
		Bhaktapur	Hill	2	119	225,461	1.0%	1,895	304,651	1.1%	2,560	35.1%
		Kathmandu	Hill	1	395	1,081,845	4.7%	2,739	1,744,240	6.6%	4,416	61.2%
		Nuwakot	Hill	26	1,121	288,478	1.2%	257	277,471	1.0%	248	-3.8%
		Rasuwa	Mountain	59	1,544	44,731	0.2%	29	43,300	0.2%	28	-3.2%
		Dhading	Hill	41	1,926	338,658	1.5%	176	336,067	1.3%	174	-0.8%
Narayani	Makwanpur	Hill	15	2,426	392,604	1.7%	162	420,477	1.6%	173	7.1%	
	Rautahat	Terai	53	1,126	545,132	2.4%	484	686,722	2.6%	610	26.0%	
	Bara	Terai	49	1,190	559,135	2.4%	470	687,708	2.6%	578	23.0%	
	Parsa	Terai	39	1,353	497,219	2.1%	367	601,017	2.3%	444	20.9%	
	Chitawan	Terai	4	2,218	472,048	2.0%	213	579,984	2.2%	261	22.9%	
Sub-total/average					27,410	8,031,629	34.7%	293	9,656,985	36.4%	352	20.2%
Western	Gandaki	Gorkha	Hill	25	3,610	288,134	1.2%	80	271,061	1.0%	75	-5.9%
		Lamjung	Hill	28	1,692	177,149	0.8%	105	167,724	0.6%	99	-5.3%
		Tanahu	Hill	10	1,546	315,237	1.4%	204	323,288	1.2%	209	2.6%
		Syangja	Hill	9	1,164	317,320	1.4%	273	289,148	1.1%	248	-8.9%
		Kaski	Hill	5	2,017	380,527	1.6%	189	492,098	1.9%	244	29.3%
	Dhaulagiri	Manang	Mountain	20	2,246	9,587	0.0%	4	6,538	0.0%	3	-31.8%
		Mustang	Mountain	14	3,573	14,981	0.1%	4	13,452	0.1%	4	-10.2%
		Myagdi	Hill	34	2,297	114,447	0.5%	50	113,641	0.4%	49	-0.7%
Parbat	Parbat	Hill	17	494	157,826	0.7%	319	146,590	0.6%	297	-7.1%	
	Baglung	Hill	16	1,784	268,937	1.2%	151	268,613	1.0%	151	-0.1%	

Table 5.1-1 Distribution and Growth of Population by Administration Units in Nepal (2/2)

Region	Zone	District	Eco-zone	Development ranking ¹⁾	Area (km ²)	Population in 2001			Population in 2011			2001-2011 increase %
						Total	% to Pop. national density total		Total	% to Pop. national density total		
							%	/km ²		%	/km ²	
Western	Lumbini	Gulmi	Hill	33	1,149	296,654	1.3%	258	280,160	1.1%	244	-5.6%
		Palpa	Hill	7	1,373	268,558	1.2%	196	261,180	1.0%	190	-2.7%
		Nawalparasi	Terai	30	2,162	562,870	2.4%	260	643,508	2.4%	298	14.3%
		Rupandehi	Terai	8	1,360	708,419	3.1%	521	880,196	3.3%	647	24.2%
		Kapilbastu	Terai	55	1,738	481,976	2.1%	277	571,936	2.2%	329	18.7%
		Arghakhanchi	Hill	27	1,193	208,391	0.9%	175	197,632	0.7%	166	-5.2%
		Sub-total/average					29,398	4,571,013	19.7%	155	4,926,765	18.6%
Mid-Western	Rapti	Pyuthan	Hill	54	1,309	212,484	0.9%	162	228,102	0.9%	174	7.4%
		Rolpa	Hill	66	1,879	210,004	0.9%	112	224,506	0.8%	119	6.9%
		Rukum	Hill	58	2,877	188,438	0.8%	65	208,567	0.8%	72	10.7%
		Salyan	Hill	47	1,462	213,500	0.9%	146	242,444	0.9%	166	13.6%
		Dang	Terai	22	2,955	462,380	2.0%	156	552,583	2.1%	187	19.5%
	Bheri	Banke	Terai	24	2,337	385,840	1.7%	165	491,313	1.9%	210	27.3%
		Bardiya	Terai	38	2,025	382,649	1.7%	189	426,576	1.6%	211	11.5%
		Surkhet	Hill	31	2,451	288,527	1.2%	118	350,804	1.3%	143	21.6%
		Dailekh	Hill	67	1,502	225,201	1.0%	150	261,770	1.0%	174	16.2%
		Jajarkot	Hill	62	2,230	134,868	0.6%	60	171,304	0.6%	77	27.0%
Karnali	Dolpa	Mountain	70	7,889	29,545	0.1%	4	36,700	0.1%	5	24.2%	
	Jumla	Mountain	68	2,531	89,427	0.4%	35	108,921	0.4%	43	21.8%	
	Kalikot	Mountain	69	1,741	105,580	0.5%	61	136,948	0.5%	79	29.7%	
	Mugu	Mountain	75	3,535	43,937	0.2%	12	55,286	0.2%	16	25.8%	
	Humla	Mountain	74	5,655	40,595	0.2%	7	50,858	0.2%	9	25.3%	
Sub-total/average					42,378	3,012,975	13.0%	71	3,546,682	13.4%	84	17.7%
Far-Western	Seti	Bajura	Mountain	71	2,188	108,781	0.5%	50	134,912	0.5%	62	24.0%
		Bajhang	Mountain	73	3,422	167,026	0.7%	49	195,159	0.7%	57	16.8%
		Achham	Hill	72	1,680	231,285	1.0%	138	257,477	1.0%	153	11.3%
		Doti	Hill	63	2,025	207,066	0.9%	102	211,746	0.8%	105	2.3%
		Kailali	Terai	21	3,235	616,697	2.7%	191	775,709	2.9%	240	25.8%
	Mahakali	Kanchanpur	Terai	18	1,610	377,899	1.6%	235	451,248	1.7%	280	19.4%
		Dadeldhura	Hill	65	1,538	126,162	0.5%	82	142,094	0.5%	92	12.6%
		Baitadi	Hill	57	1,519	234,418	1.0%	154	250,898	0.9%	165	7.0%
		Darchula	Mountain	60	2,322	121,996	0.5%	53	133,274	0.5%	57	9.2%
		Sub-total/average					19,539	2,191,330	9.5%	112	2,552,517	9.6%
National Total/average					147,181	23,151,423	100.0%	157	26,494,504	100.0%	180	14.4%

Note: 1) Development ranking based on Composite Index (Source: Central Bureau of Statistics. 2003. District level indicators of Nepal for monitoring overall development. Kathmandu, Nepal.)

Source: Central Bureau of Statistics. 2001. National population census 2001. Kathmandu.; Central Bureau of Statistics. 2011. National population and housing census 2011. Kathmandu.

Table 5.1-1 にネパールの 2001 年と 2011 年の郡別の人口分布を示した。この 10 年間でネパール全体では人口が 14.4%増加した。人口動態は地域で異なり、東部開発地域、中部開発地域、および西部開発地域では、人口密度の低い山岳地帯 (Mountain Eco-zone) の人口が減少し、都市部と平野部 (Terai Eco-zone) の人口が増加している。ネパール経済中心地は中部開発地域 (Central Development Region) と東部開発地域 (Eastern Development Region) であり、これら地域では山岳部の過疎化と都市・平野部の人口集中が進んでいる。これら地域の中で、特に人口密度の高いタ

ライ (Terai) 地域、カトマンズとその周辺の郡がネパールの経済活動の中心となっている。Figure 5.1-2 に示す通り、これら中部開発地域と東部開発地域では道路網の整備も進んでおり、ネパールの主要な電力消費地となっている。一方、開発の遅れている中西部開発地域と極西部開発地域では、山岳部と都市・平野部ともに人口増加が進んでいる。



Source: Department of roads, Ministry of Physical Planning and Works, Government of Nepal, 2010.

Figure 5.1-2 Major Roads in Nepal (2010)

5.2 経済状況

第7章で述べる電力需要予測では、1991/92年度から2011/12年度までの21年間を過去の実績を検討する期間、2012/13年度から20年後の2031/32年度までを将来の電力需要の予測期間とした。需要予測では、産業部門を、民生部門、産業部門、商業・サービス部門（サービス部門）、灌漑部門（農業部門）、その他部門（主に公共セクター）に分類し、それぞれの電力需要の予測を行った。そのため、ここでは後の需要予測に係る経済状況を上記の部門ごとに概観し、需要予測モデルに使用する各種パラメーターの検討の参考にする。Table 5.2-1には需要予測に使用した1992年から経済指標を示した。

ネパールでは、政治的な不安定さが経済成長の減速の大きな要因となっている。GDPは2011年には3.5%成長したが、2007年から5年の間に達成した平均5%の成長から比較すると低い水準であった。2012年の成長率も4%に届かないことが予想されている。不安定な政治、治安の悪化、労働問題などが、特に産業部門（主に繊維と食品加工業）とサービス部門の成長を抑制している

と考えられる。

産業部門は、引き続き低いパフォーマンスを示している。2011年の成長率は1.4%であり、これは2008年から2010年の3年間の平均の成長率1.2%よりも若干高いが、明るい兆しではない。カトマンズの商工会議所などの関係者への聞き取りによれば、政治の不安定や労働問題に加えて、ここ数年は電力不足が繊維産業や食品加工などの産業部門の縮小の大きな要因になっている。Figure 5.2-1に示すように、産業部門のGDPに占める割合は、過去20%を超えていたが、2011年には14%まで低下した。これは、産業部門の中の製造業のパフォーマンスが特に悪いことによる。過去10年間に製造業は年率0.3%しか伸びておらず、2000年中盤からは平均で-0.3%伸びとなっている。2011年には産業部門の中の電力とガスのサブセクターの伸び率は-4%であり、これらサブセクターのパフォーマンスの改善は大きな課題である。輸入に頼る石油資源に代わり、国内で生産できる電力の不足を解消することは、産業部門の生産と生産性を向上させ、ネパールの経済成長を促すために必要不可欠である。

商業部門を含むサービス部門は、2007年から2010年にかけて平均で6%の年成長率を示し、経済の牽引役を担った。しかし、2011年に入って海外の出稼ぎ者からの送金の伸びが鈍化して購買力が低下した結果、この部門の伸びは3%にとどまった。金融機関は、海外の出稼ぎ者からの送金を融資に回しているため、送金の伸びの鈍化は国内投資資金がタイトになる結果も招く。

農業セクターは、天候にも恵まれて2011年は4.1%の伸びを示した。前年と比較して1.3%の増加である。2012年には引き続き高い3.7%の成長が見込まれる。

現在のネパール経済の大きな特徴は、出稼ぎ労働者の送金がGDPの25%を占めるまでになっていることである。Figure 5.2-2に示すように、送金額のGDPに占める割合は2000年代に入って急速に増加した。このため、ネパール経済は送金額の増減を左右する国際情勢に左右されやすい体質になっている。送金の伸びは、世界経済の減速と出稼ぎ先の中東情勢の悪化の影響を受け、2008年の49%から2011年には12%にまで下がった。上述したとおり、この結果、サービス部門の成長が減速した。送金による国内での消費の増加は、GDPの成長の原動力になるが国内生産力の結果ではないために、国内生産力の増強に直接貢献しない。持続する経済成長には、電力を含めた社会経済基盤への長期的な投資が必要である。長期的投資に当てる投資資金を、このような経済構造の中で調達してゆかなければならないことが、ネパールにとっての課題である。

2011年は、実質の給与レベルは引き続き上昇した。Table 5.2-1のCPIやGDPデフレーターに示されるように、政府支出や海外送金の増加により、近年のネパール経済はインフレ気味であるが、その率を超える形で給与上昇の圧力がかかっている。平均で賃金は31%上昇した。農業労働者は40%、通常の労働者は33%、建設作業員は30%の上昇である。国外に流れ出している労働力が大きく（2011年センサスの速報によると、労働人口の約14%に当たる190万人が国外で出稼ぎに従事している。）、国内の労働市場が逼迫していることも、賃金が上昇する要因である。

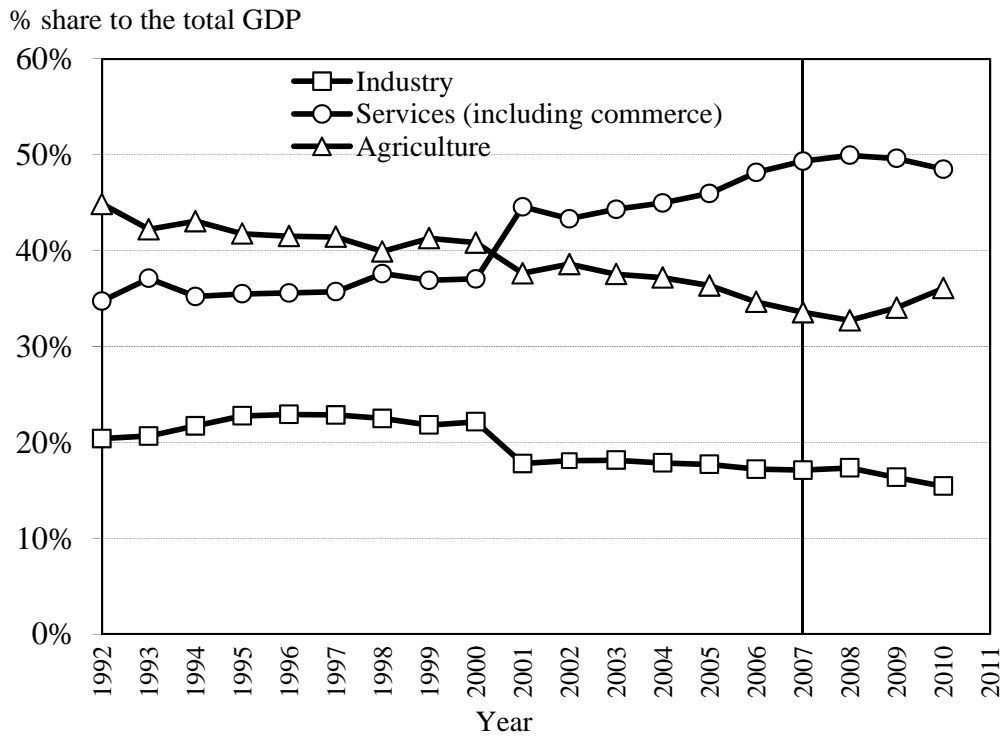
2011年の外国からの援助額は、予算ベースで言うとGDPの6%に達する。しかしネパール政府の予算執行能力に限りがあるため、実際の執行金額はこれより下がる。

Table 5.2-1 GDP and Related Indicators

Categories	Unit	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
GDP (at 2010 constant value)																					
GDP Total	(Billion Rp)	545	566	613	634	668	701	723	754	801	840	841	874	915	947	978	1,012	1,074	1,121	1,172	
Value added total	(Billion Rp)	518	535	575	593	626	656	677	707	751	786	787	817	853	881	914	940	994	1,032	1,062	
Industry	(Billion Rp)	106	111	125	135	143	150	152	154	166	140	142	148	152	156	157	161	172	169	164	
Services	(Billion Rp)	180	198	203	210	223	234	255	261	278	350	341	362	384	405	440	464	496	512	515	
Agriculture	(Billion Rp)	233	226	248	247	260	272	270	292	306	296	304	307	317	320	317	315	325	351	383	
Taxes, etc.	(Billion Rp)	27	31	37	41	41	45	45	47	51	53	53	57	61	66	64	72	79	89	110	
GDP Composition																					
GDP Total	(%)	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
Value added total	(%)	95%	94%	94%	93%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	93%	93%	93%	93%	93%	92%	91%	
Industry	(%)	19%	20%	20%	21%	21%	21%	21%	20%	21%	17%	17%	17%	17%	16%	16%	16%	16%	15%	14%	
Services	(%)	33%	35%	33%	33%	33%	33%	35%	35%	35%	42%	41%	41%	42%	43%	45%	46%	46%	46%	44%	
Agriculture	(%)	43%	40%	40%	39%	39%	39%	37%	39%	38%	35%	36%	35%	35%	34%	32%	31%	30%	31%	33%	
Taxes, etc.	(%)	5%	6%	6%	7%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	7%	7%	7%	7%	7%	8%	9%	
GDP Growth (at 2010 constant value)																					
GDP Growth	(%)	4.1%	3.8%	8.2%	3.5%	5.3%	5.0%	3.0%	4.4%	6.2%	4.8%	0.1%	3.9%	4.7%	3.5%	3.4%	3.4%	6.1%	4.4%	4.6%	3.5%
Value added growth	(%)	4.5%	3.2%	7.6%	3.0%	5.7%	4.8%	3.1%	4.4%	6.2%	4.7%	0.2%	3.8%	4.4%	3.2%	3.8%	2.8%	5.8%	3.8%	2.9%	
Industry																					
Before tax	(%)	16.8%	4.8%	9.0%	4.0%	8.3%	6.4%	2.3%	6.0%	8.2%	3.6%	0.9%	3.1%	1.4%	3.0%	4.5%	3.9%	1.7%	-1.4%	3.3%	1.4%
After tax	(%)	22.8%	4.5%	13.0%	7.9%	6.4%	4.6%	1.5%	1.3%	7.7%	-15.8%	1.8%	4.1%	2.7%	2.3%	0.9%	2.2%	7.3%	-2.1%	-2.8%	
Service	(%)																				
Before tax	(%)	6.4%	7.2%	7.2%	5.6%	5.4%	4.9%	6.4%	5.4%	6.1%	6.0%	-2.6%	4.4%	5.3%	3.1%	5.2%	3.8%	7.4%	6.3%	6.3%	3.0%
After tax	(%)	2.5%	10.2%	2.1%	3.8%	5.9%	5.2%	8.6%	2.5%	6.6%	26.0%	-2.6%	6.1%	6.0%	5.5%	8.8%	5.3%	7.1%	3.1%	0.6%	
Agriculture	(%)																				
Before tax	(%)	-1.1%	-0.6%	7.6%	-0.3%	4.4%	4.1%	1.0%	2.7%	5.0%	4.3%	3.1%	3.3%	4.8%	3.5%	1.8%	1.0%	5.8%	3.0%	1.3%	4.1%
After tax	(%)	-0.7%	-2.9%	9.7%	-0.1%	5.0%	4.7%	-0.7%	8.1%	4.9%	-3.4%	2.7%	0.9%	3.4%	0.9%	-1.1%	-0.4%	3.2%	7.9%	9.1%	
Taxes, etc.	(%)	-3.3%	17.0%	19.5%	10.4%	0.5%	8.3%	1.4%	4.0%	6.8%	5.7%	-0.5%	6.6%	8.5%	7.0%	-2.2%	12.4%	10.0%	12.4%	23.3%	
GDP per capita (at 2010 constant value)																					
GDP par capita	(Rp)	27,198	27,553	29,084	29,353	30,159	30,908	31,069	31,663	32,834	33,611	32,885	33,423	34,236	34,694	35,151	35,658	37,139	38,082	39,116	
Growth	(%)	1.6%	1.3%	5.6%	0.9%	2.7%	2.5%	0.5%	1.9%	3.7%	2.4%	-2.2%	1.6%	2.4%	1.3%	1.3%	1.4%	4.2%	2.5%	2.7%	
Indicies																					
Consumer Price Index (CPI)																					
Index (2010=100)		30.0	32.3	35.0	37.6	41.1	42.8	47.6	51.1	52.4	53.8	55.4	58.6	60.3	64.4	69.2	73.5	81.5	90.9	100.0	109.6
Annual change	(%)	17.1%	7.5%	8.3%	7.6%	9.2%	4.0%	11.2%	7.5%	2.5%	2.7%	3.0%	5.7%	2.8%	6.8%	7.6%	6.1%	10.9%	11.6%	10.0%	9.6%
GDP Deflator																					
Index		28.0	31.0	32.5	34.6	37.3	40.0	41.6	45.3	47.4	52.6	54.7	56.3	58.7	62.3	66.9	71.9	76.0	88.2	100.0	
Annual change	(%)	18.5%	10.8%	4.8%	6.3%	7.8%	7.3%	4.1%	8.9%	4.5%	11.0%	3.9%	3.1%	4.2%	6.1%	7.4%	7.6%	5.6%	16.0%	13.4%	

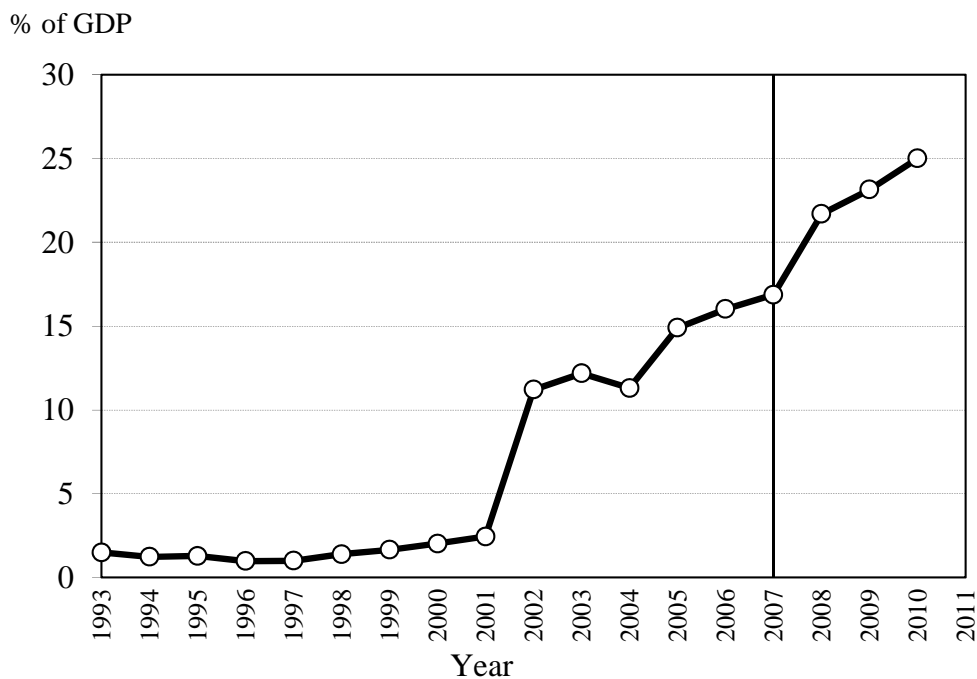
Note: 1USD = 80Rs and 1USD = 80yen

Source: World Bank, 2011; Study Team



Source: World Bank, 2011; Study Team.

Figure 5.2-1 Historical Evolution of GDP Share of Sectors



Source: World Bank, 2011; Study Team.

Figure 5.2-2 Remittance from Abroad by Emigrant Workers

第 6 章

電力セクターの現状

第6章 電力セクターの現状

6.1 エネルギー政策と現状

6.1.1 エネルギー政策

ネパールのエネルギー政策の策定、実施、モニタリングおよび評価は、エネルギー省（Ministry of Energy）の管轄となっている。また、森林土壌保全省（Ministry of Forests and Soil Conservation）、農業協同組合省（Ministry of Agriculture and Co-operatives）、通商産業省（Ministry of Commerce and Supplies）、環境省（Ministry of Environment）、工業省（Ministry of Industry）、計画委員会（National Planning Commission）、水・エネルギー委員会（Water and Energy Commission）、ネパール国電力公社（Nepal Electricity Authority）、代替エネルギー振興センター（Alternative Energy Promotion Centre）、ネパール国木材公社（Timber Corporation of Nepal）、およびネパール国石油公社（Nepal Oil Corporation）の公共セクター機関が、政策の立案、関係機関の調整、政策の実施に関して関係する。エネルギー政策を策定・実施し、エネルギーの生産、開発、利用および規制を行う場合に関係する根拠法、調整が必要な各政策・戦略を Table 6.1.1-1 に示す。エネルギー政策は産業の基本政策のひとつであり、広い分野の政策や戦略と関係を持つ。¹

Table 6.1.1-1 Policy Documents Guiding Energy Production, Development and Utilization

Titles of Policy Documents
Periodic development plans
Forest sector policies
Electricity Act 1992
Foreign Investment and One-window Policy 1992
Foreign Investment and Technology Transfer Act 1992
Forest Act 1992
Hydropower Development Policy 1992
Industrial Enterprises Act 1992
Industrial Policy 1992
Water Resources Act 1992
Environment Protection Act 1996
Hydropower Development Policy 2001
Water Resources Strategy 2002
Rural Energy Policy 2006
National Electricity Crisis Resolution Action Plan 2008
National Water Plan 2008
Report of the Task Force for Hydropower Development 2008
Nepal National Energy Strategy (draft in 2010)

Source: Sapkota, P. Pralhad. 2010.

ネパールのエネルギー政策の基本は（ドラフト）ネパール国家エネルギー戦略 2010（draft Nepal

¹ Sapkota, P. Pralhad. 2010. A country report of Nepal - presented at a training program on energy policy, Japan. Kathmandu: Ministry of Energy, Government of Nepal.

National Energy Strategy 2010)² に要約されている。エネルギー政策のビジョンは、ネパールの持続的な経済開発と貧困削減を実現するため、国内資源を効果的に活用し、国民のエネルギー需要に応え、エネルギー安全保障を確保することとしている。このために、1) バイオマスエネルギーを持続的に確保すること、2) 水力資源を主要なエネルギー源とすること、3) 輸入化石燃料に対する依存度を低下させること、4) バイオマス、ガス、太陽光、風力などの代替エネルギー源を開発することが戦略的な目標として設定されている。

2010 年以降、新電力法の制定が検討されている。時限があり透明性の高い電力開発権の授権、輸出市場も含めた競争的な電力市場の育成、発電・送電・配電事業の解体、民間の投資のための環境整備、ロイヤリティの仕組みの改組、より独立性の高い電力規制委員会の設置などの内容が、新電力法案に盛り込まれるとしている。

6.1.2 エネルギー需給状況

ネパールの 2005 年時点でのエネルギーの需給状況の概要を Table 6.1.2-1 に示す。エネルギー需要の大部分が、薪炭材、バイオマス、牛糞の伝統的なエネルギー源により満たされており、この構造は 2013 年時点でも大きく変わっていない。産業用の近代的なエネルギー源として、石油燃料（ガスを含む）、電力、石炭、再生可能エネルギーがあるが、それらの中では石油燃料に対する依存度が高い。石油燃料はすべて輸入に頼っており、その輸入・流通・販売はネパール国石油公社が独占的に行っている。また、近年の産業用のエネルギー需要は急速に拡大してきている状況である³。このため、エネルギー省は、高い産業用エネルギーの輸入依存度と独占的・非競争的な石油燃料の市場の是正をエネルギー政策の主要課題とし、民間投資も動員して、国内の水資源による水力発電の開発を進めることにより対応するとしている。

Table 6.1.2-1 Energy Sources and Consumption in 2005

Energy source	Energy consumption	
	('000 GJ) (% to total)	
Traditional energy		
Firewood	286,960	78.1%
Biomass	13,964	3.8%
Animal dung	21,181	5.8%
Sub-total	322,105	87.7%
Commercial energy		
Petroleum	30,063	8.2%
Electricity	6,673	1.8%
Coal	6,459	1.8%
Sub-total	43,195	11.8%
Renewable energy	1,955	0.5%
Total	367,255	100.0%

Source: Sapkota, P. Pralhad. 2010.

² 本ドラフトは 2010 年時点でドラフトであり、2013 年の本調査時点においてもドラフトであった。

³ 1994 年から 2009 年の 15 年間に揮発油消費は 300%の伸び、ディーゼルは 200%、LPG は 2000%の伸びを示している。また 2009 年次点で 53%の外貨収入が石油燃料の輸入に充てられた。

6.1.3 一次エネルギー資源

ネパールがほぼすべて独自に確保できる一次エネルギー資源は薪炭材、バイオマス、牛糞の伝統的なエネルギー資源である。水力資源も未開発ではあるが、国内需要を満たしさらに輸出を考慮できるほどの包蔵水力資源を有している。一方、電力以外で産業振興に重要なガスを含めた石油燃料と石炭については、ネパール国内に資源はなく、そのすべてをインドからの輸入に頼っている。今後もネパール国内で石油燃料と石炭を国内資源により供給する見通しはない。⁴

6.2 電力セクターの政策と主要機関

6.2.1 電力セクターの基本政策

ネパールの電力セクターが目指す方向性は、主に以下の政策文書により規定されている。

(1) 水力発電開発政策 2001 (Hydropower Development Policy 2001)

本政策は、エネルギー省 (Ministry of Energy) により 2011 年に策定された。水力発電セクターの目指す目的と、セクター監督する基本ルールを規定しているが、達成数値目標や達成年の言及はない。政策は、1) NEA の所有する発電所、送電網、配電網の機能、2) 独立した電力システムの管理機構の設置、3) 住民組織、地方政府、民間セクターの電力セクターへの参画の推進、を規定している。

(2) 国家水資源戦略 2002 (National Water Resource Strategy 2002)

本戦略は 2002 年にネパール水・エネルギー委員会により策定された。水資源の活用を通じて、2007 年までに国民の基本ニーズを満たすこと、2017 年までにそれらニーズに加え社会経済的な便益を効果的に発揮させること、2027 年までには、水資源の効率的かつ持続的な活用を確保することを戦略の目的としている。本戦略に規定された電力セクターの方向性は、1) NEA は、組織の企業化、管理能力の向上、地方電化部門の分離を通じて、優良企業となる、2) NEA から送電システムを別会社として切り離す、3) 発電は NEA とは分離した企業の責任で行う、4) 配電事業は、売却するか、地方政府または民間セクターに契約ベースで実施させる、5) NEA は、ホルディングスを形成して、傘下にこれら関連企業を置くとなっている。

(3) 3カ年インテリムプラン 2008-2010 (Three-Year Interim Plan (2008–2010))

3カ年インテリムプランは国家計画委員会 (National Planning Commission) により、2007 年に、2008 年から 2010 年までの中期計画として策定された。同プランでは、長期的な電力セクターの目的を、水資源を活用して、国内の電力需要を賄い、余剰電力を輸出することにより外貨を獲得することとしている。数値目標として、2010 年までに 704 MW の発電能力の整備、電力・ガス・水資源セクターに官民あわせて約 570 億ルピーの資本投下が設定された。これを実現するため次の戦略が規定された。すなわち、1) 電力の発電、送電、配電、および関連事業を

⁴ Asian Development Bank. 2013. South Asia working paper series: An overview of energy cooperation in South Asia. Manila: ADB.

効果的に規制する制度の導入、2) 電力開発に関心のある投資家に対して、電力開発に必要な認許可を全て付与することのできる単一機構の設置、3) 水力発電のポテンシャルを拡大する努力の継続、4) 電力の国内消費と輸出の強化を念頭に置いた送電能力の拡大、5) 配電のシステムの強化と拡大である。

6.2.2 電力セクターの主要機関と役割分担

Table 6.2.2-1 に電力セクターを構成する関係機関の役割分担を示す。ネパール政府の中で、電力セクターを担当するのは、エネルギー省 (Ministry of Energy) であり、同国のエネルギーセクターの政策立案と実施に責任を持つ。同省の電力開発局 (Department of Electricity Development) は、包蔵水力の開発促進、送電と配電の基準の制定、電力事業の査察とモニタリングに責任を持つ。電力料金制定委員会 (The Electricity Tariff Fixation Committee) は、NEA や IPP の提出する販売電力価格の案を審査し承認する権限を持つ。本委員会はその権限を政府から独立したネパール電力規制委員会 (Nepal Electricity Regulatory Commission) に委譲する予定となっており、関連法案の議会による審議と承認待ちとなっている。NEA は政府が所有する公社であり発電、送電、配電に責任を持っている。

これら機関の他に、1991 年以降、民間資本による独立発電企業 (Independent Power Producer: IPP) がネパールの電力セクターの中で重要な役割を果たすようになった。1991 年に制定された水力発電開発政策 (Hydropower Development Policy 1991) と 1992 年に制定された電力法 (Electricity Act 1992) により、民間のネパール電力セクターへの参画が可能になった。以降民間セクターが水力発電分野に参画し、2012 年時点で 25 の IPP が 26 カ所の発電所、合計で 187.6 MW の発電能力を備え、NEA はそれら企業と電力調達契約 (Power Purchase Agreement) を締結している。さらに NEA は、合計で 68 MW の発電能力を持つ 22 の IPP と電力調達契約を締結している。それら IPP は、2012 年時点で発電施設を建設中である。

Table 6.2.2-1 Functions and Responsibilities of Power Sector Organizations

	Ministry of Energy (MOE)	Water and Energy Commission Secretariat (WECS)	Department of Electricity Development (DOED)	Electricity Tariff Fixation Committee (ETFC)	Nepal Electricity Authority (NEA)	Independent Power Producers (IPPs)
Hydropower development	●	○	●		○	○
Generation	○				●	○
Power sector policy	●	○	○			
System planning	○	○			●	
Project identification		○	●		○	○
Project selection			●		●	
Project licensing	●		○			
IPP promotion			●			○
Single Buyer/IMO					●	
Dispatch and high voltage transmission					●	
Distribution (< 66 kV)					●	
Bulk power export	●	○	○		○	
Multipurpose project	●	●	○		○	
Price regulation			○	●		
Other regulations	●		○			

Note: ● = Lead Role, ○ = Supporting Role
 Source: ADB, 2004. (Edited by Study Team)

6.2.3 ネパール国電力公社の動向

ネパール国電力公社（Nepal Electricity Authority: NEA）は1985年に設立された国有の公社である。NEAはその設立以来1991年までネパールでの電力開発、発電、送電、配電の事業を単独で行っていた。1991年に制定された電力法により、発電、送電、配電の各部門への民間資本の参入が可能となり、ネパールの電力マーケットの自由化が始まった。しかし今日まで、民間セクターの参入はIPP（Independent Power Producer）として発電部門に限られており、NEAが送電と配電のほとんど全ての役割を担っている。1991年以来NEAはIPPの発電する電力の買い上げを一手に担い（Single Buyer Model）、2011年には、総発電量の27%をIPPからの買い上げで賄っている⁵。NEAにはIPPへの電力開発のライセンシングや開発計画への影響力がないため、IPPと電力の買い取りの合意書（Power Purchase Agreement: PPA）を締結して始めて供給電力量の目処がつく形になっている。このため、NEAが電力開発の長期的な計画を立てることは難しい。民間に対する電力開発のライセンシングはエネルギー省の管轄であるが、開発自体は参画する民間セクターの資本調達、建設、発電の進み具合による。このため、いつ参画する民間セクターから電力が提供されるようになるか不透明である。このようにマーケットの自由化の政策の方向性はあるが、中央で今後の開発計画を担う責任ある機関の不在が課題となっている。

現在NEAは、発電、送電、配電の機能が垂直的に統合された機関である。一方、電力マーケット自由化の政策の流れの中で、近い将来これら部門を解体（unbundling）し、独立した企業とする方向でNEAの組織改編が行われている。政府は2012年1月に、政府資金250億ルピーを投下して送電会社（Transmission Company）を設立することを決定した。この配電会社はNEAの解体後、配電部門の受け皿となるとされている。1990年代から続く電力市場の自由化の流れの最終的な形

⁵ NEAとIPPとの間で締結されるPPAでは、IPPの発電する電力をNEAが全て合意した価格で買い取らなければならない。このため、NEAはIPPの電力を最優先で配電する。

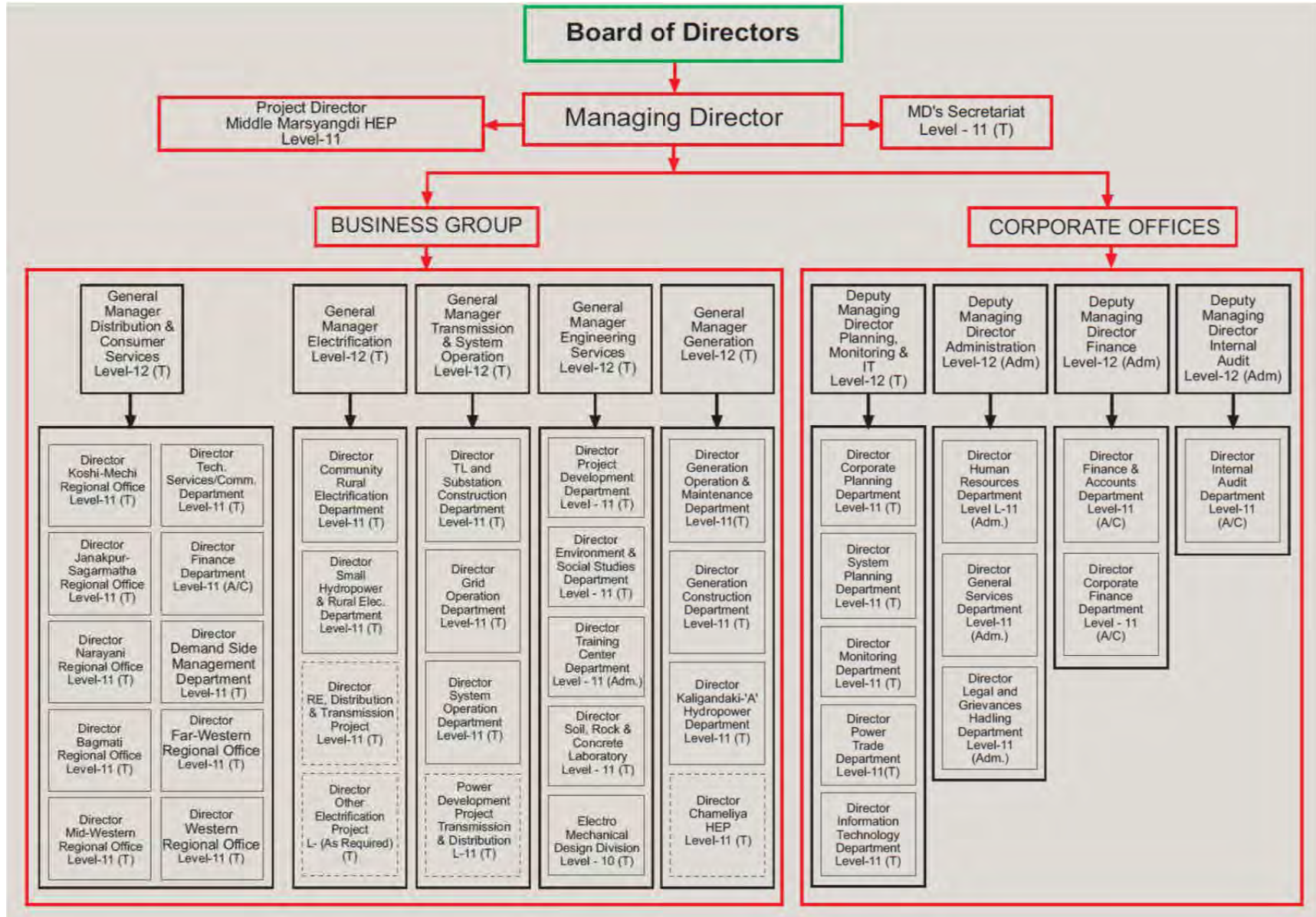
は競争的な卸売市場（Whole Sale Competition Model）で、配電会社はその市場の管理を任される形になると言われる。現在、このような方向性をさらに進めるための新しい電力法案（Bill for Electricity Act）、ネパール電力規制委員会法案（Bill for Nepal Electricity Regulator Commission Act）はあるが、議会による審議と承認がいつになるか見通しが立っていない。概して、政権が安定せず、また NEA 自体が大きな事業損を抱える現状で、今後の電力セクターの自由化の行く末、自由化による電力セクターが効率化されるかなどに関し、先行きの不透明感を訴える関係者が多い。ちなみに送電会社の設立については、決定から 1 年経過した 2013 年 2 月現在に至っても具体的な動きがない状況である。

電力セクターの改革の動きは遅々としているが、発電、送電、配電の事業種別の解体の準備という形で NEA の組織改編は進んでいる。Figure 6.2.3-1 に NEA の 2010 年の組織図を、Figure 6.2.3-2 に 2011 年の組織図を示す。2011 年度からの新しい組織では、発電、送電、配電の事業種別での構成が明確になった。各事業種の中を開発・建設部門と事業実施部門に 2 分し、各事業種で、開発・建設と事業実施が完結できる形になっている。総裁の下 8 事業本部（計画・モニタリング部、東部配電部、西部配電部、発電・メンテナンス部、発電施設整備部、送電・システム管理部、送電・配電網整備部、技術サービス部）と 3 つの管理部門（管理部、財務部、監査室）があり、合計 11 部門からなる。各部門は副総裁により統括され、成果契約（Performance Contract）を総裁との間で締結し契約に設定された目標を達成すべく事業を行う。各部局の主要業務を Table 6.2.3-1 に示す。

Table 6.2.3-1 Main Function of Departments of the NEA in 2011

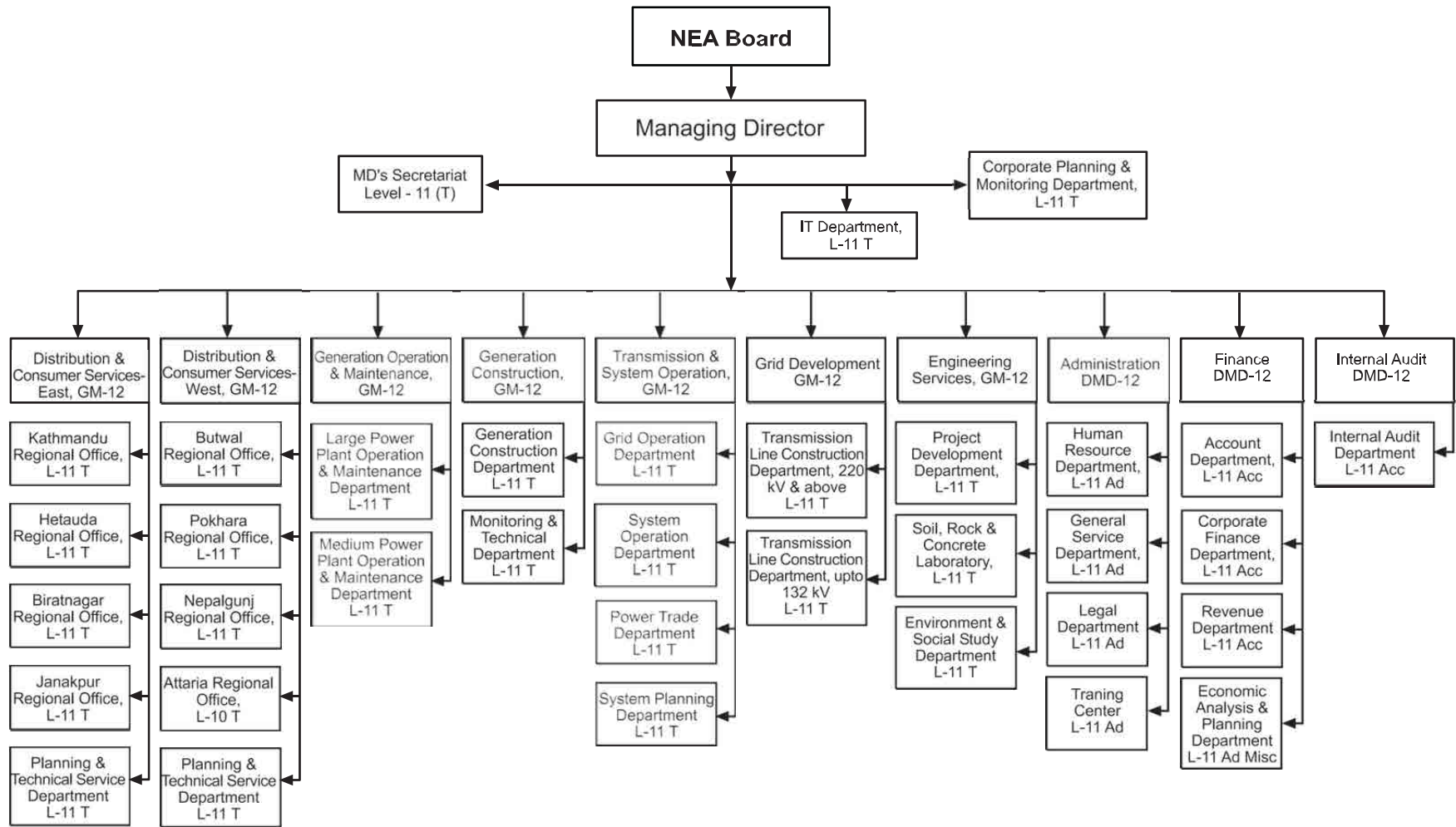
Name of Department	Main functions
Corporate Planning and Monitoring Department	• Development of long-term plans and monitoring of their implementation
Distribution and Consumer Services-East	• Provision of consumer services and collection of user fees charged in eastern part of Nepal
Distribution and Consumer Services-West	• Provision of consumer services and collection of user fees charted in western part of Nepal
Generation Operation and Maintenance	• Operation and maintenance of generation facilities owned by NEA
Generation Construction	• Designing, costing, tendering, and supervision of construction of hydropower plants
Transmission and System Operation	• Operation of power dispatch and transmission
Grid Development	• Designing, costing, tendering, supervision of construction, and maintenance of transmission lines
Engineering Services	• Provision of in-house planning and engineering services
Administration	• Administration of NEA
Finance	• Financing and accounting of NE operations
Internal Audit	• Implementation of internal audit

NEA の人員構成を Table 6.2.3-2 に示す。NEA の構成員の 85%は補助員クラスであり、配電事業に多く配属されている。配電事業では膨大な需要者に直接サービスを提供するため、大きな人員を抱えていることがわかる。このため、新しい組織では、今まで一つであった配電部門を国の東西で 2 分した。技術サービス局（Engineering Service）は発電、送電、配電の技術的需要に横断的に対応するとの観点から、引き続き独立した部門として取り扱われている。また電化事業は、主に利益の上がない地方電化を担当していたが、新しい組織では他部門に吸収され、廃止された。



Source: NEA, 2010

Figure 6.2.3-1 Organogram of the NEA in 2010



Source: NEA, 2011

Figure 6.2.3-2 Organogram of the NEA since 2011

Table 6.2.3-2 Department-wise Number of Administration Staff in the NEA in 2011

Level	Service	Approved position				Existing situation				
		Regular	Project	Pool	Total	Perma- nent	Periodi- cal	Daily wages/ contract	Total	
Managing Director		1			1					0.0%
GM/DMD (Level-12)		10			10	9			9	0.1%
Officer Level (Level 6-11)										
	Technical	1,001	68	1	1,070	869	3	1	873	9.7%
	Non-tech	469	21	0	490	430	1	1	432	4.8%
	Total	1,470	89	1	1,560	1,299	4	2	1,305	14.5%
Assistant Level (Level 1-5)										
	Technical	5,295		172	5,467	4,495	509	40	5,044	56.0%
	Non-tech	2,996		291	3,287	2,481	163	11	2,655	29.5%
	Total	8,291		463	8,754	6,976	672	51	7,699	85.4%
Grand Total		9,772	89	464	10,325	8,284	676	53	9,013	100.0%

Note: GM: General Manager; DMD: Deputy Managing Director

Source: NEA. 2012. A year in review - Fiscal year 2011/2012

6.3 既設発電設備

2012/13 年度末におけるネパールの既設発電設備を Table 6.3-1 に示す。NEA 所有の発電所が 531,440 kW (70%)、IPP の発電所が 230,589 kW (30%) となっている。全設備容量の 93% を水力発電所が占め、残り 7% がディーゼルおよび太陽光発電所である。

水力発電所の大部分は流れ込み式であり、乾期には河川流量が著しく減少するために発電出力の低下や発生電力量の減少が生じ、長時間に亘る停電を余儀なされている状況である。

Table 6.3-1 Existing Generation Facilities in Nepal

Name of Power Station	Installed Capacity (kW)	Type	Annual Generation (Design: GWh)	River
NEA's Major Hydropower Stations				
Middle Marsyangdi	70,000	ROR	398	Marsyangdi
Kaligandaki A	144,000	ROR	842	Kaligandaki
Marsyangdi	69,000	ROR	462	Marsyangdi
Kulekhani No. 1	60,000	STO	211	Kulekhani
Kulekhani No. 2	32,000	STO	104	Kulekuhani
Trhisuli	24,000	ROR	163	Trisuli
Gandak	15,000	ROR	106	Narayani
Modi Khola	14,800	ROR	92	Modi
Devighat	14,100	ROR	114	Trisuli
Sunkoshi	10,050	ROR	70	Sunkoshi
Puwakhola	6,200	ROR	48	Puwakhola
Subtotal	459,150			
NEA's Small Hydropower Stations	14,244			
NEA's Small Hydropower Stations (Isolated)	4,536			
Thermal Power Stations				
Duhabi Multifuel	39,000	Diesel		
Hetauda	14,410	Diesel		
Subtotal	53,410			
Solar Power Stations	100			
IPP's Hydropower Stations				
Khimit Khola	60,000	ROR	350	
Bhotekoshi Khola	45,000	ROR	246	
Chilime	22,000	ROR	137	
Indrawati-III	7,500	ROR		
Jhimruk Khola	12,000	ROR		
Andhi Khola	5,100	ROR		
Syange Khola	183	ROR		
Piluwa Khola	3,000	ROR	19	
Rairing Khola	500	ROR		
Sunkoshi Khola	2,500	ROR		
Chaku Khola	1,500	ROR		
Khudi Khola	3,450	ROR	24	
Baramchi Khola	4,200	ROR	8	
Thoppal Khola	1,650	ROR	11	
Sisne Khola	750	ROR	4	
Sari Nadi	232	ROR		
PHEME Khola	995	ROR	8	
Pati Khola	996	ROR		
Seti-II	979	ROR		
Ridi Khola	2,400	ROR		
Upper Hadi Khola	991	ROR		
Mardi Khola	4,800	ROR		
Mai Khola	4,500	ROR		
Lower Piluwa	990	ROR		
Hewa Khola	4,455	ROR		
Bijayapur-1	4,410	ROR		
Siuri Khola	4,950	ROR		
Lower Modi I	9,900	ROR		
Sipring Khola	9,658	ROR		
Solar	680	ROR		
Tadi Khola	5,000	ROR		
Middle Chaku	1,800	ROR		
Charnawati Khola	3,250	ROR		
Subtotal	230,589			
Total Hydro (NEA) - Grid Connected	473,394			
Total Hydro (NEA) - Isolated	4,536			
Total Hydro (NEA)	477,930			
Total Hydro (IPP)	230,589			
Total Hydro (Nepal)	708,519			
Total Thermal (NEA)	53,410			
Total Solar (NEA)	100			
Total Installed Capacity	762,029			

Source: A Year in Review FY2012/13, NEA.

6.4 既設送変電設備

ネパールで採用している送電電圧は 132 kV、66 kV および 33 kV である。基幹送電線（132 kV）は東西に伸びる国道沿いに整備されており、中西部にある電源地帯から中部に位置する首都カトマンズおよび産業地帯である南東部に電力を供給しており、基本的に電力潮流は西から東向きである。本線路の主要な部分（Duhabi-Dhalkerbar-Hetauda 間）は 2 回線送電線であるが、その他については 1 回線送電線である。特に Hetauda-Bharatpur 間および Marsyangdi-Siuchatar 間の送電線は電源地域と消費地域を接続するにも関わらず 1 回線のみのため、事故時においては全体の電力供給を停止させてしまう可能性もある。

しかしながら近年はアジア開発銀行や世界銀行の援助より、ボトルネックとなっている送電区間の増強、上位の電圧階級である 220 kV 送電線の建設、インドーネパール間を連系する 400 kV 送電線の建設など状況は改善する方向に向かっている。

Table 6.4-1 に 2012/13 年度末の 132 kV 送電線の主要データ、Figure 6.4-1 に送電線・変電所・発電所を結ぶ系統図を示す。

Table 6.4-1 Existing Transmission Lines in the Integrated Nepal Power System

Section		Length (km)	Type of Circuits	Thermal Capacity (MVA)
From	To			
132kV				
1 Anarmani	Duhabi	75.76	Single	142
2 Kusha	Katiya(India)	15.00	Single	142
3 Duhabi	Hetauda	598.00	Double	142
4 Hetauda	KL2 P/S	8.00	Single	142
5 Bharatpur	Marsyangdi P/S	25.00	Single	180
6 Hetauda	Bharatpur	70.00	Single	123
7 Marsyangdi P/S	Suichatar	84.00	Single	180
8 Siuchatar	KL2 P/S	36.00	Single	142
9 Siuchatar	New Bhaktapur	26.90	Single	142
10 NewBhaktapur	Lamosangu	96.00	Double	142
11 Lamosangu	Khimti P/S	46.00	Single	142
12 Lamosangu	Bhotekosi P/S	31.00	Single	142
13 Bharatpur	Damauli	39.00	Single	103
14 Bharatpur	Bardghat	70.00	Single	123
15 Bardghat	Gandak P/S	28.00	Double	123
16 Bardghat	Butwal	86.00	Double	142
17 Butwal	KGA P/S	116.00	Double	180
18 KGA P/S	Lekhnath	96.00	Double	180
19 Lekhnath	Damauli	45.00	Single	103
20 Lekhnath	Pokhara	7.00	Single	42
21 Pokhara	Modikhola P/S	37.00	Single	142
22 Butwal	Laamhi	112.00	Single	142
23 Lamahi	Jhimruk P/S	50.00	Single	42
24 Lamahi	Attaria	243.00	Single	142
25 Attaria	Gaddachauki	49.00	Single	142
26 Middle Marsyangdi	Marsyangdi	40.00	Single	213

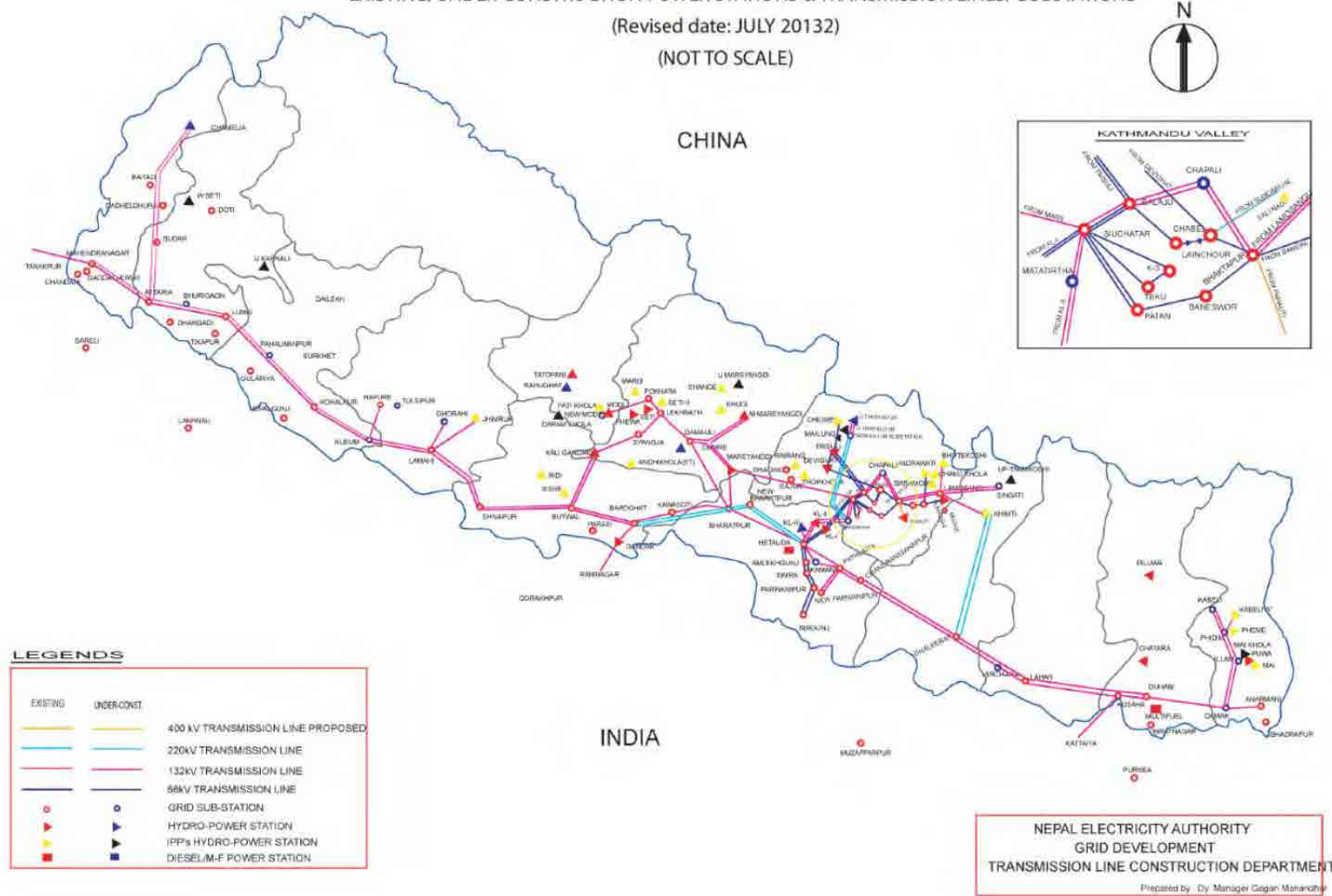
Source: A Year in Review, Fiscal Year 2012/2013, NEA

POWER DEVELOPMENT MAP OF NEPAL

EXISTING/UNDER CONSTRUCTION POWER STATIONS & TRANSMISSION LINES/ SUBSTATIONS

(Revised date: JULY 20132)

(NOT TO SCALE)



Source: A Year in Review, Fiscal Year 2012/2013, NEA.

Figure 6.4-1 Power System Map in the Integrated Nepal Power System

Table 6.4-2 に、2012/13 年末時点における電圧階級別の変電所容量を示す。

Table 6.4-2 Existing Substations in the Integrated Nepal Power System

132 kV SS	Capacity (MW)	66 kV SS	Capacity (MW)
Mahendranagar	15.5	Birgung	55.0
Attariya	25.5	Amlekhgunj	3.2
Lumki	10.5	Simra	20.1
Kohalpur	37.5	Hetauda	20.0
Lamahi	18.0	Siuchatar	36.0
Shivapur	41.0	K-3	45.0
Butwal	142.6	Teku	45.0
Bardghat	13.5	Patan	36.0
Kawasoti	38.0	Baneshwor	36.0
Bharatpur	55.0	Bhaktapur	
hetauda	40.0	Banepa	22.5
Parwanipur	90.0	Panchkhal	10.0
Chabdranigahapur	38.0	Lainchour	45.0
Dhalkebar	68.0	New-Chabel	45.0
Lahan	74.0	Balaju	45.0
Dulabi	159.2		
Aharmani	75.0		
Pokhara	45.0		
Lekhnath	12.5		
Damauli	26.0		
Lamosangu	15.0		
Bhaktapur	94.5		
Balaju	45.0		
Siuchatar	113.4		
Matatirtha	22.5		
Pathlaiya	22.5		
Shyangja	38.0		
Total	1,375.7	Total	463.8

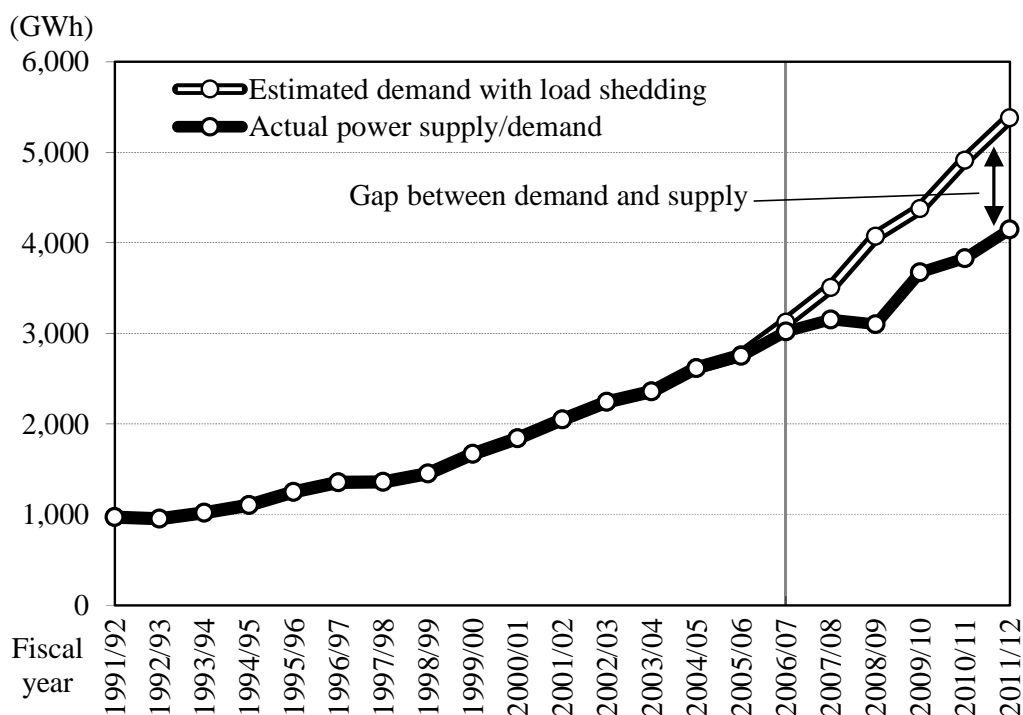
Source: A Year in Review, Fiscal Year 2011/2012, NEA.

6.5 電力需給実績

ネパールの電力市場は、NEA、IPP、インドの電力輸出入業者などから構成される電力の卸売市場と、NEA と電力消費者で構成される小売市場、そのほか地域住民が直接関与する小規模水力発電に関する小売市場に大別できる。本節では、小売市場の大部分を占める NEA と電力消費者で構成される小売市場に関し、電力需給実績を紹介する。

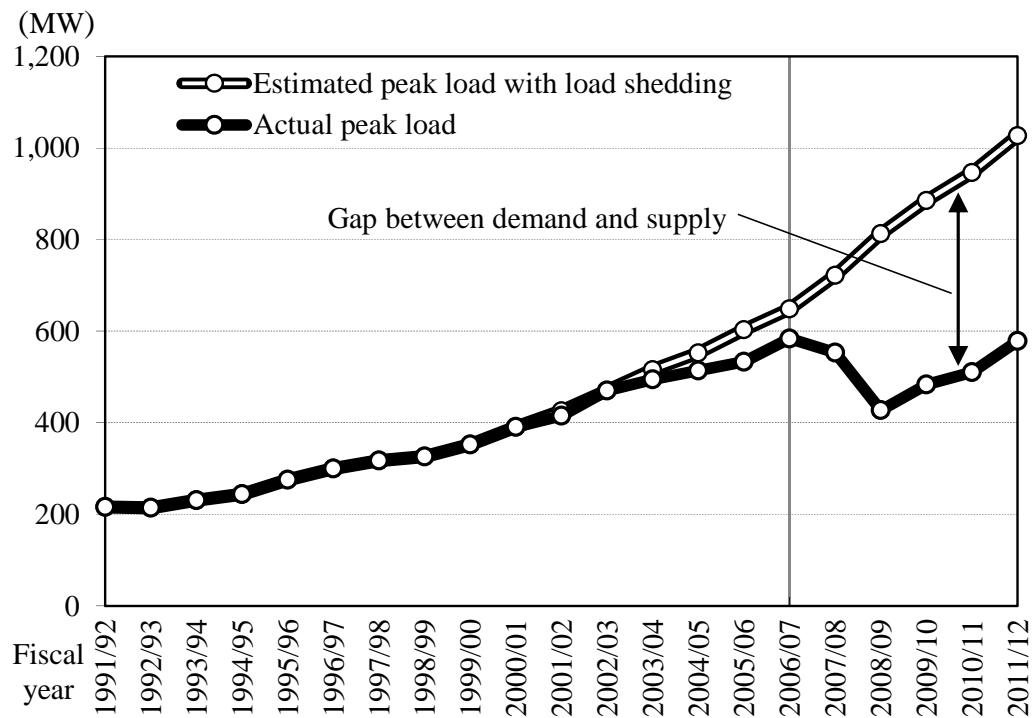
ネパールの電力の小売市場の特徴は、1) 冬期には 1 日 14 時間に及ぶ輪番停電の実施に代表される、電力需給の大きな不均衡が 2006/07 年度から顕著になった、2) 需要者は 200 万を超えるが、民生需要者が全体の 95% を占める、3) 民生需要者の数は多いが個別の電力需要は 100W に満たず、数では少数の産業需要者 (1.6%) が、全体需要の 38% を占める、4) 電力供給が逼迫する一方、需要者数の増加は政策上年 10% 程度の増加をキープしている、ことである。2011/12 年度時点で、民生の 1 需要者が 1 家計であると仮定すると、全国の NEA による電化率は 38% と推定できる (電化率に関する詳細についてはページ 6-19 参照)。

Figure 6.5-1 に NEA により供給された実電力量と、輪番停電で失われたと見なされた推定の電力量需要を加味した、電力需要曲線を示す。また Figure 6.5-2 実際の発電能力と、輪番停電で失われた電力を供給するために必要な発電能力を加味した発電能力推定値を示す。両曲線の乖離が、輪番停電の実施により埋められる。Table 6.5-1 にこれらの図に表現された電力量需要、発電能力、需給ギャップの数値を示す。また、Table 6.5-2 に、産業分野ごとの電力需給実績と、輪番停電による失われた需要の推定値を示す。これら図表から明らかなことは、電力需給の不均衡が顕著になり、その後拡大してゆく時点が、2006/07 年度ということである。このため、2006/07 年度を境に、電力需給実績の経済的な解釈が異なることに注意したい。また、2008/09 年度に実際に供給された実電力量とその供給に必要な発電能力値が 2007/08 年度より大きく低下した。これは、同年に記録的な寡雨による水力発電量の減少（特に IPP からの買電量の減少）と、インドからの電力輸入を行う送電線が被災しインドからの買電量が減少し、NEA の供給電力量が前年より低下したことに起因している。（NEA 年次報告書 2009）



Source: NEA; Study Team.

Figure 6.5-1 Actual Power Supply / Demand and Estimated Demand with Load Shedding



Source: NEA; Study Team.

Figure 6.5-2 Actual Peak Load and Estimated Peak Load with Load Shedding

Table 6.5-1 Actual and Estimated Power Supply and Peak Load

Fiscal year	Power supply and demand (GWh)			Installed capacity	Peak load (MW)		
	Actual power supply	Load shed estimate	Estimated power demand		Actual peak load	Load shed estimate	Estimated peak load
	a	b	c=a+b		d	e	f
1991/92	971		971	246	216		216
1992/93	954		954	246	214		214
1993/94	1,020		1,020	259	231		231
1994/95	1,106		1,106	271	244		244
1995/96	1,250		1,250	275	275		275
1996/97	1,355		1,355	275	300		300
1997/98	1,359		1,359	314	317		317
1998/99	1,451		1,451	328	326		326
1999/00	1,672		1,672	403	352		352
2000/01	1,844		1,844	448	391		391
2001/02	2,048	2	2,050	593	416	11	426
2002/03	2,244	0	2,244	618	470	0	470
2003/04	2,359	1	2,360	619	495	20	515
2004/05	2,617	3	2,619	621	514	38	552
2005/06	2,751	8	2,759	630	533	70	603
2006/07	3,019	103	3,122	630	584	65	648
2007/08	3,155	350	3,506	700	553	169	722
2008/09	3,100	972	4,072	702	428	385	813
2009/10	3,675	701	4,376	702	483	402	885
2010/11	3,827	1,084	4,912	702	510	436	946
2011/12	4,146	1,233	5,380	722	579	448	1,027

Note: 1) Load shedding from 1991/92 to 2000/01 is insignificant.

Source: NEA annual reports

Table 6.5-2 Actual Energy Sales and Estimated Load Shedding by Sectors

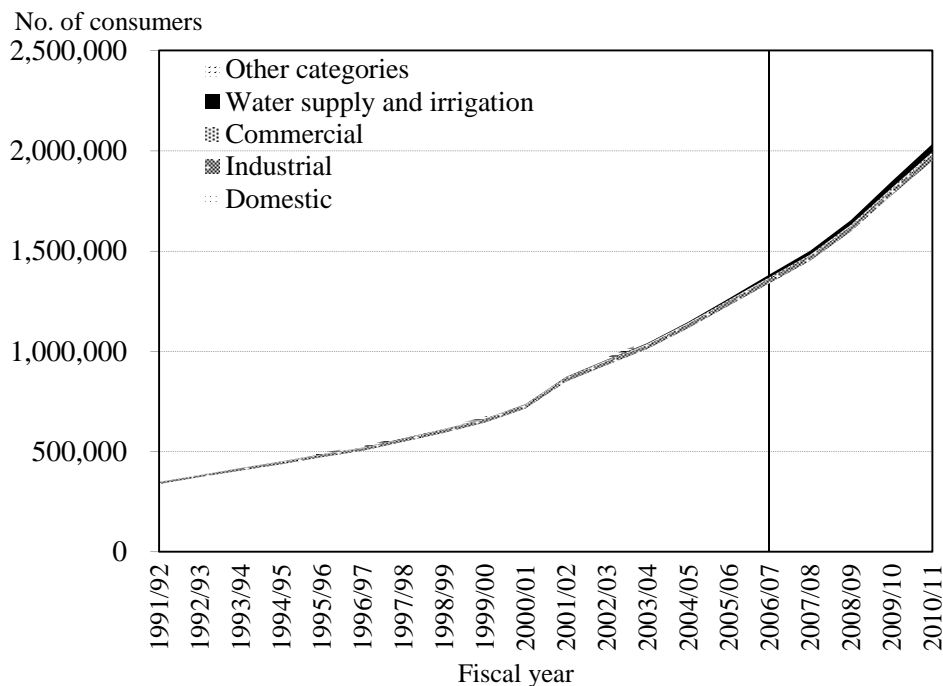
Fiscal year	Estimation		Actual energy sales							Estimated load shed energy at consumer							Total energy			
	Total generation	Estimated load shedding	Domestic	Industry	Commerce	Other	WS & Irrigation	Total Nepal	Energy export	Total sales	Domestic	Industry	Commerce	Other	WS & Irrigation	Total Nepal	Energy export	Total	Load shedding %	
																				s=j+r
a	b	c	d	e	f	g	h	i	j=h+i	k	l	m	n	o	p	q	r=p+q	s=j+r	t=r/s	
1991/92	No data ^{*1}		275	246	45	57	28	652	85	737									737	
1992/93	No data ^{*1}		260	274	48	58	24	663	46	709									709	
1993/94	No data ^{*1}		275	304	49	59	19	706	51	757									757	
1994/95	No data ^{*1}		302	328	59	69	28	785	39	825									825	
1995/96	No data ^{*1}		329	359	63	74	25	850	87	937									937	
1996/97	No data ^{*1}		355	377	68	83	28	910	100	1,011									1,011	
1997/98	No data ^{*1}		379	414	71	91	29	984	67	1,051									1,051	
1998/99	No data ^{*1}		411	441	77	98	23	1,049	64	1,114									1,114	
1999/00	No data ^{*1}		467	508	82	101	16	1,174	95	1,269									1,269	
2000/01	No data ^{*1}		518	521	94	119	29	1,281	126	1,407									1,407	
2001/02	2,207	3	552	597	90	132	29	1,400	134	1,534	1	1	0	0	0	2	2	1,536	0%	
2002/03	2,389	0	612	630	93	140	30	1,505	192	1,697	0	0	0	0	0	0	0	1,697	0%	
2003/04	2,608	1	671	690	108	154	32	1,654	141	1,795	0	0	0	0	0	1	1	1,796	0%	
2004/05	2,804	3	758	764	109	172	50	1,854	111	1,964	1	1	0	0	0	2	2	1,966	0%	
2005/06	3,001	9	806	786	120	179	46	1,936	97	2,033	2	2	0	0	1	6	6	2,038	0%	
2006/07	3,246	109	893	849	142	195	48	2,127	77	2,204	31	30	5	2	7	74	74	2,278	3%	
2007/08	3,341	367	931	901	154	217	47	2,250	60	2,310	105	102	17	5	24	254	254	2,564	10%	
2008/09	3,204	994	909	846	146	209	48	2,158	46	2,205	288	268	46	15	66	684	684	2,889	24%	
2009/10	3,894	736	1,109	960	187	214	56	2,526	75	2,602	216	187	36	11	42	492	492	3,093	16%	
2010/11	3,932	1,105	1,171	1,043	206	230	55	2,705	30	2,735	333	296	59	16	65	769	769	3,503	22%	

Note: 1) Load shedding form 1991/92 to 2000/01 is insignificant. Source: NEA; Study Team

Figure 6.5-3 と Figure 6.5-4 に NEA から電力を購入する消費者数の推移を示す。Figure 6.5-3 から見て取れるように、民生需要者の数は、95%と非常に多い。そのため、他の産業分野の需要構成を明確にするために、民生需要者を除いた産業分野ごとの構成を Figure 6.5-4 に示す。全体の需要者の数は、2011 年時点で 2,053,000 件である。電力の供給不足が顕著になった 2007 年以降でも民生需要者と灌漑需要者の増加は著しい。灌漑に対する電力の平均価格は、他産業分野に対する電力価格（約 6.5 Rs./kWh）より安く、4 Rs./kWh 程度であり、政策的に民生需要者と灌漑需要者の拡大が図られている。このような消費者の拡大が電力の需給の不均衡の拡大に拍車をかけている。

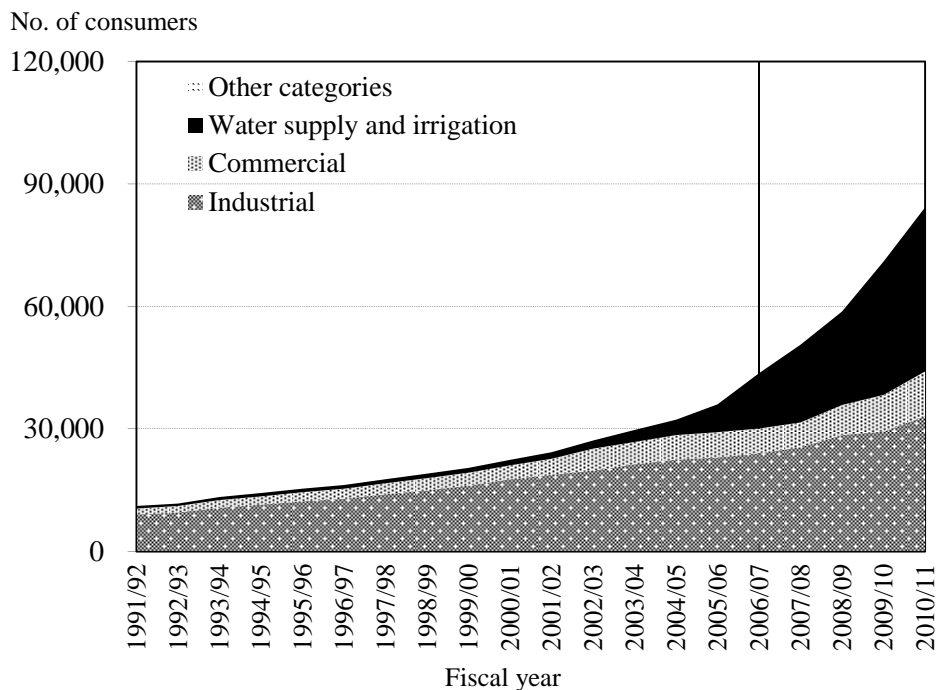
Figure 6.5-5 と Figure 6.5-6 には、消費者 1 件あたりの年間の電力の消費量を示す。民生と他分野では大きな違いがあるので、Figure 6.5-6 には、民生分野と消費者全体の需要量を抜き出して示す。2007 年以降顕著なのは、灌漑を除く産業分野、商業・サービス分野の生産セクターで、消費者あたりの電力消費量が減少していることである。これは先の経済状況全般で紹介したように、これら分野、特に産業分野の経済パフォーマンスが落ち込んできていることと符合する。電力の生産分野での活用は重要であり、産業分野での電力消費の減少は、深刻な事態であると認識する必要がある。灌漑の需要は消費者あたりの電力消費量が長期にわたって顕著に減少を続けているため、少数の規模の大きい灌漑から個別農家による小規模の地下水灌漑の件数が急速に増えていること

が伺える。民生分野の需要は、消費者あたりの需要は 100W 程度で小規模である。全期間を通じて若干の減少傾向にあり、2007 年以降その傾向が加速された。



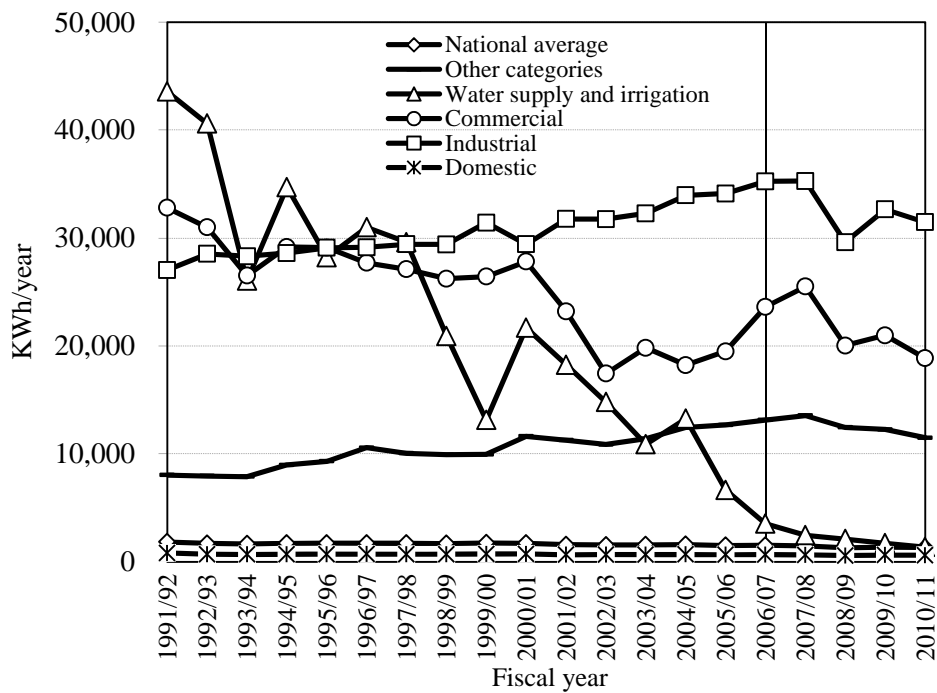
Source: NEA

Figure 6.5-3 Numbers of Connected Consumers



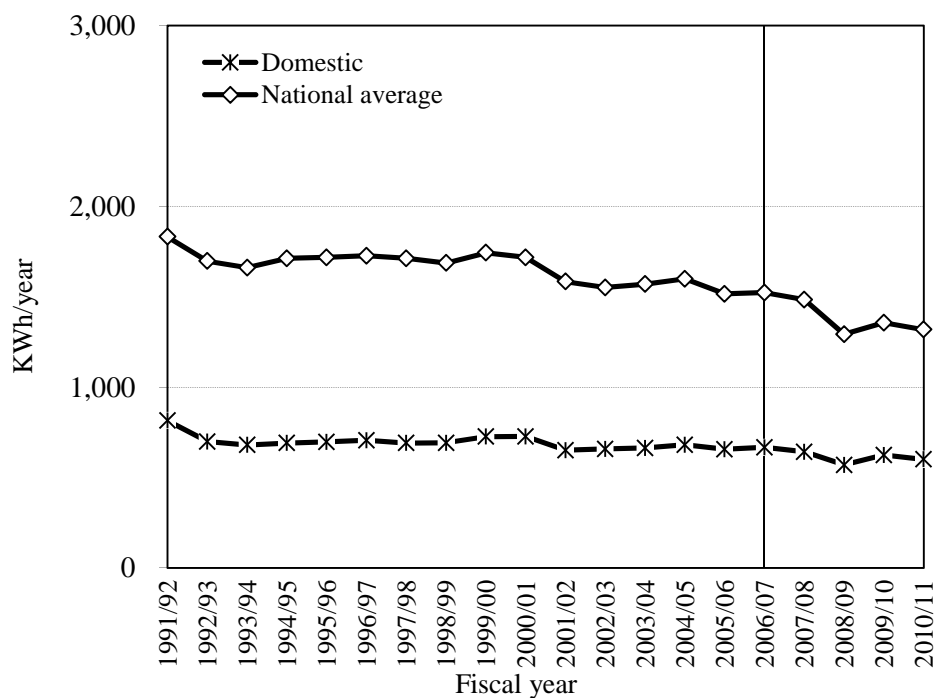
Source: NEA

Figure 6.5-4 Numbers of Connected Consumers (excluding Domestic Consumers)



Source: NEA; Study Team

Figure 6.5-5 Per-consumer Annual Electricity Consumption by Sectors



Source: NEA; Study Team

Figure 6.5-6 Per-consumer Annual Electricity Consumption of the Domestic Sector and the National Average

Table 6.5-3 と Table 6.5-4 に世帯の光源に関する 2001 年と 2011 年のセンサスの結果をエコゾーン (Eco-zone) と郡ごとに示す。ネパールでは、電化されたほとんどの世帯は光源として電灯を使用することが想定できる。両年のセンサスで光源に配電された電力またはソーラーパネルによる電力を使った電灯を使用すると回答した世帯を電化された世帯として見なすと、2001 年には全世帯の 39%、2011 年には 67%がソーラーパネル以外の電力、7%がソーラーパネルによる電力を光源としていた。つまり 2011 年にソーラーパネルによる電力を含めると、74%の世帯が電化され、この 10 年間に電化率が倍増したといえる。ソーラーパネル以外電源による電化率を地域別にみると、もともと電化率の低かった山岳地区 (Mountain Eco-zone) の電化率が 2 倍以上に増加し (18% から 45%)、次いで人口密度の高いテライ地区 (Terai Eco-zone) と丘陵地区 (Hill Eco-zone) が 2 倍弱の増加 (それぞれ 39%から 70%、43%から 68%) となっている。ソーラーパネルを電源とする電化をみると、2001 年にはほとんど普及していなかったソーラーパネルが、2011 年には山岳地区で 23%、丘陵地区で 11%となっており、ソーラーパネルは急速に普及してきているといえる。

ネパールのここ 10 年間の電化率の向上に NEA の地方電化の努力を読み取ることができる。Table 6.5-3 の下部に NEA の契約世帯の数とその数の全世帯に占める割合を示す。2001 年は NEA の契約世帯数が約 74 万 6000 であり、これは全世帯数の 18%に相当する。2001 年の世帯の電化率は 39%と見なすことができるので、単純に言えばそのうちの約半分が NEA による電化の恩恵を受けている世帯といえる。ここで 1 契約が複数世帯によりなされている可能性を考えると、全世帯数に対する NEA の契約世帯数の割合はこれよりも大きいと見なせる。2011 年には NEA の契約世帯数は 3 倍程度増加し、約 205 万 3000 世帯となった。これは世帯総数の 38%に相当する。2011 年時点でのソーラーパネル以外による世帯の電化率は 67%であるので少なくともそのうちの約 60% (38%/67%) は NEA の配電により電化された世帯といえる。NEA から直接給電を受けていない世帯は、NEA の配電網から独立した小規模水力による電化、ソーラーパネルによる電化、自家発電による電化の恩恵を受けている。

現在の NEA にとって地方電化は、コスト高で収益を見込めない事業とされている。一方、2011 年時点で約 25%の世帯が未電化となっており、NEA の厳しい経営の中で、収益性の低い地方電化に対する投資をどう取り扱って行くか、NEA の今後の課題である。

Table 6.5-3 Type of Lighting Facilities of Households in 2001 and 2011 by Eco-zone

Region	Eco-zone	Type of lighting facilities of households (HHs) in 2001					Type of lighting facilities of households (HHs) in 2011					
		Total no. of HHs	% to the total no. of HHs				Total no. of HHs	% to the total no. of HHs				
			Total	Elect-ricity	Kero-sene	Other		Total	Elect-ricity	Kero-sene	Solar	Other
Eastern	Mountain	77,197	100%	18%	80%	2%	84,844	100%	47%	29%	20%	5%
	Hill	309,149	100%	21%	77%	2%	346,373	100%	48%	25%	19%	8%
	Terai	614,095	100%	37%	62%	1%	799,526	100%	72%	26%	1%	1%
	Sub-total/average	1,000,441	100%	30%	68%	2%	1,230,743	100%	64%	26%	7%	3%
Central	Mountain	66,345	100%	28%	71%	1%	76,376	100%	86%	10%	2%	2%
	Hill	728,499	100%	67%	32%	1%	1,060,423	100%	86%	8%	4%	3%
	Terai	670,909	100%	40%	58%	2%	825,439	100%	65%	31%	2%	2%
	Sub-total/average	1,465,753	100%	53%	46%	2%	1,962,238	100%	77%	17%	3%	2%
Western	Mountain	5,019	100%	63%	35%	3%	4,753	100%	77%	2%	20%	1%
	Hill	568,898	100%	40%	58%	2%	676,987	100%	79%	12%	6%	3%
	Terai	289,128	100%	46%	52%	2%	383,859	100%	77%	20%	2%	2%
	Sub-total/average	863,045	100%	42%	56%	2%	1,065,599	100%	78%	15%	4%	2%
Mid-Western	Mountain	31,384	100%	12%	18%	70%	68,802	100%	21%	1%	41%	37%
	Hill	239,100	100%	18%	68%	13%	332,025	100%	26%	9%	30%	35%
	Terai	209,333	100%	35%	63%	2%	294,187	100%	65%	22%	4%	9%
	Sub-total/average	479,817	100%	25%	63%	12%	695,014	100%	42%	14%	20%	24%
Far-Western	Mountain	67,976	100%	6%	76%	18%	83,265	100%	22%	15%	33%	30%
	Hill	142,837	100%	19%	71%	10%	161,891	100%	28%	16%	17%	39%
	Terai	154,588	100%	34%	63%	3%	224,547	100%	72%	17%	4%	6%
	Sub-total/average	365,401	100%	23%	69%	9%	469,703	100%	48%	16%	14%	22%
All Regions	Mountain	247,921	100%	18%	68%	15%	318,040	100%	45%	14%	23%	18%
	Hill	1,988,483	100%	43%	53%	4%	2,577,699	100%	68%	12%	11%	10%
	Terai	1,938,053	100%	39%	60%	2%	2,527,558	100%	70%	25%	2%	3%
National total/average		4,174,457	100%	39%	57%	3%	5,423,297	100%	67%	18%	7%	7%
NEA's domestic consumers		745,992					2,053,259					
% of NEA's consumers		18%					38%					

Source: 1) Central Bureau of Statistics. 2001. National population census 2001. Kathmandu.
 2) Central Bureau of Statistics. 2011. National population and housing census 2011. Kathmandu.
 3) NEA annual reports.

Table 6.5-4 Type of Lighting Facilities of Households in 2001 and 2011 by District

Region	Zone	District	Eco-zone	Type of lighting facilities of households (HHs) in 2001				Type of lighting facilities of households (HHs) in 2011						
				Total no. of HHs	% to the total no. of HHs				Total no. of HHs	% to the total no. of HHs				
					Total	Elect-ricity	Kero-sene	Other		Total	Elect-ricity	Kero-sene	Solar	Other
Eastern	Mechi	Taplejung	Mountain	24,764	100%	8%	90%	2%	26,471	100%	25%	45%	28%	2%
		Panchthar	Hill	37,260	100%	5%	92%	3%	41,176	100%	28%	40%	27%	6%
		Ilam	Hill	54,565	100%	43%	56%	1%	64,477	100%	66%	23%	7%	5%
		Jhapa	Terai	125,947	100%	33%	66%	1%	184,384	100%	82%	16%	1%	1%
	Koshi	Morang	Terai	167,875	100%	36%	64%	1%	213,870	100%	76%	22%	1%	1%
		Sunsari	Terai	120,378	100%	42%	57%	1%	162,279	100%	82%	17%	1%	1%
		Dhankuta	Hill	32,571	100%	46%	53%	1%	37,616	100%	84%	12%	3%	1%
		Terhathum	Hill	20,682	100%	13%	83%	4%	22,084	100%	67%	20%	9%	4%
		Sankhuwasabha	Mountain	30,766	100%	30%	68%	2%	34,615	100%	53%	23%	19%	5%
		Bhojpur	Hill	39,481	100%	5%	92%	2%	39,393	100%	15%	27%	42%	16%
		Sagarmatha	Solukhumbu	Mountain	21,667	100%	13%	84%	2%	23,758	100%	63%	20%	10%
	Okhaldhunga		Hill	30,121	100%	6%	92%	2%	32,466	100%	42%	28%	22%	9%
	Khotang		Hill	42,866	100%	4%	93%	3%	42,647	100%	31%	28%	25%	16%
	Udayapur		Hill	51,603	100%	32%	66%	2%	66,514	100%	51%	22%	20%	7%
Saptari	Terai		101,141	100%	41%	58%	2%	121,064	100%	42%	55%	1%	2%	
Siraha	Terai		98,754	100%	32%	67%	2%	117,929	100%	67%	30%	1%	1%	
Sub-total/average				1,000,441	100%	30%	68%	2%	1,230,743	100%	64%	26%	7%	3%
Central	Janakpur	Dhanusa	Terai	117,417	100%	44%	54%	3%	138,225	100%	73%	24%	1%	2%
		Mahottari	Terai	94,229	100%	25%	74%	1%	111,298	100%	63%	35%	1%	1%
		Sarlahi	Terai	111,076	100%	28%	70%	2%	132,803	100%	47%	49%	2%	2%
		Sindhuli	Hill	47,710	100%	29%	70%	2%	57,544	100%	38%	22%	27%	13%
		Ramechhap	Hill	40,386	100%	7%	91%	2%	43,883	100%	46%	30%	21%	3%
		Dolakha	Hill	37,292	100%	46%	54%	1%	45,658	100%	82%	13%	3%	3%
	Bagmati	Sindhupalchok	Mountain	57,649	100%	27%	72%	1%	66,635	100%	88%	9%	1%	1%
		Kavrepalanchok	Hill	70,509	100%	63%	35%	1%	80,651	100%	87%	8%	2%	2%
		Lalitpur	Hill	68,922	100%	87%	12%	1%	109,505	100%	97%	2%	0%	1%
		Bhaktapur	Hill	41,253	100%	97%	1%	1%	68,557	100%	98%	1%	0%	1%
		Kathmandu	Hill	235,387	100%	97%	2%	1%	435,544	100%	98%	1%	0%	1%
		Nuwakot	Hill	53,169	100%	51%	47%	2%	59,194	100%	83%	13%	2%	2%
		Rasuwa	Mountain	8,696	100%	33%	65%	2%	9,741	100%	71%	12%	6%	10%
		Dhading	Hill	62,759	100%	14%	85%	1%	73,842	100%	63%	19%	11%	7%
Narayani	Makwanpur	Hill	71,112	100%	61%	37%	2%	86,045	100%	73%	18%	8%	2%	
	Rautahat	Terai	88,162	100%	26%	73%	1%	106,652	100%	47%	50%	1%	2%	
	Bara	Terai	87,706	100%	44%	55%	2%	108,600	100%	68%	29%	1%	1%	
	Parsa	Terai	79,456	100%	45%	53%	2%	95,516	100%	72%	24%	2%	2%	
Sub-total/average				1,465,753	100%	53%	46%	2%	1,962,238	100%	77%	17%	3%	2%
Western	Gandaki	Gorkha	Hill	58,923	100%	42%	55%	3%	66,458	100%	76%	17%	4%	2%
		Lamjung	Hill	36,525	100%	31%	67%	2%	42,048	100%	77%	15%	7%	2%
		Tanahu	Hill	62,898	100%	43%	55%	2%	78,286	100%	77%	10%	9%	3%
		Syangja	Hill	64,746	100%	53%	46%	1%	68,856	100%	87%	9%	3%	1%
		Kaski	Hill	85,075	100%	68%	31%	1%	125,459	100%	95%	3%	1%	1%
	Dhaulagiri	Manang	Mountain	1,776	100%	80%	19%	0%	1,448	100%	89%	2%	9%	1%
		Mustang	Mountain	3,243	100%	53%	43%	4%	3,305	100%	71%	2%	25%	1%
		Myagdi	Hill	24,435	100%	26%	70%	4%	27,727	100%	69%	13%	11%	7%
	Parbat	Hill	32,731	100%	25%	73%	1%	35,698	100%	80%	14%	4%	1%	
	Baglung	Hill	53,565	100%	40%	58%	2%	61,482	100%	82%	12%	4%	3%	

Source: 1) Central Bureau of Statistics. 2001. National population census 2001. Kathmandu.
2) Central Bureau of Statistics. 2011. National population and housing census 2011. Kathmandu.

Table 6.5-4 Type of Lighting Facilities of Households in 2001 and 2011 by District (cont.)

Region	District	Eco-zone	Type of lighting facilities of households (HHs) in 2001					Type of lighting facilities of households (HHs) in 2011					
			Total no. of HHs	% to the total no. of HHs				Total no. of HHs	% to the total no. of HHs				
				Total	Elect-ricity	Kero-sene	Other		Total	Elect-ricity	Kero-sene	Solar	Other
Western	Gulmi	Hill	59,189	100%	15%	82%	3%	64,887	100%	64%	21%	12%	3%
	Palpa	Hill	49,942	100%	52%	46%	2%	59,260	100%	73%	15%	8%	4%
	Nawalparasi	Terai	98,340	100%	41%	58%	1%	128,760	100%	81%	12%	4%	3%
	Rupandehi	Terai	117,856	100%	61%	37%	1%	163,835	100%	81%	18%	0%	1%
	Kapilbastu	Terai	72,932	100%	28%	69%	3%	91,264	100%	64%	34%	0%	2%
	Arghakhanchi	Hill	40,869	100%	9%	88%	3%	46,826	100%	59%	22%	12%	6%
	Sub-total/average			863,045	100%	42%	56%	2%	1,065,599	100%	78%	15%	4%
Mid-Western	Pyuthan	Hill	40,183	100%	17%	79%	5%	47,716	100%	54%	22%	7%	18%
	Rolpa	Hill	38,512	100%	4%	86%	10%	43,735	100%	21%	5%	47%	26%
	Rukum	Hill	33,501	100%	8%	75%	18%	41,837	100%	15%	6%	46%	34%
	Salyan	Hill	10,926	100%	16%	82%	3%	46,524	100%	15%	19%	35%	32%
	Dang	Terai	82,495	100%	33%	65%	2%	116,347	100%	65%	22%	4%	9%
	Banke	Terai	67,269	100%	48%	49%	2%	94,693	100%	69%	22%	3%	6%
	Bardiya	Terai	59,569	100%	22%	76%	2%	83,147	100%	63%	23%	3%	12%
	Surkhet	Hill	50,691	100%	48%	45%	7%	72,830	100%	44%	4%	14%	39%
	Dailekh	Hill	41,140	100%	17%	71%	12%	48,915	100%	14%	4%	37%	45%
	Jajarkot	Hill	24,147	100%	1%	52%	47%	30,468	100%	4%	2%	41%	52%
Karnali	Dolpa	Mountain	4,414	100%	1%	48%	52%	7,466	100%	23%	1%	50%	25%
	Jumla	Mountain	12,147	100%	19%	11%	70%	19,291	100%	29%	0%	44%	26%
	Kalikot	Mountain	2,026	100%	5%	77%	18%	23,008	100%	12%	1%	37%	50%
	Mugu	Mountain	5,844	100%	6%	5%	90%	9,600	100%	14%	1%	56%	30%
	Humla	Mountain	6,953	100%	12%	5%	83%	9,437	100%	31%	0%	23%	46%
	Sub-total/average			479,817	100%	25%	63%	12%	695,014	100%	42%	14%	20%
Far-Western	Bajura	Mountain	18,359	100%	5%	76%	19%	24,888	100%	23%	1%	22%	54%
	Bajhang	Mountain	28,588	100%	5%	72%	23%	33,773	100%	17%	13%	40%	30%
	Achham	Hill	44,005	100%	6%	81%	13%	48,318	100%	18%	4%	24%	53%
	Doti	Hill	36,465	100%	30%	61%	9%	41,383	100%	30%	10%	12%	48%
	Kailali	Terai	94,430	100%	31%	65%	3%	142,413	100%	70%	14%	6%	9%
	Kanchanpur	Terai	60,158	100%	38%	60%	2%	82,134	100%	75%	22%	1%	2%
	Dadeldhura	Hill	21,980	100%	21%	64%	15%	27,023	100%	48%	7%	10%	34%
	Baitadi	Hill	40,387	100%	22%	72%	6%	45,167	100%	25%	40%	18%	17%
	Darchula	Mountain	21,029	100%	8%	83%	9%	24,604	100%	27%	33%	33%	7%
	Sub-total/average			365,401	100%	23%	69%	9%	469,703	100%	48%	16%	14%
National Total/average			4,174,457	100%	39%	57%	3%	5,423,297	100%	67%	18%	7%	7%

Source: 1) Central Bureau of Statistics. 2001. National population census 2001. Kathmandu.

2) Central Bureau of Statistics. 2011. National population and housing census 2011. Kathmandu.

6.6 電力料金

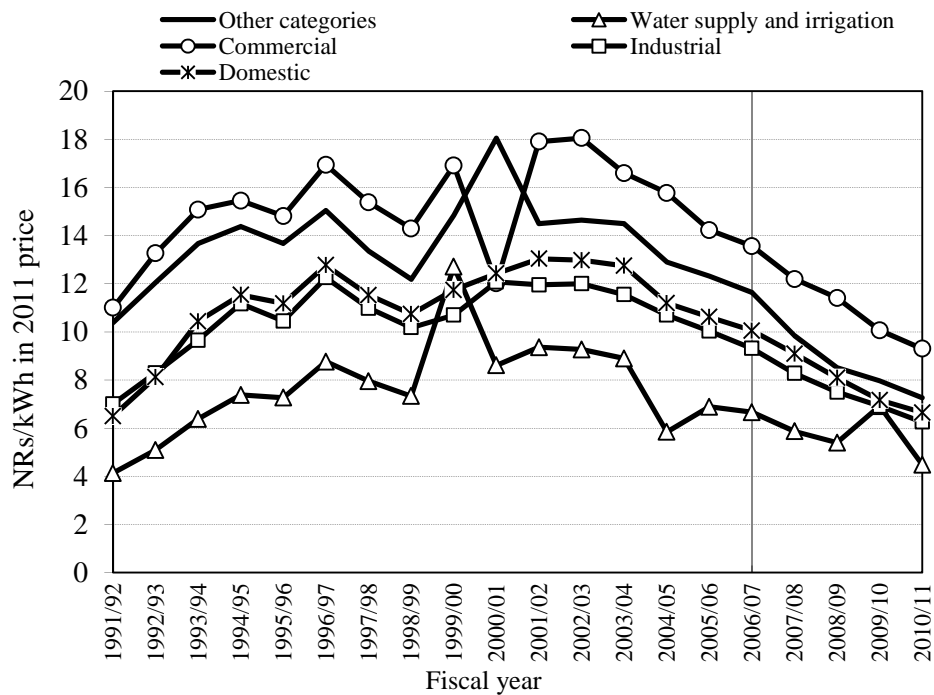
NEA の現在の経営状態は厳しく、その原因の第一は、2000/01 年度から 10 年以上据え置かれている電力料金体系 (Tariff Rates) である。Table 6.6-1 に過去 20 年間の産業別の売上金額を電力の販売量で除して算出した平均名目価格の推移、Figure 6.6-1 にインフレを考慮した実質の電力価格の推移を示す。最近の 10 年間に物価は約 2 倍となっている一方で、電力の名目価格はほぼ据え置かれており、この 10 年間で電力料金は実質半額になっている。電力料金の実質価格の下落に伴い、Figure 6.6-2 に示すように、電力販売収入の実質額も 2006/07 年度以降下降してきている。名目収入は増加し続けているが、インフレを考慮すると減額となる。特にリーマンショックのあった次の年の 2009 年の減少は著しく、世界経済の余波がネパール経済にも及んだ。

このような NEA の経営状況の悪化を背景に、2012 年 7 月に約 10 年ぶりの大幅な電力料金の改定が行われた。この結果、料金体系全体で約 20% 電力価格が上昇した。

Table 6.6-1 Nominal Price of Electricity since 1992 by Sectors (Rs./kWh)

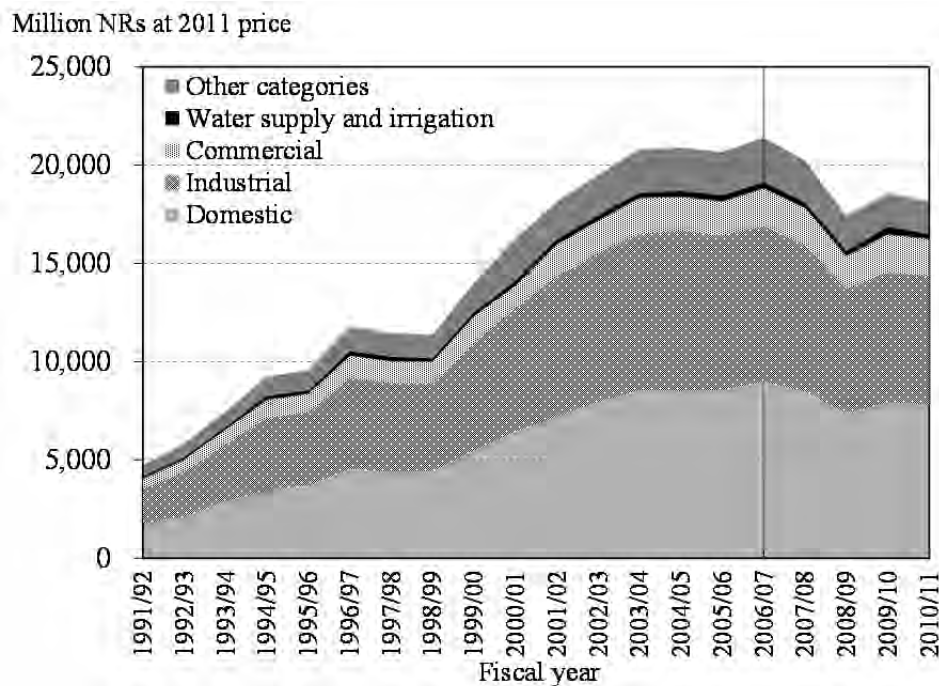
Fiscal year	Domestic		Industrial		Commercial		Water supply and		Other categories		National average		Export to India		Average price	
	Value	Growth	Value	Growth	Value	Growth	Value	Growth	Value	Growth	Value	Growth	Value	Growth	Value	Growth
1991/92	1.78		1.92		3.02		1.13		2.85		1.99		1.71		1.95	
1992/93	2.39	34.2%	2.44	27.3%	3.91	29.5%	1.50	32.4%	3.55	24.8%	2.59	30.5%	1.64	-4.2%	2.53	29.4%
1993/94	3.33	39.3%	3.08	26.1%	4.81	23.2%	2.04	35.7%	4.36	22.9%	3.38	30.3%	1.81	10.6%	3.27	29.4%
1994/95	3.96	19.0%	3.84	24.5%	5.31	10.3%	2.54	24.5%	4.94	13.1%	4.05	19.8%	2.47	36.6%	3.97	21.4%
1995/96	4.20	5.9%	3.92	2.2%	5.56	4.7%	2.73	7.5%	5.13	3.9%	4.22	4.3%	2.38	-3.9%	4.05	1.9%
1996/97	4.98	18.8%	4.78	21.9%	6.61	19.0%	3.42	25.5%	5.87	14.4%	5.05	19.8%	2.49	4.7%	4.80	18.6%
1997/98	5.01	0.4%	4.77	-0.3%	6.67	1.0%	3.45	0.9%	5.80	-1.2%	5.05	0.0%	2.97	19.2%	4.92	2.5%
1998/99	5.01	0.1%	4.75	-0.5%	6.67	-0.1%	3.42	-0.9%	5.68	-2.0%	5.05	-0.1%	3.09	4.1%	4.94	0.3%
1999/00	5.61	12.1%	5.11	7.7%	8.09	21.3%	6.08	77.5%	7.09	24.9%	5.70	13.0%	3.45	11.7%	5.53	12.1%
2000/01	6.10	8.6%	5.93	15.9%	5.90	-27.0%	4.23	-30.4%	8.86	24.9%	6.23	9.2%	3.14	-8.9%	5.95	7.6%
2001/02	6.59	8.1%	6.05	2.0%	9.05	53.4%	4.74	12.0%	7.33	-17.3%	6.55	5.1%	3.84	22.2%	6.31	6.0%
2002/03	6.94	5.2%	6.42	6.1%	9.65	6.6%	4.95	4.6%	7.83	6.8%	6.93	5.8%	4.21	9.6%	6.62	4.9%
2003/04	7.01	1.0%	6.35	-1.0%	9.12	-5.5%	4.89	-1.3%	7.97	1.8%	6.92	-0.1%	4.77	13.4%	6.75	2.0%
2004/05	6.58	-6.1%	6.28	-1.1%	9.26	1.6%	3.43	-29.8%	7.58	-4.9%	6.62	-4.3%	5.51	15.4%	6.56	-2.8%
2005/06	6.71	2.0%	6.34	0.9%	8.99	-3.0%	4.35	26.7%	7.78	2.7%	6.74	1.8%	6.00	9.0%	6.71	2.3%
2006/07	6.74	0.5%	6.24	-1.5%	9.09	1.1%	4.47	2.6%	7.80	0.2%	6.74	0.0%	5.58	-7.0%	6.70	-0.1%
2007/08	6.76	0.3%	6.15	-1.4%	9.07	-0.3%	4.37	-2.2%	7.32	-6.2%	6.68	-1.0%	6.01	7.7%	6.66	-0.6%
2008/09	6.71	-0.7%	6.22	1.2%	9.47	4.4%	4.48	2.5%	7.07	-3.4%	6.69	0.2%	6.37	6.0%	6.69	0.4%
2009/10	6.54	-2.6%	6.31	1.4%	9.19	-2.9%	6.31	40.8%	7.28	3.0%	6.71	0.2%	8.06	26.5%	6.75	0.9%
2010/11	6.65	1.7%	6.26	-0.8%	9.30	1.2%	4.48	-28.9%	7.27	-0.2%	6.71	0.1%	7.80	-3.2%	6.72	-0.3%
Average	5.48	7.8%	5.16	6.9%	7.44	7.3%	3.85	10.5%	6.47	5.7%	5.53	7.1%	4.16	8.9%	5.42	7.1%

Source: NEA



Source: NEA; Study Team

Figure 6.6-1 Electricity Prices by Consumer Categories since 1992 (at 2011 Prices)



Source: NEA; Study Team

Figure 6.6-2 Electricity Sales by Consumer Categories since 1992 (at 2011 Prices)

6.7 NEA の財務状況

NEA の財務状況は破綻状況にある。このため 2012 年 1 月、ネパール政府は、NEA の累積損失 270 億ルピーを、政府が NEA に投資している資金を減資することにより、この損失を肩代わりする決定を行った。これは国民の税金による公的資金を、NEA の債務の帳消しに当てることを意味する。この決定は、エネルギー省の結成した特別委員会が 2010 年に提案した財務改革の一環として、行われた措置であり、そのほかの救済策や、送電会社の設立と出資に関する決定も同時にされた。

NEA の最近 13 年間の貸借対照表と損益計算書を Table 6.7-1 と Table 6.7-2 に示す。

Table 6.7-1 Balance Sheet of the NEA since FY1998/99

Particular	(Million NRs)												
	1998/99	1999/00	2000/01	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09	2009/10	2010/11
Capital and Liabilities													
Capital and Reserve													
Share Capital	13,366	14,634	15,360	16,601	16,977	18,216	20,162	23,113	26,382	28,610	33,659	38,652	42,002
Reserve and Accumulated Profit													
Capital & other Reserve				418	425	478	514	550	999	1,408	1,498	1,631	1,631
Accumulated profit				279	(1,695)	(3,475)	(4,808)	(6,096)	(6,650)	(8,986)	(14,099)	(21,022)	(27,534)
Total reserve and accumulated profit	1,403	1,600	1,627	697	(1,270)	(2,998)	(4,294)	(5,545)	(5,651)	(7,578)	(12,601)	(19,391)	(25,903)
Secured Long Term Loan	23,824	30,156	36,708	37,326	39,637	41,103	44,538	46,488	47,616	51,369	53,788	58,232	62,212
Deferred Tax				-	-	-	-	-	848	791	693	693	693
Grand Total	38,593	46,390	53,695	54,623	55,344	56,321	60,405	64,056	69,196	73,192	75,540	78,186	79,005
Asset													
Property, Plant & Equipment	20,586	25,106	28,238	51,081	50,095	51,415	52,167	51,743	51,782	52,030	81,239	83,106	85,763
Capital Work in Progress	16,543	18,947	23,640	4,838	8,655	10,620	16,060	21,992	29,145	35,700	13,550	17,040	20,634
Investment	326	521	517	553	613	713	777	820	882	1,620	2,140	4,974	4,974
Sub Total	37,454	44,575	52,395	56,472	59,363	62,748	69,004	74,555	81,809	89,350	96,929	105,120	111,371
Current Asset													
Inventories	740	982	961	1,058	1,017	1,048	1,373	1,355	1,498	1,800	2,159	2,432	2,510
Sundry Debtors and Other Receivable	1,531	1,526	1,679	2,285	3,380	3,736	3,698	4,088	5,151	5,721	4,854	6,098	7,282
Cash and Bank Balance	1,148	1,321	1,039	665	1,076	1,036	1,323	1,259	1,448	1,337	1,725	1,245	1,288
Prepaid, Advance, Loan and Deposits	1,634	1,932	2,635	3,314	2,217	2,063	2,099	2,294	2,226	2,320	2,495	2,734	2,821
Total Currents Asset	5,053	5,761	6,314	7,322	7,690	7,883	8,492	8,995	10,323	11,178	11,233	12,508	13,901
Less: Current Liabilities and Provision													
Sundry Creditors and Payables	4,350	4,489	5,071	8,853	11,594	13,857	16,769	19,144	22,119	25,482	29,221	33,651	38,433
Provision	437	989	1,043	1,244	753	681	698	710	693	2,085	3,331	5,577	7,630
Total Current Liabilities and Provision	4,787	5,477	6,114	10,097	12,347	14,538	17,466	19,854	22,812	27,567	32,552	39,228	46,063
Net Currents Assets	267	284	200	(2,775)	(4,657)	(6,655)	(8,975)	(10,859)	(12,489)	(16,389)	(21,319)	(26,720)	(32,162)
Deferred Expenditures	615	1,303	979	917	507	250	127	32	131	423	361	324	334
Inter Unit Balance(Net)	257	229	121	10	131	(22)	249	327	(255)	(192)	(431)	(538)	(538)
Total Def. Exp. & Inter.	872	1,532	1,100	927	637	228	376	360	(124)	231	(70)	(214)	(204)
Grand Total	38,593	46,390	53,695	54,623	55,344	56,321	60,405	64,056	69,196	73,192	75,540	78,186	79,005

Note: 1) Figures in FY2010/11 are provisional figures. Final figures of 2011 and provisional figures for 2012 are not included in this table due to the change in the balance sheet format in NEA annual report 2012.

Source: NEA 2007 and NEA 2011.

Table 6.7-2 Profit and Loss Statement of the NEA since FY1998/99

Particulars	(Million NRs.)													
	1998/99	1999/00	2000/01	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09	2009/10	2010/11	2011/12
Sales	5,397	6,856	8,161	9,476	11,013	11,875	12,605	13,332	14,450	15,041	14,406	17,165	17,947	20,079
Cost of sales	1,951	2,190	4,481	5,887	5,348	6,765	7,462	8,333	9,035	9,531	9,935	12,475	12,624	14,884
Generation	1,849	2,069	4,343	478	422	544	642	811	856	980	1,120	1,541	930	1,757
Power Purchase				4,659	4,087	5,416	5,760	6,392	6,968	7,437	7,691	9,747	10,494	11,732
Royalty				591	660	606	844	898	970	839	796	850	855	936
Transmission	101	122	137	158	179	200	216	232	241	275	328	338	346	459
Gross profit	3,446	4,666	3,680	3,590	5,665	5,109	5,143	4,999	5,415	5,511	4,471	4,689	5,323	5,195
Other income	385	356	593	460	513	671	618	640	1,017	935	1,602	1,188	1,383	1,350
Distribution Expenses	600	712	982	1,174	1,309	1,376	1,484	1,704	1,834	2,110	2,575	3,091	3,004	3,671
Administrative Expenses	629	703	850	447	536	489	622	420	480	684	652	790	867	1,009
Profit from operation	2,601	3,607	2,441	2,427	4,332	3,916	3,654	3,516	4,118	3,651	2,846	1,997	2,835	1,865
Interest	1,141	1,244	1,188	1,396	2,973	2,992	3,080	3,051	2,385	2,274	2,493	3,669	3,594	3,780
Depreciation	976	949	1,119	1,420	1,657	1,686	1,734	1,817	1,856	1,895	2,361	2,903	3,031	3,105
(Profit) loss on foreign Exchange	0	0	0	272	-	59	(230)	43	(493)	484	814	29	85	897
Street light dues written off				-	-	-	-	-	-	-	863	-	-	580
Provision for losses on property, plant, etc.	0	0	0	37	192	-	40	65	60	60	-	-	-	-
Provisions including retirement benefit plan										1,354	1,246	2,246	1,890	2,053
Deferred revenue expenditure written off	237	441	427	513	411	320	123	105	43	109	97	112	324	-
Sub total	2,354	2,634	2,734	3,637	5,233	5,057	4,747	5,081	3,851	6,176	7,873	8,959	8,924	10,416
Profit (loss) from operation in the current year	247	973	(294)	(1,209)	(900)	(1,141)	(1,093)	(1,565)	267	(2,525)	(5,028)	(6,962)	(6,089)	(8,551)
Prior years (Income) Expenses	(79)	(217)	292	492	444	345	220	(297)	(47)	(152)	163	(38)	77	-
Net profit (loss) before tax	168	757	(2)	(717)	(456)	(1,486)	(1,313)	(1,268)	314	(2,373)	(5,191)	(6,924)	(6,089)	(8,551)
Provision for Tax	264	571	49	143	1,498	274	-	-	-	-	-	-	-	-
Deferred Tax Expenses (Income)				-	-	-	-	-	73	(57)	(98)	-	-	-
Net profit (loss) after tax	(96)	185	(51)	(861)	(1,954)	(1,760)	(1,313)	(1,268)	241	(2,315)	(5,093)	(6,924)	(6,089)	(8,551)
Balance of profit as per last account	1,182	1,065	1,231	-	279	(1,695)	(3,475)	(4,808)	(6,096)	(6,650)	(8,986)	(14,099)	(21,022)	-
Prior years Deferred Tax Expenses				-	-	-	-	-	775	-	-	-	-	-
Total profit Available for appropriation	1,086	1,251	1,180	(861)	(1,675)	(3,455)	(4,788)	(6,076)	(6,630)	(8,966)	(14,079)	(21,022)	(27,188)	(8,551)
Insurance fund	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	-	-	-
Accumulated Loss Adjusted														27,188
Profit (loss) transferred to balance sheet	1,065	1,231	1,160	279	(1,695)	(3,475)	(4,808)	(6,096)	(6,650)	(8,986)	(14,099)	(21,022)	(8,551)	-

Note: 1) Figures in FY201/12 are provisional figures

Source: NEA 2007 and NEA 2012

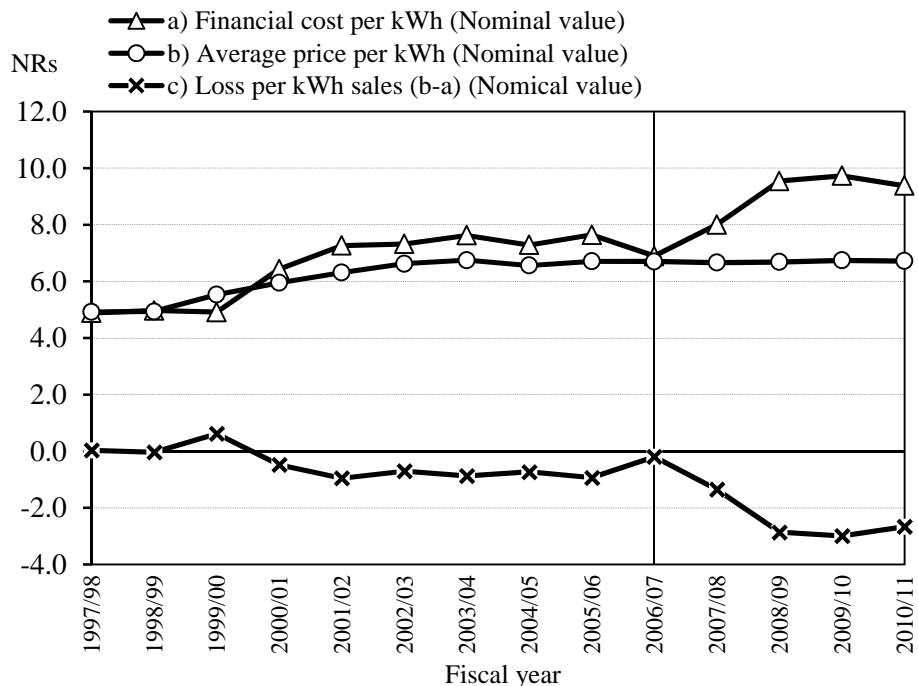
NEA の財務状況は、2002/03 年度頃から悪化の一途をたどり、2002/03 年当初 16 億ルピーであった累積損失が、2010/11 年度末には、275 億ルピーに拡大した。最近 3 年間では、50 億ルピー以上の損失を毎年計上している。2010/11 年度の NEA の売上総額が 180 億ルピーであることを考慮すると、ネパールの全土の電力供給を支える機関としての経営状況はきわめて悪い。2010/11 年度では、今までの投資に当てた借入金の利払いが毎年 30 億ルピーにのぼり、利益を圧迫しているとともに、将来の発電施設建設などの追加投資を担えない状況となっている。また、IPP からの電力購入コストが 100 億ルピー以上にのぼり、販売コストの 8 割以上を占め、IPP からの買電が NEA に大きなコスト負担を強いていることも注目に値する。一方、管理費は約 7 億 8,400 万ルピーで、NEA のスタッフの数を 9,000 人とすると、月の平均賃金は 7,250 ルピー程度であり、人件費は非常に低い。

NEA の公表されたキャッシュフロー計算書はないが、損益計算書と貸借対照表から、営業活動によるキャッシュフローは、購入電力価格が高く販売電力価格が低く、利払いも多いことからマイナスのキャッシュフローとなっている。たとえば、2010/11 年度では (Table 6.7-2 参照) 入りのキャッシュフローは、電力販売による売り上げ 180 億ルピーとその他収入 12 億ルピーの合計の 192 億ルピーである。一方、出のキャッシュフローは、販売原価 (原価の 83%は買電費である) 132 億ルピーと配電コストなどの 95 億ルピーの合計の 227 億ルピーである⁶。これら入りと出の

⁶ キャッシュフローの計算では、減価償却費をキャッシュフローと見なさない。

キャッシュフロー額から、当該年度は 35 億ルピーの出超であることがわかる。この不足する分を財務活動による借入れによりまかなっている。そのため最近、借入金額が大きく膨らんできている。このような状況は、設備などに対する投資活動のキャッシュフローの沈滞の原因ともなっている。

損益計算書から算出した単位電力あたりのコストに基づき、NEA の収支を一致させるための適正電力料金（総括原価方式による電力料金）⁷を算出し、平均の販売単価と比較し、これらを Figure 6.7-1 および Table 6.7-3 に示す。



Source: Study Team

Figure 6.7-1 Per-kWh Cost of Electricity and Loss Incurred by the NEA

⁷ 総括原価方式による電力料金算定では、原料費、購入電力料金、減価償却費、人件費、電力設備の建設・維持に当てる資金の調達に必要な支払利息、発電所の運転コスト、送配電に必要な費用の合計（総括原価）をもとに、電力の販売価格が決められる。つまり総括減価方式では、電力価格に電力の販売に必要なすべてのコストが反映される。

Table 6.7-3 Per-kWh Cost of Electricity and Loss Incurred by the NEA

Fiscal year	(Nominal NRs)		
	a) Financial cost	b) Average sale price	c) Loss
	(NRs/kWh)	(NRs/kWh)	(NRs/kWh)
	a	b	c=b-a
1997/98	4.89	4.92	0.03
1998/99	4.97	4.94	-0.03
1999/00	4.92	5.53	0.62
2000/01	6.43	5.95	-0.48
2001/02	7.26	6.31	-0.95
2002/03	7.32	6.62	-0.70
2003/04	7.62	6.75	-0.87
2004/05	7.29	6.56	-0.73
2005/06	7.64	6.71	-0.94
2006/07	6.90	6.70	-0.19
2007/08	8.01	6.66	-1.35
2008/09	9.54	6.69	-2.86
2009/10	9.73	6.75	-2.99
2010/11	9.38	6.72	-2.66

Source: NEA annual reports

2010/11年時点での平均販売単価は、6.72 Rs./kWhである。これに対し電力を消費者まで届けるコストは9.38 Rs./kWhとなり、差額のRs. 2.66は、電力を1 kWh販売するごとに損をする金額となる。なおNEAの場合、送配電際して他企業に属する送配電網を使用しないため、このような場合に発生する託送料金は、販売電力のコスト要因にならない。

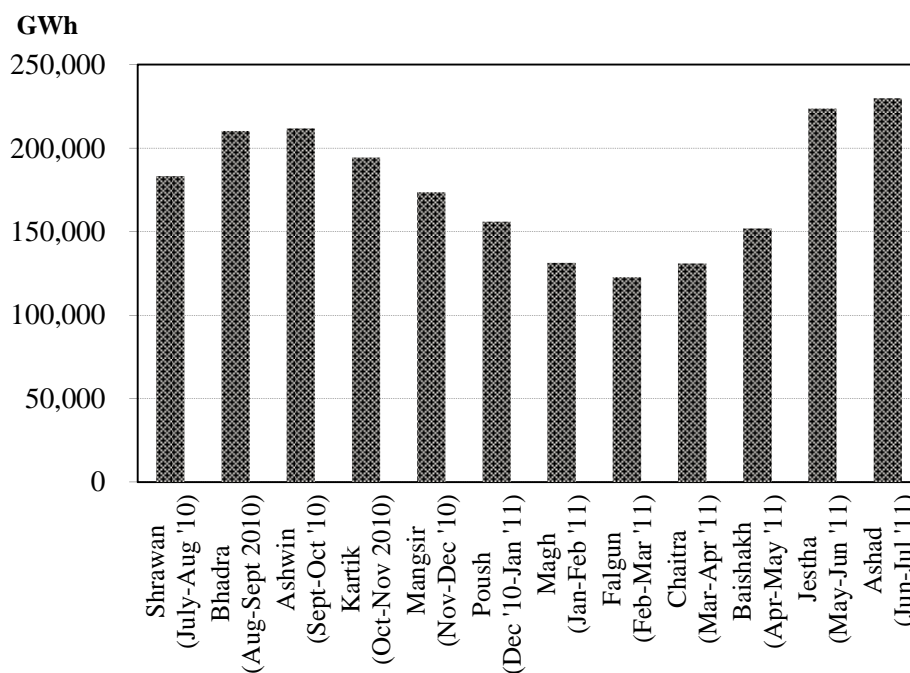
エネルギー省の結成した特別委員会が2010年に提出した報告書には、NEAの高コスト体質の原因として主に以下の点を上げている。

- 高額な買電価格（NEAとIPPとの電力売買契約は、Take-or-pay方式の契約であり、電力が売れないリスクはNEAがとる。これも電力の原価が高くなる要因となる。例えば、雨季の電力の余る時期に、IPPから電力を買わない場合、NEAはIPPに電力を買わないためのペナルティを支払う必要がある。このためペナルティを支払わないために、NEAは電力の余る雨季でもIPPから電力を購入し、自前の低コストの発電をおさえることになる。）たとえば、2010/11年度をみると、IPPなどからの電力の平均購入価格は、6.13 Rs./kWh、一方、同年の平均小売価格は6.72 Rs./kWhであり、1 kWhあたりRs. 0.59のマージンしかない。これでは配電のコストをカバーすることができない。
- 電力料金体系の2001年9月からの据え置き（2001年9月に電力料金を10%上げたが、その後、改訂がされていない。インフレ率を考慮した委員会の試算では、現在の電力価格は、13 Rs./kWhとなっている。）これは、2012年の7月の電力料金値上げで、状況はある程度改善した。
- 過去の発電プロジェクトのための借入金の高い利率（8%）
- ドナーの無償の支援であっても政府はNEAに対して貸し付けとしてアカウントするため、政府に対する負債が膨らむ。

- 政府に支払う発電の権利料が高い。
- 高額な中央政府や地方政府機関の未払い電気料金の残高
- 新規発電プロジェクトの完成の遅れ
- 発電所が夜間電力の需要が低く定格出力を出せていない。

6.8 輪番停電と乾期の電力価格

輪番停電の実情と、経済成長に及ぼす負のインパクトについては先に触れた。特に産業部門や商業・サービス部門は、電力の年間を通じて一定した供給が重要であるが、全体的な発電量の不足とその季節変動により 2006/07 年度以降大きなダメージを受けている。今まで発電への投資が不十分だった一つの構造的な理由として、ネパールの電力マーケットが、2000 年当初から政府の電力価格政策により適切に機能していないことが上げられる。輪番停電により需要を抑制せざるを得ないことの構造的な理由は、このようにセクター全体への不十分な投資があげられる。このように絶対的な発電量が不足する中、電力不足の状況をさらに細かく見てゆくと、日変動によるピーク時間帯の電力不足と、河川流量の季節変動による、特に乾期の発電量の不足がある。発電量の大きな季節変動を Figure 6.8-1 に示す。



Source: NEA 2011

Figure 6.8-1 Seasonal Variance of Electricity generated by the NEA and IPPs

ネパールの電力需要は民生需要が主体であり、17時から20時に需要ピークが発生する。このような日変動ピーク対応に関しては、時間制電力料金 (Time of Day (TOD) Tariff Rates) が産業用電力料金にすでに導入され、需要側のコントロールが試みられている。一方、乾期電力を確保し、年間一定した発電量を確保するには、貯水式発電に対して投資を行うことが、ネパールにおいて一つの合理的な選択肢の一つである。現在、貯水式発電所は Kulekhani No.1 と No.2 発電所のみで

あり、今後の乾期の供給の増大と安定を考える場合、投資額の比較的大きい貯水式発電の割合を大きくした電力確保のポートフォリオを考慮すべきである。

このように、乾期電力確保に対して積極的な投資が必要な理由は、市場が競争的に作用していれば、希少な乾期電力が高い価格で取引されることが想定できるからである。つまり、輪番停電で需要を強制的抑制する代わりに、価格を上げることにより、需要を抑制する方法もあることになる。この場合、より生産性の高い経済主体がより高い電力を購入することができる考えると、価格を上げて需要を抑制した方が、輪番停電により無差別に需要を抑制するより、経済効率が高いことが想定できる。輪番停電により NEA が需要者に対して強制的に供給と需要をマッチさせるのではなく、価格を徐々に上げ、それに対して消費者がいろいろと工夫し消費を抑制させ、需要と供給をマッチさせるという考え方である。この価格と消費量に関する消費者の傾向は、採用した予測モデルのパラメーターのひとつである価格弾力性値-0.4 に表現されている。つまり、競争的市場の元で、価格が1単位上がることに、消費量は0.4の割合で減少するのである。このロジックを用い、現在の発電量、輪番停電を考慮した需要量、現在の電力価格、民生需要の価格弾力性に基づき、電力マーケットが競争的に機能すると仮定し、需要と供給が一致する理論的な市場価格を算出した。使用した経済モデルは、第7.1節に示す今後の需要動向を推定し使用した式(1)の第一項の関係を適用した。

Table 6.8-1 Theoretical Seasonal Electricity Prices and Lost Sales by the NEA

Year Day	2010					2011						12 days total	Estimated annual total	
	Aug. 6	Sept. 5	Oct. 5	Nov. 14	Dec. 6	Jan. 10	Jan. 28	Feb. 13	Mar. 17	Apr. 17	Jun. 5			Jun. 23
Season	Wet season			Dry season						Wet season				
Generated power estimated from data on the days with the maximum load (MWh)														
Demanded power	13,260	13,689	13,976	12,587	13,640	14,055	14,034	13,567	14,108	13,957	14,083	14,649	165,605	5,037,154
Supplied power	10,757	12,754	13,156	11,525	11,291	10,052	9,128	8,137	8,333	8,532	12,228	13,379	129,272	3,932,025
Load shed power	2,503	935	820	1,062	2,349	4,003	4,906	5,430	5,775	5,425	1,855	1,270	36,333	1,105,129
Assumed system loss	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
Power supplied to consumers (MWh)														
Demanded power	9,945	10,267	10,482	9,440	10,230	10,541	10,525	10,175	10,581	10,468	10,562	10,987	124,204	3,777,866
Supplied power	8,068	9,566	9,867	8,644	8,469	7,539	6,846	6,103	6,250	6,399	9,171	10,035	96,954	2,949,019
Load shed power	1,877	701	615	797	1,762	3,002	3,680	4,073	4,331	4,069	1,391	953	27,250	828,847
% to demand														
Demanded power	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Supplied power	81%	93%	94%	92%	83%	72%	65%	60%	59%	61%	87%	91%	78%	78%
Load shed power	19%	7%	6%	8%	17%	28%	35%	40%	41%	39%	13%	9%	22%	22%
Estimated electricity price calculated by the model														
(Model: $P_e = (\text{Supplied power}/\text{Demanded power})^{1/(-0.4)} * P_a$ where P_e =estimated price and P_a = actual price.)														
Actual price (P_a) (Rs./KWh)	6.72	6.72	6.72	6.72	6.72	6.72	6.72	6.72	6.72	6.72	6.72	6.72	6.72	6.72
(Averaged 2011 price)														
Price elasticity	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4
Estimated seasonal price (Rs./KWh)	11.34	8.02	7.82	8.38	10.78	15.54	19.71	24.14	25.08	23.01	9.57	8.43		
Assumed loss of NEA's income by load shedding														
a. Actual supply of power (MWh)	8,068	9,566	9,867	8,644	8,469	7,539	6,846	6,103	6,250	6,399	9,171	10,035	96,954	2,949,019
b. Actual sales price (Rs/KWh)	6.72	6.72	6.72	6.72	6.72	6.72	6.72	6.72	6.72	6.72	6.72	6.72		
c. Estimated sales price (Rs/KWh)	11.34	8.02	7.82	8.38	10.78	15.54	19.71	24.14	25.08	23.01	9.57	8.43		
d. Actual sales (Million Rs.)	54	64	66	58	57	51	46	41	42	43	62	67	652	19,828
e. Estimated sales (Million Rs)	92	77	77	72	91	117	135	147	157	147	88	85	1,285	39,085
f. Loss (d-e) (Million Rs)	-37	-12	-11	-14	-34	-66	-89	-106	-115	-104	-26	-17	-633	-19,257

Source: Study Team

Table 6.8-1 に理論的に算出された季節ごとの電力価格の理論値と、NEA が逸失したであろう売上金額の推定値を示す。表中の電力需要 (Demanded power) は、実際に満たされた電力需要ではなく、輪番停電が起こる予定地区の前日以前の給電実績を輪番停電時の需要として、実需要に加算して得られる値である。実際のデータは 2009/10 年度から 2010/11 年度の一年間で月ごとのピーク電力需要の発生した日のデータを使った⁸。これによると、現在では季節を問わず電力供給が不足し、輪番停電が実施されていることがわかる。実際の売電価格は、6.72 Rs./kWh で通年一定である。それに対して理論値は、8月に 11.34 Rs./kWh から 10月の 7.82 Rs./kWh まで下がり、それから、3月にかけて 25.08 Rs./kWh まで上昇し、現行価格から 4 倍近い高値になる。その後供給が増えるに従い、7月には 8.43 Rs./kWh まで下落する。乾期は、電力の需給が逼迫するため、より高い価格で需要と供給の均衡状況が発生する。

これら理論値は、競争市場の元で現行価格より高い値段で電力が販売できることを示唆している。これらこの理論値を使い、2,949 GWh の電力が販売されたとすると、現行の 198 億ルピーの収入に比べ 391 億ルピーの収入があったことになり、倍以上の開きとなり、NEA の逸失した収入は大きいことがわかる。

これらの一経済モデルによる推定は、電力の公共性などを考慮せず、あくまでも一つの目安に過ぎない。しかし最低限、冬期の電力の市場価値が高く、年間を通じて平準化された電力供給を実現することの経済価値が高いことを意味する。つまり、年間の生産電力量が同じでも、一定量通年供給が可能な場合と、変動する場合とでは経済効果は大きく異なるのだ。このようなことから、乾期電力の確保に対して、より大きな投資の妥当性が担保される。一方、適切な規模の投資を民間から動員するには、電力セクターの市場が、政府の電力価格を含むセクター政策により大きくゆがめられていないことが前提となる。そのため、次章の電力需要予測では、健全な電力市場を確保するため、電力価格の是正という要素を考慮する必要がある。

6.9 インドからの電力輸入

2013 年現在、ネパールによるインドからの電力輸入は、以下の協定や合意に基づいて行われている。

- Revised Agreement between His Majesty's Government of Nepal and The Government of India on The Kosi Project (1975): 最大 10 MW
- Minutes of Meeting of 8th Indo-Nepal Power Exchange Committee Meeting (2007): 最大 70 MW (Duhabi - Kataiya 132 kV TL: 50 MW, Tanakpur HPP: 20 MW)
- Agreement between PTC India Limited and NEA (2013): 最大 30 MW (乾期のみ)
- Records of Discussion held on October 12, 2012, between NEA officials and officials of Bihar State Power Co., Ltd. at Vidhyut Bhawan, Patna on the issuers of supply or additional Power to Nepal: 最大 137 MW

⁸ 使用したデータはピーク需要のあった日のデータであるため、平均の需要のある日と比較し電力量は推定で 5% 程度高く、輪番停電で逸失した需要量も同程度高めになっている。

これらを合計すると 247 MW になるが、2012/13 年度に実際に輸入されたのは 180 MW 程度であった。

また、2012 年に締結された下記の MOU に基づいて、最大 150 MW の電力を輸入するための送電線が建設準備中であり、2015 年 7 月から輸入を開始する予定である。

- Power Sales Agreement between PTC India Limited and Nepal Electricity Authority (2011)

両国の電力融通に関する調整機構として現在、NEA を含めた両国の関係機関をメンバーとする「ネパールインド水資源共同会議」(Nepal-India Joint Committee on Water Resources: JCWR) が設置されている。また当会議の事務局・技術担当会議として「ネパールインド技術委員会」(Nepal-India Joint Standing Technical Committee: JSTC) が設置されている。特にネパールの国内の電力が不足する時期に、インドの電力市場から電力を確保することがこれら機関の重要な機能となっている。

第 7 章

電力需要予測

第7章 電力需要予測

7.1 目的

電力需要予測の目的は、1) 今後のネパールの経済成長の動向、2) 電力市場を適正に戻すための電力価格シナリオの設定、3) 輪番停電による逸失需要の取り扱い、4) 輪番停電による産業活動の停滞、の4つを考慮したパラメーターの設定の検討を行い、今後20年間の電力需要の予測を行うことである。これらパラメーターは、今後のNEAを含めた供給体制の変化、事業の効率化、今後の発電方式や電力輸入ポートフォリオ、発電所建設のスケジュールなどから影響を受ける。本マスタープランでは、これらの将来像を設定し需要予測を行った。

7.2 電力需要予測の現況と評価

現在ネパールの電力需要の予測は、NEAが採用している需要予測モデルにより行われている。本モデルは、経済理論を活用したダイナミックモデルであり、前期間の実績が次の期間の実績に反映されてゆく、という形をとる。モデル構成は単純であり、必要とするパラメーターも少なく、十分な統計情報がそろっていないネパールで使うには、情報収集のためのコストがかからず活用できる。予測モデルのパラメーターには、将来の電力価格や、経済成長の見込みなど、想定される電力セクターのあるべき姿を反映させた値をとることが可能であり、また1997年のADBによる需要予測、その後のNEAの需要予測、直近では2008年の予測に採用されており、それらの予測結果との比較ができる。これらの理由から、今回の電力需要予測を行うためのモデルに採用できると評価した。また、すでに前章で紹介した供給制限下での均衡価格の推定に、民生需要と産業、商業、その他セクターのモデルの第一項の算式を活用している。

NEAの採用しているモデルは、(1) 民生需要、(2) 産業、商業、その他セクター、(3) 灌漑の3分野の需要予測モデルがセットになったモデルである。(1) 民生需要モデルでは、電力が消費財として消費される場合の予測を行い、(2) 産業、商業、その他セクターと(3) 灌漑では、電力が生産財として消費される場合の予測を行う。ネパールの現在の経済状況では、後者の生産財としての電力需要を満たすことに優先順位をおく必要がある。

以下に、3分野のモデルを示す。

(1) 民生部門

$$D_t = D_{t-1}(1 + a_t b) \left(\frac{\Delta P_t}{\Delta CPI_t} \right)^c + 0.5 \Delta N_{t-1} d_{t-1} (1 + a_t b) \left(\frac{\Delta P_t}{\Delta CPI_t} \right)^c + 0.5 \Delta N_t d_t$$

ここで

D_t 期間 t における電力の消費量

$\Delta P_t = \frac{P_t}{P_{t-1}}$ 期間 t における電力価格の変動

$\Delta CPI_t = \frac{CPI_t}{CPI_{t-1}}$ 期間 t における消費者物価指数の変動（このことから
 $\frac{\Delta P_t}{\Delta CPI_t}$ は実質電力価格が前年の実質価格の何倍になったかを表す）

ΔN_t 期間 t における新規接続者の数

a_t 期間 t における実所得の増加率

b 所得に対する電力消費の弾力性（所得弾力性）

c 電力価格に対する電力消費の弾力性（価格弾力性）

d_t 期間 t における新規接続者の平均電力消費量

(2) 産業、商業、その他部門

$$D_{t,i} = D_{t-1,i} (1 + a_{t,i} b_i) \left(\frac{\Delta P_{t,i}}{\Delta CPI_t} \right)^c + \Delta L_{t,i}$$

ここで

$D_{t,i}$ セクター i の期間 t における電力消費

$\Delta P_{t,i}$ セクター i の期間 t における電力価格の変動

ΔCPI_t 期間 t における消費者物価指数の変動

$a_{t,i}$ セクター i の期間 t における GDP 成長率

b_i セクター i の GDP の変化に対する電力の消費性向

c_i セクター i の電力価格に対する電力消費の弾力性（価格弾力性）

$\Delta L_{t,i}$ セクター i の大きな新規プロジェクトによる期間 t における電力消費

(3) 灌漑部門

$$D_t = D_{t-1}(1 + a) + \Delta A_t b$$

ここで

D_t 期間 t における既存灌漑スキームによる電力消費

a 既存灌漑スキームの必要電力の変化率（年成長率を%で表示）

ΔA_t 期間 t における特定の大規模灌漑プロジェクトで増加した灌漑面積

b 灌漑面積 $1ha$ あたりの年平均の電力消費

7.3 潜在需要を考慮した電力需要予測

7.3.1 経済成長と価格のシナリオの設定

需要予測のパラメーターの設定を通じて経済成長と価格のシナリオを表現する。このモデルのパラメーターの中で、重要ではあるが、正確な実測が難しく、実測の例が少ないものが、電力消費（消費は実測可能だが需要は実測できない）の価格弾力性、電力消費の所得弾力性、GDPの変化に対する電力の消費性向（電力消費のGDP弾力性）である。他のパラメーターについては、過去の値を計算するための情報がそろっている。これら弾力性については、1997年にADBが行った予測に使用された数値を用い¹、消費者の属する部門の性格を加味して必要に応じて値を変更した。弾力性以外の経済成長と価格のシナリオを反映するパラメーターに関しては、過去の経済成長の実績と現在の経済状況、今後のセクターのあり方に関する価格政策に関する判断を反映させて設定した。また、ベースケースを予測の基本に設定し、ハイケースとローケースを検討して、需要予測のセンシティブリティ分析を実施した。

7.3.2 パラメーターの設定と感度分析

(1) ベースケースのパラメーターの設定

Table 7.3.2-1 に 2012/13 年度から 2031/32 年度までの 20 年間にわたって想定される、民生部門と各産業部門の GDP 成長率、所得・GDP 弾力性の値を示す。Table 7.3.2-2 には、今後の民生部門と各産業部門に課する電力価格を、Table 7.3.2-3 には、電力需要の価格弾力性、そのほかのパラメーターを示す。

民生部門と各産業部門の GDP の成長率の見直しには、現在のそれら部門のパフォーマンス、今後の 2018/19 年度まで 7 年間続く実質電力価格の上昇の想定、その後実質電力価格が一定との想定を考慮した。電力価格上昇中は、各部門の成長がやや鈍く、価格が一定化したところで、各部門の最も良いと考える成長率が、持続するとした。過去の成長率の実績と将来の成長の強気の見直しから、民生部門の持続的な成長率の最大値を 4.5%、産業部門と商業・サービス部門を 7%、その他部門を 6%とした。また、輪番停電で打撃を受けている産業部門の当初の成長率を 3%と控えめに見積もった。

民生部門の電力消費の所得弾力性に関しては、当初から終わりまで 1.4 とした。価格弾力性は、数値が大きくなるほど、所得の増加に対しての電力消費の増加率が大きくなることを示す。弾力性が 1.4 の場合、所得が 1%伸びれば、電力需要が 1.4%伸びることになる。民生部門の現在の主要な電力消費の目的は、電灯であるが、今後一人あたりの GDP（所得）が増大してゆくにつれ、電化製品の購入とそれによる電力消費がより急速に伸びるであろうと想定した。産業部門でも経済成長につれ、生産現場の電化や機械化がより急速に進むと想定し、GDP に対する電力の消費性向が、2020/21 年度まで 1.2 から 1.4 まで徐々に上昇するとした。商業・サービス部門は、産業部門に比較し、事業の成長に対する電力の影響がより低いとし、通期で 1.2 のやや低めの値を設定した。またその他セクターの中心となっている公共部門の需要の伸びは、

¹ Nepal Electricity Authority and Asian Development Bank. 1997. Power system master plan for Nepal - Load forecast final report. Kathmandu.

GDP の成長のそれほど敏感ではないので（経済の成長如何にかかわらず、一定の費用は常にかかる）、通期で 1.1 の値を設定した。

電力価格については、2012/13 年度から 2018/19 年度にかけて、NEA の財務の実績から見て適正価格と想定できる 12 Rs/kWh に現在の価格から徐々に上昇する。急速な上昇は、経済的にも政治的に難しいと考えるので、7 年かけて緩やかに上昇するように、価格の変化率を設定した。変化率が 1 の場合、当該年度の価格は前年度と同一である。1.1 であれば 10% の上昇、0.9 であれば 10% の下落である。この数値をなるべく均等に配分し、2018/19 年度に目標の実質価格で 12 Rs/kWh を実現する。例外は、灌漑と電力輸出の価格である。灌漑については 4.48 Rs/kWh であり、政府の補助金的な扱いとなっている。ここでは、農業部門に対する支援が引き続き行われるとし、採算割れぎりぎりの 9 Rs/kWh まで引き上げる。また、電力輸出価格については、インドの電力価格がネパール国内の価格より低いことを考慮し、採算割れぎりぎりの 9 Rs/kWh まで引き上げる努力を想定する。2012 年 7 月に行われた電力料金の改定（値上げ）については、2012/13 年度の想定価格を高めに設定することによりモデルに反映させた。

電力需要の価格弾力性は、一般的に価格が高くなれば需要が減るため、負の数値となる。民生部門が最も価格弾力性が低く、-0.4 とした。これは価格が 1% 上がれば電力需要が 0.4% 減少することを示す。民生需要の方が産業需要や商業・サービス部門より消費量が価格に敏感と想定し、最も低い価格弾力性を採用した。産業部門は 2020/21 年度まで、ある程度電力消費が価格の変化に敏感としたが、経済成長が進むにつれ、生産物の付加価値が高まり、電力コストの割合が下がり、電力価格の変化に鈍感となることを想定した。そのため、2021/22 年度以降、-0.3 の値を -0.2 に上げた。

**Table 7.3.2-1 Parameters for Base Case Power Demand Forecasting:
GDP Growth Rates, Income Elasticity, and Propensity to Increase Electricity**

Fiscal year	Sector-wise GDP growth					Income or GDP elasticity of electricity demand			
	Domestic	Industry	Commerce	Other	Irrigation	Domestic	Industry	Commerce	Other
	Par capita real GDP growth	Growth of industry value added	Growth of services, etc. value added	Growth of other value added	Growth of agriculture value added	Income elasticity for electricity demand	Propensity to increase electricity consumption wrt. GDP	Propensity to increase electricity consumption wrt. GDP	Propensity to increase electricity consumption wrt. GDP
	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	b	b_i	b_i	b_i
	a_t	$a_{t,i}$	$a_{t,i}$	$a_{t,i}$					
Actual figures	1991/92	1.57%	16.83%	6.39%	6.39%	-1.06%			
	1992/93	1.30%	4.76%	7.16%	7.16%	-0.62%			
	1993/94	5.56%	9.03%	7.15%	7.15%	7.60%			
	1994/95	0.93%	3.96%	5.57%	5.57%	-0.33%			
	1995/96	2.75%	8.30%	5.42%	5.42%	4.42%			
	1996/97	2.48%	6.36%	4.87%	4.87%	4.13%			
	1997/98	0.52%	2.31%	6.42%	6.42%	1.04%			
	1998/99	1.91%	5.99%	5.36%	5.36%	2.72%			
	1999/00	3.70%	8.21%	6.12%	6.12%	4.97%			
	2000/01	2.37%	3.60%	5.97%	5.97%	4.30%			
	2001/02	-2.16%	0.86%	-2.59%	-2.59%	3.08%			
	2002/03	1.64%	3.09%	4.44%	4.44%	3.33%			
	2003/04	2.43%	1.43%	5.27%	5.27%	4.81%			
	2004/05	1.34%	3.01%	3.09%	3.09%	3.50%			
2005/06	1.32%	4.47%	5.16%	5.16%	1.78%				
2006/07	1.44%	3.95%	3.81%	3.81%	0.97%				
2007/08	4.15%	1.74%	7.36%	7.36%	5.82%				
2008/09	2.54%	-1.37%	6.30%	6.30%	3.02%				
2009/10	2.72%	3.32%	6.35%	6.35%	1.27%				
2010/11	3.50%	(tbd)	(tbd)	(tbd)	(tbd)				
2011/12	(tbd)	(tbd)	(tbd)	(tbd)	(tbd)				
Average	2.10%	4.73%	5.24%	5.24%	2.88%				
Forecasted figures	2012/13	2.50%	3.00%	5.50%	5.50%	1.4	1.2	1.2	1.1
	2013/14	3.00%	3.60%	5.50%	5.50%	1.4	1.2	1.2	1.1
	2014/15	3.50%	4.10%	5.50%	5.50%	1.4	1.2	1.2	1.1
	2015/16	3.50%	4.10%	5.50%	5.50%	1.4	1.3	1.2	1.1
	2016/17	3.50%	4.60%	5.50%	5.50%	1.4	1.3	1.2	1.1
	2017/18	3.50%	4.70%	5.50%	5.50%	1.4	1.3	1.2	1.1
	2018/19	3.50%	4.70%	5.50%	5.50%	1.4	1.3	1.2	1.1
	2019/20	4.00%	5.20%	6.00%	5.50%	1.4	1.4	1.2	1.1
	2020/21	4.10%	5.20%	6.00%	5.50%	1.4	1.4	1.2	1.1
	2021/22	4.20%	5.30%	6.00%	6.00%	1.4	1.4	1.2	1.1
	2022/23	4.30%	5.50%	6.50%	6.00%	1.4	1.4	1.2	1.1
	2023/24	4.40%	6.00%	6.50%	6.00%	1.4	1.4	1.2	1.1
	2024/25	4.50%	6.00%	6.50%	6.00%	1.4	1.4	1.2	1.1
	2025/26	4.50%	6.00%	6.50%	6.00%	1.4	1.4	1.2	1.1
	2026/27	4.50%	6.00%	6.50%	6.00%	1.4	1.4	1.2	1.1
2027/28	4.50%	6.50%	6.50%	6.00%	1.4	1.4	1.2	1.1	
2028/29	4.50%	6.50%	7.00%	6.00%	1.4	1.4	1.2	1.1	
2029/30	4.50%	6.50%	7.00%	6.00%	1.4	1.4	1.2	1.1	
2030/31	4.50%	7.00%	7.00%	6.00%	1.4	1.4	1.2	1.1	
2031/32	4.50%	7.00%	7.00%	6.00%	1.4	1.4	1.2	1.1	
Average	4.00%	5.38%	6.18%	5.78%	1.4	1.4	1.2	1.1	

Note: Shaded fiscal year indicates the year of electricity-tariff-adjustment completion.

Source: Department of roads, Ministry of Physical Planning and Works, Government of Nepal, 2010

**Table 7.3.2-2 Parameters for Base Case Power Demand Forecasting:
Price of Electricity**

Fiscal year	(2011=100) CPI	Change in real electricity price (2011 price) (Rs/KWh)												
		Domestic		Industry		Commerce		Other		Irrigation		Export		
		Real price	Change of real price $\Delta P_t / \Delta CPI_t$	Real price	Change of real price $\Delta P_t / \Delta CPI_t$	Real price	Change of real price $\Delta P_t / \Delta CPI_t$	Real price	Change of real price $\Delta P_t / \Delta CPI_t$	Real price	Change of real price	Real price	Change of real price	
Actual figures	1991/92	27.4	6.51	7.01	11.01	10.39	4.14	6.23						
	1992/93	29.5	8.12	1.248	8.30	1.184	13.26	1.205	12.05	1.160	5.10	1.232	5.55	0.891
	1993/94	31.9	10.44	1.286	9.66	1.164	15.08	1.137	13.68	1.135	6.38	1.253	5.67	1.021
	1994/95	34.3	11.54	1.105	11.17	1.157	15.45	1.025	14.37	1.051	7.38	1.157	7.20	1.270
	1995/96	37.5	11.19	0.969	10.45	0.936	14.81	0.959	13.67	0.951	7.27	0.984	6.33	0.880
	1996/97	39.0	12.77	1.142	12.26	1.172	16.94	1.144	15.04	1.100	8.77	1.206	6.38	1.007
	1997/98	43.4	11.53	0.903	10.99	0.897	15.38	0.908	13.36	0.888	7.95	0.907	6.83	1.072
	1998/99	46.6	10.74	0.931	10.18	0.926	14.30	0.930	12.18	0.912	7.34	0.923	6.62	0.969
	1999/00	47.8	11.75	1.094	10.70	1.051	16.92	1.183	14.84	1.219	12.71	1.732	7.22	1.090
	2000/01	49.1	12.43	1.058	12.08	1.129	12.02	0.711	18.05	1.216	8.61	0.678	6.40	0.887
	2001/02	50.6	13.04	1.049	11.96	0.990	17.90	1.489	14.50	0.803	9.37	1.087	7.60	1.186
	2002/03	53.5	12.98	0.996	12.00	1.004	18.05	1.008	14.64	1.010	9.27	0.990	7.87	1.036
	2003/04	55.0	12.75	0.982	11.55	0.962	16.59	0.919	14.50	0.990	8.90	0.960	8.68	1.103
	2004/05	58.7	11.20	0.878	10.70	0.926	15.77	0.951	12.91	0.890	5.84	0.657	9.37	1.080
2005/06	63.2	10.62	0.948	10.03	0.938	14.23	0.902	12.32	0.955	6.89	1.178	9.50	1.013	
2006/07	67.0	10.06	0.947	9.31	0.928	13.56	0.953	11.64	0.945	6.66	0.967	8.33	0.876	
2007/08	74.3	9.10	0.904	8.28	0.889	12.20	0.899	9.84	0.845	5.88	0.882	8.08	0.971	
2008/09	83.0	8.09	0.890	7.50	0.906	11.41	0.936	8.52	0.866	5.40	0.919	7.68	0.950	
2009/10	91.2	7.17	0.886	6.92	0.922	10.07	0.883	7.98	0.936	6.91	1.281	8.83	1.150	
2010/11	100.0	6.65	0.928	6.26	0.905	9.30	0.924	7.27	0.911	4.48	0.649	7.80	0.883	
2011/12	108.3	6.03	0.907	5.90	0.942	9.00	0.967	6.44	0.886	3.99	0.890	7.00	0.898	
Average		10.22	1.00	9.68	0.996	13.97	1.002	12.29	0.983	7.11	1.027	7.39	1.012	
Forecasted figures	2012/13		6.64	1.100	6.49	1.100	9.36	1.040	7.02	1.090	4.43	1.110	7.21	1.030
	2013/14		7.30	1.100	7.14	1.100	9.73	1.040	7.65	1.090	4.96	1.120	7.57	1.050
	2014/15		8.10	1.110	7.92	1.110	10.12	1.040	8.34	1.090	5.56	1.120	7.95	1.050
	2015/16		8.99	1.110	8.79	1.110	10.63	1.050	9.17	1.100	6.28	1.130	8.35	1.050
	2016/17		9.98	1.110	9.76	1.110	11.16	1.050	10.09	1.100	7.10	1.130	8.60	1.030
	2017/18		10.98	1.100	10.83	1.110	11.61	1.040	11.10	1.100	8.02	1.130	8.86	1.030
	2018/19		12.00	1.093	12.00	1.108	12.00	1.034	12.00	1.081	9.00	1.122	9.00	1.016
	2019/20		12.00	1.000	12.00	1.000	12.00	1.000	12.00	1.000	9.00	1.000	9.00	1.000
	2020/21		12.00	1.000	12.00	1.000	12.00	1.000	12.00	1.000	9.00	1.000	9.00	1.000
	2021/22		12.00	1.000	12.00	1.000	12.00	1.000	12.00	1.000	9.00	1.000	9.00	1.000
	2022/23		12.00	1.000	12.00	1.000	12.00	1.000	12.00	1.000	9.00	1.000	9.00	1.000
	2023/24		12.00	1.000	12.00	1.000	12.00	1.000	12.00	1.000	9.00	1.000	9.00	1.000
	2024/25		12.00	1.000	12.00	1.000	12.00	1.000	12.00	1.000	9.00	1.000	9.00	1.000
	2025/26		12.00	1.000	12.00	1.000	12.00	1.000	12.00	1.000	9.00	1.000	9.00	1.000
2026/27		12.00	1.000	12.00	1.000	12.00	1.000	12.00	1.000	9.00	1.000	9.00	1.000	
2027/28		12.00	1.000	12.00	1.000	12.00	1.000	12.00	1.000	9.00	1.000	9.00	1.000	
2028/29		12.00	1.000	12.00	1.000	12.00	1.000	12.00	1.000	9.00	1.000	9.00	1.000	
2029/30		12.00	1.000	12.00	1.000	12.00	1.000	12.00	1.000	9.00	1.000	9.00	1.000	
2030/31		12.00	1.000	12.00	1.000	12.00	1.000	12.00	1.000	9.00	1.000	9.00	1.000	
2031/32		12.00	1.000	12.00	1.000	12.00	1.000	12.00	1.000	9.00	1.000	9.00	1.000	
Average		11.00	1.036	10.95	1.037	11.53	1.015	11.07	1.033	8.12	1.043	8.73	1.013	

Note: Shaded fiscal year indicates the year of electricity-tariff-adjustment completion.

Prepared by JICA Study Team based on information provided by Central Bureau of Statistics

Table 7.3.2-3 Parameters for Base Case Power Demand Forecasting: Price Elasticity and Other Parameters

Fiscal year	Price elasticity for electricity consumption				Other parameters					
	Domestic	Industry	Commerce	Other	Domestic		Industry	Irrigation		Export
	c	c	c	c	New connection per year (No.) ΔN_t	Annual demand per newly connected consumer (KWh) d_t	New large project (NEA estimate in 2008) (GWh) $\Delta L_{t,i}$	Annual growth of irrigation load (%) a	New irrigation project (GWh) $\Delta A_{t,b}$	Annual growth of export (%) a
1991/92						815				
1992/93					34,260	699		-12.97%		-45.98%
1993/94					32,477	680		-19.54%		9.49%
1994/95					32,179	691		42.45%		-21.85%
1995/96					34,968	697		-9.21%		120.41%
1996/97					31,731	706		11.51%		15.17%
1997/98					44,780	691		3.81%		-32.74%
1998/99					45,358	692		-21.39%		-4.82%
1999/00					49,846	726		-31.05%		48.07%
2000/01					69,993	727		81.68%		32.63%
2001/02					135,233	651		2.51%		6.24%
2002/03					82,014	658		2.27%		43.62%
2003/04					80,165	664		5.64%		-26.54%
2004/05					103,021	681		57.81%		-21.62%
2005/06					113,555	657		-8.96%		-12.78%
2006/07					111,958	667		5.41%		-20.38%
2007/08					111,001	642	1.6	-2.29%		-21.82%
2008/09					144,761	570	0.8	2.73%		-22.83%
2009/10					180,556	625	42.2	16.29%		61.86%
2010/11					173,959	600	37.2	47.91%		-58.57%
2011/12					253,439	608	27.2	-22.00%		-86.75%
Average					93,263	674	21.8	7.63%		-1.96%
2012/13	-0.4	-0.3	-0.1	0.0	262,751	400	40.5	6.00%	4.2	1.00%
2013/14	-0.4	-0.3	-0.1	0.0	272,063	400	26.5	6.00%	4.2	1.00%
2014/15	-0.4	-0.3	-0.1	0.0	281,376	400	26.6	6.00%	4.2	1.00%
2015/16	-0.4	-0.3	-0.1	0.0	290,688	400	26.6	6.00%	4.2	1.00%
2016/17	-0.4	-0.3	-0.1	0.0	300,000	400	26.6	5.00%	4.2	1.00%
2017/18	-0.4	-0.3	-0.1	0.0	300,000	400	26.6	5.00%	4.2	1.00%
2018/19	-0.4	-0.3	-0.1	0.0	300,000	650	26.6	5.00%	4.2	1.00%
2019/20	-0.4	-0.3	-0.1	0.0	300,000	650	26.6	5.00%	4.2	1.00%
2020/21	-0.4	-0.3	-0.1	0.0	300,000	650	26.6	5.00%	4.2	1.00%
2021/22	-0.4	-0.2	-0.1	0.0	150,000	650		5.00%	4.2	1.00%
2022/23	-0.4	-0.2	-0.1	0.0	150,000	650		5.00%	4.2	1.00%
2023/24	-0.4	-0.2	-0.1	0.0	150,000	650		5.00%	4.2	1.00%
2024/25	-0.4	-0.2	-0.1	0.0	150,000	650		5.00%	4.2	1.00%
2025/26	-0.4	-0.2	-0.1	0.0	100,000	650		5.00%	4.2	1.00%
2026/27	-0.4	-0.2	-0.1	0.0	100,000	650		5.00%	4.2	1.00%
2027/28	-0.4	-0.2	-0.1	0.0	100,000	650		5.00%	4.2	1.00%
2028/29	-0.4	-0.2	-0.1	0.0	100,000	650		5.00%	4.2	1.00%
2029/30	-0.4	-0.2	-0.1	0.0	50,000	650		5.00%	4.2	1.00%
2030/31	-0.4	-0.2	-0.1	0.0	50,000	650		5.00%	4.2	1.00%
2031/32	-0.4	-0.2	-0.1	0.0	50,000	650		5.00%	4.2	1.00%
Average	-0.4	-0.2	-0.1	0.0	187,844	575	28.1	5.20%	4.2	1.00%

Note: Shaded fiscal year indicates the year of electricity-tariff-adjustment completion.

Prepared by JICA Study Team based on information provided by Central Bureau of Statistics

商業・サービス部門の需要は電力価格より鈍感として、 -0.1 とした。これら部門は、電力コストの割合が産業部門に比較して低く、価格の高低に消費量はわずかに反応する。さらに公共部門が中心の他の部門の消費量は、電力価格の影響を受けないと想定し、弾力性を通期0とした。

民生部門の新規需要者の増加件数は、現政府の地方電化推進の政策に則り、今までの増加実績と NEA の方針を勘案して、年間 263,000 件程度から始まり、2016/17 年度に最大の 300,000 件になり、その後徐々に減少するように設定した。新規需要者の初年度の電力消費量は、今までの民生部門の年間消費の実績などを勘案し、400 kWh/年から 650 kWh/年に徐々に増加するとした。産業部門の新規プロジェクトが予定する消費量は、NEA が 2007/08 年度に行った想定を踏襲し、2021/22 年度まで、約 22 GWh の需要が毎年度新規に発生する。灌漑電力使用量の年生長量の実績から、灌漑の電力需要の伸び率を年率 6%から 5%になるとし、また新規灌漑プロジェクトによる需要増が、予測期間中毎年 4.2 GWh あるとした。また、今までの電力輸出量が減少傾向にあることから、予測期間中、電力輸出の伸びを 1%として見積もった。

Table 7.3.3-4 に示すように、NEA 自体の発電、送電、配電の効率性に関するパラメーターとして、システムロスとロードファクターがある。システムロスは、2011/12 年度で、27%に達し、ここ 20 年間目立った改善がない。2008/09 年度から 2010/11 年度にはシステムロスが 29%にも及んでいる。システムロスの中には技術的なロスと盗電などの非技術的なロスがあるが、いずれの場合も、NEA の技術向上と消費者管理能力が向上すれば減少するはずである。このようなロスに対応するには、投資が必要であり、そのような投資が電力価格の是正とともに可能であるとして、2023/24 年度には 17%まで下げるとした。また、ロードファクターの今までの平均は、約 62%であり、民生需要の特徴が反映されている。今後産業分野の需要が高くなれば、日間の需要がある程度平準化されロードファクターが高くなることが想定できる。一方、ネパールにおいては、当面は民生分野の需要の卓越が続くとし、また輪番停電による高めのロードファクターが輪番停電の減少により是正されるとして、全期間ロードファクターを低めの 52%とした。

パラメーター設定の最後の課題として、電力需要の予測の出発点を実供給値にするか、輪番停電で失われたであろう需要を実供給値に加えた推定需要量を出発点にするか、の選択がある。これについては、輪番停電がなければ、推定された逸失需要が全て回復するとして、推定需要量を出発点とした。一方、輪番停電が長引けば、産業部門の生産停止が不可逆的に起こり、電力供給が回復しても、需要がすぐ回復しない状況もあり得る。本件について、十分検討するには、輪番停電の影響の実態について、より多くの情報が必要である。

(2) 感度分析

ベースケースに対してハイケースとローケースを設定し感度分析を行った。感度分析に必要なパラメーターの設定では、部門別の電力価格と GDP の伸び率を採用した。これらパラメーターの選択は、NEA が損失を出す原因となっている安い電力価格が改善され、NEA の赤字体質が解消されるタイミングが、電力市場の正常化、ひいてはネパールの経済成長の環境が改善されるタイミングと重なる、との認識に基づいている。

< 電力価格 >

Table 7.3.2-4 に示すとおり、2010/11 年度の各部門の電力価格（民生部門 6.65 Rs/kWh、産業部門 6.26 Rs/kWh、商業・サービス部門 9.30 Rs/kWh、その他部門 7.27 Rs/kWh、灌漑部門 4.48 Rs/kWh、電力輸出部門 7.80 Rs/kWh）に 2012 年に行われた約 20% の価格引き上げを反映し、それぞれの部門の 2012/13 年度の実価格とした。前節で説明したとおり NEA の財務の実績から見て適正価格を、民生部門、産業部門、商業・サービス部門、その他部門について 12.00 Rs/kWh とし、また灌漑部門と電力輸出部門については 9.00 Rs/kWh とし、その上で、ベースケースと比較し、これら適正価格に達する年度の違いにより、ハイケースとローケースを設定した。

ベースケースでは、2018/19 年度に適正価格に達するとしている。これに対し、ハイケースでは適正な価格への移行がベースケースより 2 年早く 2016/17 年度に達成され、電力市場の歪みがなくなりネパール経済にとって好ましい状況がより早く達成できるとした。一方、ローケースでは、適正価格への移行が 2021/22 年度まで遅れ、ネパール経済にとって好ましい状況となる時期が、ベースケースより 5 年遅れるとした。モデルでは、電力の価格弾力性が負であるため、電力価格の急速な上昇は、電力需要を押し下げる要因となる。このため、ハイケースでは、適正価格を達成する時間が短い反面、その間の急速な電力価格の上昇による電力需要の伸びなやみも想定できる。

Table 7.3.2-4 Base Case, High Case, and Low Case Parameters: Pricing of Power

No.	Fiscal year	Tariff adjustment year	Change in real electricity price (2011 price) (Rs/kWh)																	
			Domestic			Industry			Commerce			Other			Irrigation			Export		
			Target price 12.00			Target price 12.00			Target price 12.00			Target price 12.00			Target price			Target price		
			P_t			P_t			P_t			P_t			P_t			P_t		
			Base case	High case	Low case	Base case	High case	Low case	Base case	High case	Low case	Base case	High case	Low case	Base case	High case	Low case	Base case	High case	Low case
1	2012/13		6.64	6.94	6.46	6.49	6.78	6.31	9.36	9.54	9.27	7.02	7.28	6.82	4.43	4.67	4.31	7.21	7.21	7.14
2	2013/14		7.30	7.98	6.91	7.14	7.80	6.75	9.73	10.11	9.55	7.65	8.29	7.23	4.96	5.51	4.66	7.57	7.57	7.29
3	2014/15		8.10	9.18	7.39	7.92	8.97	7.22	10.12	10.72	9.83	8.34	9.45	7.67	5.56	6.50	5.03	7.95	8.03	7.43
4	2015/16		8.99	10.55	7.91	8.79	10.40	7.73	10.63	11.36	10.13	9.17	10.68	8.13	6.28	7.67	5.43	8.35	8.51	7.58
5	2016/17	High case	9.98	12.00	8.46	9.76	12.00	8.27	11.16	12.00	10.43	10.09	12.00	8.62	7.10	9.00	5.92	8.60	9.00	7.81
6	2017/18		10.98	12.00	9.05	10.83	12.00	8.85	11.61	12.00	10.75	11.10	12.00	9.22	8.02	9.00	6.45	8.86	9.00	8.04
7	2018/19	Base case	12.00	12.00	9.78	12.00	12.00	9.56	12.00	12.00	11.07	12.00	12.00	9.86	9.00	9.00	7.03	9.00	9.00	8.28
8	2019/20		12.00	12.00	10.56	12.00	12.00	10.32	12.00	12.00	11.40	12.00	12.00	10.55	9.00	9.00	7.67	9.00	9.00	8.53
9	2020/21		12.00	12.00	11.30	12.00	12.00	11.15	12.00	12.00	11.74	12.00	12.00	11.29	9.00	9.00	8.36	9.00	9.00	8.79
10	2021/22	Low case	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00
11	2022/23		12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00
12	2023/24		12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00
13	2024/25		12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00
14	2025/26		12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00
15	2026/27		12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00
16	2027/28		12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00
17	2028/29		12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00
18	2029/30		12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00
19	2030/31		12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00
20	2031/32		12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00
Average			11.00	11.33	10.49	10.95	11.30	10.41	11.53	11.68	11.31	11.07	11.38	10.57	8.12	8.42	7.69	8.73	8.76	8.49

Note: 1) Prices in 2011/12 are the same as the actual average prices in 2010/11.
 2) Shaded fiscal year indicates the year of electricity-tariff-adjustment completion.

Prepared by JICA Study Team.

＜部門別 GDP 伸び率＞

電力価格が適正な水準に達し電力市場の歪みが是正されることが、経済全体のパフォーマンスの向上に有利に働くという仮定のもと、ハイケースとローケースの部門別 GDP 伸び率を、ベースケースの伸び率と比較しながら決定した。Table 7.3.2-5 に、ベースケース、ハイケース、ローケースにおける部門別の GDP 成長率の見込みを示す。

ハイケースでは、電力価格を急速に上げることにより 2016/17 年度に適正な電力価格となる。このため、2016/17 年度以降の各部門の成長率が、ベースケースより高めになるように設定した。特に民生部門と産業部門については、2016/17 年度以降最終年の 2031/32 年度まで常にベースケースより高い成長率を維持すると想定した。また、もともと相対的に成長率が高い商業・サービス部門とその他部門については、2016/17 年度から、ベースケースで適正価格達成年の 2018/19 年度まで、ベースケースより高い成長率を維持すると想定した。

ローケースでは、電力価格の上昇は緩慢で 2021/22 年度に適正な電力価格になる。このため電力市場の歪みが長く続き、政府資金による電力セクターへの補助が長期にわたり、産業振興に十分な公共投資がされないことが想定される。そのため、産業部門、商業・サービス部門、その他部門の成長率を、全般的にベースケースより低く想定した。民生部門の成長率に関しては同部門の多くが一次産業従事者であることと国外への出稼ぎによる資金流入が多いことを想定し、産業部門、商業・サービス部門の低いパフォーマンスの影響をそれほど受けないとして、ベースケースと同様の成長率を見込んだ。

Table 7.3.2-5 Base Case, High Case, and Low Case Parameters: GDP Growth by Sector

No.	Fiscal year	Tariff adjustment year	Sector-wise GDP growth											
			Domestic			Industry			Commerce			Other		
			Par capita real GDP growth (%)			Growth of industry value added (%)			Growth of services, etc.value added (%)			Growth of other value added (%)		
			a_t			$a_{t,i}$			$a_{t,i}$			$a_{t,i}$		
	Base case	High case	Low case	Base case	High case	Low case	Base case	High case	Low case	Base case	High case	Low case		
1	2012/13		2.50%	2.50%	2.50%	3.00%	3.00%	3.00%	5.50%	5.50%	5.50%	5.50%	5.50%	5.50%
2	2013/14		3.00%	3.00%	3.00%	3.60%	3.60%	3.60%	5.50%	5.50%	5.50%	5.50%	5.50%	5.50%
3	2014/15		3.50%	3.50%	3.50%	4.10%	4.10%	4.10%	5.50%	5.50%	5.50%	5.50%	5.50%	5.50%
4	2015/16		3.50%	3.50%	3.50%	4.10%	4.10%	4.10%	5.50%	5.50%	5.50%	5.50%	5.50%	5.50%
5	2016/17	High case	3.50%	3.50%	3.50%	4.60%	4.60%	4.60%	5.50%	5.50%	5.50%	5.50%	5.50%	5.50%
6	2017/18		3.50%	4.00%	3.50%	4.70%	5.20%	4.70%	5.50%	6.00%	5.50%	5.50%	5.50%	5.50%
7	2018/19	Base case	3.50%	4.00%	3.50%	4.70%	5.20%	4.70%	5.50%	6.00%	5.50%	5.50%	5.50%	5.50%
8	2019/20		4.00%	4.00%	3.50%	5.20%	5.20%	4.70%	6.00%	6.00%	5.50%	5.50%	5.50%	5.50%
9	2020/21		4.10%	4.00%	3.50%	5.20%	5.50%	4.70%	6.00%	6.50%	5.50%	5.50%	5.50%	5.50%
10	2021/22	Low case	4.20%	4.00%	4.00%	5.30%	6.00%	4.70%	6.00%	6.50%	5.50%	6.00%	6.00%	6.00%
11	2022/23		4.30%	4.30%	4.20%	5.50%	6.00%	5.00%	6.50%	6.50%	5.50%	6.00%	6.00%	6.00%
12	2023/24		4.40%	4.50%	4.40%	6.00%	6.00%	5.00%	6.50%	6.50%	6.00%	6.00%	6.00%	6.00%
13	2024/25		4.50%	4.50%	4.50%	6.00%	6.00%	5.00%	6.50%	6.50%	6.00%	6.00%	6.00%	6.00%
14	2025/26		4.50%	5.00%	4.50%	6.00%	6.50%	5.50%	6.50%	7.00%	6.00%	6.00%	6.00%	6.00%
15	2026/27		4.50%	5.00%	4.50%	6.00%	6.50%	5.80%	6.50%	7.00%	6.00%	6.00%	6.00%	6.00%
16	2027/28		4.50%	5.00%	4.50%	6.50%	6.50%	6.04%	6.50%	7.00%	6.00%	6.00%	6.00%	6.00%
17	2028/29		4.50%	5.00%	4.50%	6.50%	7.00%	6.10%	7.00%	7.00%	6.00%	6.00%	6.00%	6.00%
18	2029/30		4.50%	6.00%	4.50%	6.50%	8.00%	6.20%	7.00%	8.00%	6.00%	6.00%	6.00%	6.00%
19	2030/31		4.50%	7.00%	4.50%	7.00%	8.00%	6.20%	7.00%	8.00%	6.00%	6.00%	6.00%	6.00%
20	2031/32		4.50%	8.00%	4.50%	7.00%	8.00%	6.20%	7.00%	8.00%	6.00%	6.00%	6.00%	6.00%
Average			4.00%	4.52%	3.93%	5.38%	5.75%	5.00%	6.18%	6.50%	5.73%	5.78%	5.78%	5.78%

Note: 1) Prices in 2011/12 are the same as the actual average prices in 2010/11.
2) Shaded fiscal year indicates the year of electricity-tariff-adjustment completion.

Prepared by JICA Study Team.

7.3.3 感度分析の結果

以上のようにパラメーターを設定し、ベースケースの電力需要を予測した結果を、Figure 7.3.3-1、Figure 7.3.3-2、および Table 7.3.3-1、Table 7.3.3-2、Table 7.3.3-3、Table 7.3.3-4、Table 7.3.3-5 に示す。

電力需要は、2021/22 年度頃まで徐々に伸び、その後やや急速に伸びる。予測期間の最終年度の 2031/32 年度には、供給端での電力需要が 19,493 GWh となり、輪番停電で実現しなかった需要を加味した 2011/12 年度の 5,380 GWh の潜在需要と比較して約 3.6 倍、同年度の実際の供給量 4,146 GWh と比較すると約 4.7 倍の電力需要となる。この予測からすると、今後 20 年間に、最低限でも電力供給を 4 倍から 5 倍に伸ばす必要がある。

発電出力は 2031/32 年度に供給端で 4,279 MW 必要となる。輪番停電を加味した潜在需要から必要とされる現在（2011/12 年度）のピーク発電出力は、1,027 MW であり、それからすると最低限で 4 倍の出力増加が必要となる。また、実際のピーク出力の 579 MW に比較すると 7 倍強の出力増加が必要となる。

電力需要の増加の推移とこれに歩調を合わせた必要出力の増加の推移を見ると、2018/19 年度ま

で続く電力価格の上昇とそれによる消費の減退、やや控えめの経済成長率の設定により、その時点までの電力需要の伸びは、全体的に鈍い。このように電力マーケットの是正には、経済コストがかかることがわかる。このため、できるだけ早い段階で、価格の是正を行うとともに、発電コストの低減も同時に推進し、投資のための余裕資金の確保を行う必要がある。

Table 7.3.3-4 に示すように、予想期間 20 年間の必要発電量の年間の伸び率の平均は 7%、同じく必要発電出力の伸びは年平均で 7%となる。実発電量の過去 20 年間の年平均成長率は 9%から 8%であり、今後年 7%の成長を維持することは、それほど困難な目標ではないかもしれない。一方、今後の開発には、貯水式などのより多額の初期投資が必要な発電施設が必要なこと、電力セクターのマーケットの是正を同時に行わなければならないこと、あわせて、NEA の赤字体質の改善など、多くのコストのかかる課題があり、この平均 7%の成長を維持するには、相当の努力が必要である。

Table 7.3.3-5 に産業部門別の電力需要の伸び率を示す。電力需要の伸び率を産業部門別に見ると、民生部門の伸び率が 8.0%と最も高く、全体に占める割合が 2.7%と小さいながら、灌漑部門が、年平均 7.6%の成長を示す。最近農業セクターのパフォーマンスは良いため、それが影響しているが、天候不順など、順調な成長には不確定要素が多い部門でもある。次に、商業・サービス部門が、年平均 7.3%の成長率を示している。商業・サービス部門については、海外からの送金などにより国民の購買力が高まっていることが、成長のためのプラスの要素ではあるが、一方で産業の空洞化を促進しかねない状況でもある。この観点からすると、年平均 7.1%の成長率で、他部門より成長率が低く、予測期間内に電力需要のシェアがわずかではあるが落ちてしまう産業部門の成長を回復させることは必須である。季節を通じ安定した電力供給を早急に実現し、産業部門が経済を牽引できるための生産環境を整備することは急務である。

他の需要予測との比較では、1991 年のフランス電力公社 (EDF) による予測と、1997 年の ADB による予測が、実際の電力供給の伸びと最も近い予測となっている。両者の予測は、他の予測に比較すると控えめな予測であった。輪番停電により満たされなかった需要を加味した電力需要の伸びは、2008 年の NEA の需要予測に近い。一方、この不足の大きな部分は、NEA 自体が発電能力を超え、配電網を急速に伸ばす一方で、発電側に投資が十分にまわらなかったことが大きな原因である。電力市場が適正に機能していれば、送電網の伸びと発電能力の増加がバランスし、想定需要の伸びは、2008 年の NEA の予測よりも緩やかであったと考えられる。

このような過去の予測と実績をふまえ、また、ネパールの電力市場の課題に対応するため、今回の需要想定では、電力市場の正常化を 2018/19 年度までに達成し、その間に電力価格の適正化をはかり、同時に発電能力を徐々に整備するシナリオをベースケースとして描いた。2018/19 年度以降、失われた経済の成長を取り戻す、という成長のシナリオである。このようなシナリオの具現化には、電力市場の正常化と、より効率的な電力産業の構造を目指す、長期的な政策とその堅実な実施が必須である。

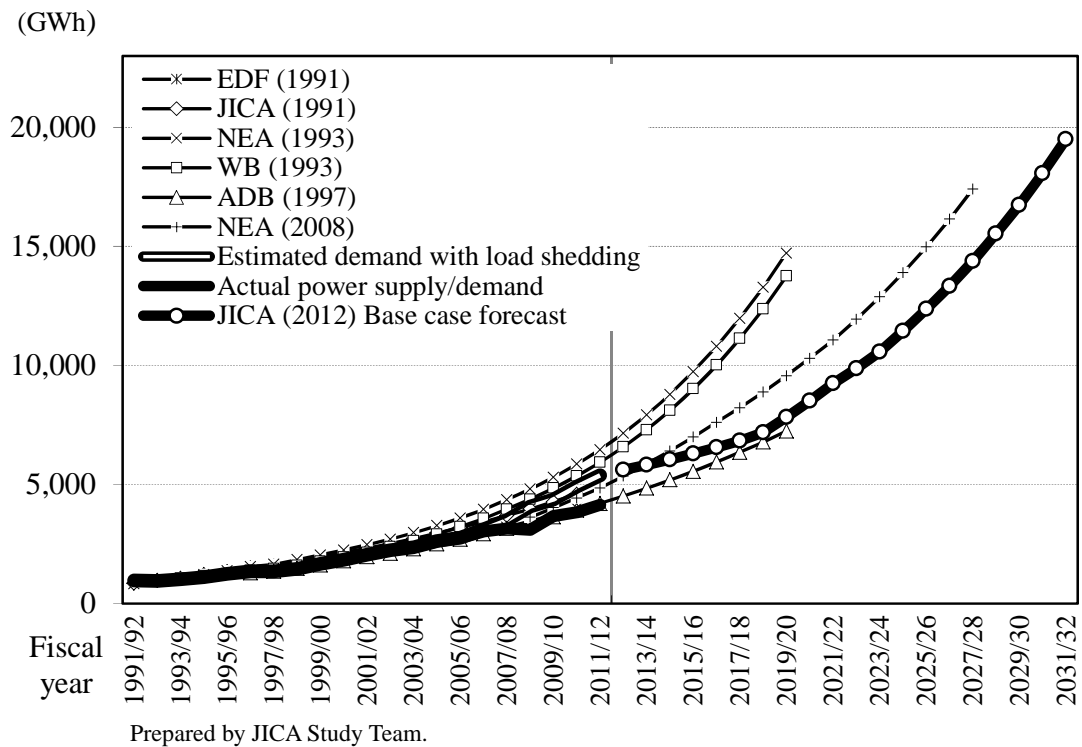


Figure 7.3.3-1 Comparison between Various Base Case Power Demand Forecasts

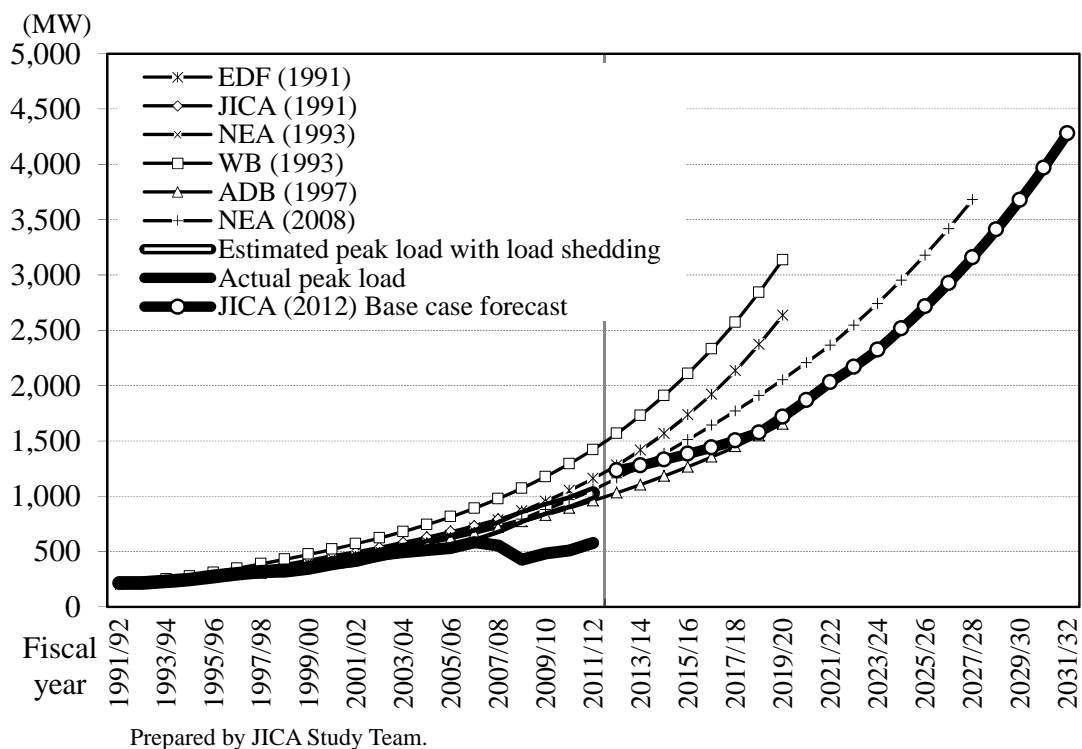


Figure 7.3.3-2 Comparison between Various Base Case Peak Load Forecasts

Table 7.3.3-1 Comparison between Various Base Case Power Demand Forecasts

Fiscal year	Organization and year of forecasting							Actual power supply	Load shed estimate	Estimated power demand
	EDF	JICA	NEA	WB	ADB* ¹	NEA	JICA* ²			
	1991	1991	1993	1993	1997	2008	2012			
	a	b	c	d	e	f	g	h	i	j=h+i
1991/92	820	843						971		971
1992/93	928	961						954		954
1993/94	1,015	1,059	1,062	1,050				1,020		1,020
1994/95	1,146	1,210	1,219	1,163				1,106		1,106
1995/96	1,244	1,338	1,366	1,254				1,250		1,250
1996/97	1,374	1,493	1,546	1,382	1,279			1,355		1,355
1997/98	1,437	1,576	1,645	1,448	1,349			1,359		1,359
1998/99	1,578	1,747	1,839	1,598	1,478			1,451		1,451
1999/00	1,734	1,939	2,036	1,764	1,617			1,672		1,672
2000/01	1,894	2,149	2,244	1,942	1,788			1,844		1,844
2001/02	2,052	2,328	2,465	2,145	1,967			2,048	2	2,050
2002/03	2,211	2,520	2,703	2,373	2,110			2,244	0	2,244
2003/04	2,382	2,727	2,971	2,629	2,300			2,359	1	2,360
2004/05	2,566	2,950	3,266	2,913	2,502			2,617	3	2,619
2005/06	2,765	3,192	3,591	3,227	2,702			2,751	8	2,759
2006/07	2,971	3,424	3,952	3,567	2,922			3,019	103	3,122
2007/08	3,208	3,692	4,356	3,954	3,150			3,155	350	3,506
2008/09	3,456	3,970	4,805	4,376	3,377	3,620		3,100	972	4,072
2009/10	3,724	4,268	5,302	4,843	3,637	4,018		3,675	701	4,376
2010/11	4,012	4,589	5,851	5,357	3,914	4,431		3,827	1,084	4,912
2011/12			6,458	5,923	4,205	4,851		4,146	1,233	5,380
2012/13			7,144	6,566	4,514	5,350	5,607			
2013/14			7,920	7,296	4,840	5,860	5,818			
2014/15			8,782	8,108	5,185	6,404	6,049			
2015/16			9,738	9,011	5,550	6,984	6,294			
2016/17			10,796	10,013	5,937	7,604	6,556			
2017/18			11,972	11,128	6,347	8,219	6,836			
2018/19			13,274	12,367	6,782	8,870	7,176			
2019/20			14,719	13,744	7,244	9,563	7,823			
2020/21						10,300	8,504			
2021/22						11,054	9,252			
2022/23						11,929	9,881			
2023/24						12,870	10,572			
2024/25						13,882	11,447			
2025/26						14,971	12,364			
2026/27						16,143	13,325			
2027/28						17,404	14,386			
2028/29							15,531			
2029/30							16,744			
2030/31							18,066			
2031/32							19,493			

Note: 1) The forecasts were made by Norconsult. 2) The forecasts were made by JICA Study Team. 3) Estimated energy demand and required capacity by the Study Team are indicated by bold letters.

Prepared by JICA Study Team.

Table 7.3.3-2 Comparison between Various Base Case Peak Load Forecasts

Fiscal year	Organization and year of forecasting							Actual peak load	Load shed estimate	Estimated peak load
	EDF	JICA	NEA	WB	ADB* ¹	NEA	JICA* ²			
	1991	1991	1993	1993	1997	2008	2012			
							Base case			
	a	b	c	d	e	f	g	h	i	j=h+i
1991/92		200	185					216		216
1992/93		219	204					214		214
1993/94	229	240	223	249				231		231
1994/95	244	265	245	276				244		244
1995/96	266	293	269	311				275		275
1996/97	287	321	296	349	293			300		300
1997/98	310	352	326	387	308			317		317
1998/99	336	385	359	430	337			326		326
1999/00	363	422	395	475	369			352		352
2000/01	392	462	436	520	408			391		391
2001/02	429	495	470	570	449			416	11	426
2002/03	473	536	506	621	482			470	0	470
2003/04	522	581	545	679	525			495	20	515
2004/05	579	629	587	743	571			514	38	552
2005/06	643	681	632	813	617			533	70	603
2006/07	713	733	681	891	667			584	65	648
2007/08	785	790	733	977	719			553	169	722
2008/09	866	852	790	1,071	771	793		428	385	813
2009/10	955	918	850	1,176	831	879		483	402	885
2010/11	1,052	989	916	1,292	894	967		510	436	946
2011/12	1,160			1,420	960	1,057		579	448	1,027
2012/13	1,280			1,565	1,031	1,163	1,231			
2013/14	1,416			1,729	1,105	1,272	1,277			
2014/15	1,568			1,909	1,184	1,387	1,328			
2015/16	1,736			2,109	1,267	1,510	1,382			
2016/17	1,921			2,329	1,355	1,641	1,439			
2017/18	2,134			2,572	1,449	1,770	1,501			
2018/19	2,371			2,841	1,548	1,907	1,575			
2019/20	2,634			3,137	1,654	2,052	1,717			
2020/21						2,206	1,867			
2021/22						2,363	2,031			
2022/23						2,545	2,169			
2023/24						2,741	2,321			
2024/25						2,951	2,513			
2025/26						3,177	2,714			
2026/27						3,419	2,925			
2027/28						3,679	3,158			
2028/29							3,410			
2029/30							3,676			
2030/31							3,966			
2031/32							4,279			

Note: 1) The forecasts were made by Norconsult. 2) The forecasts were made by JICA Study Team. 3) Estimated energy demand and required capacity by the Study Team are indicated by bold letters. 4) Shaded fiscal year indicates the year of electricity-tariff-adjustment completion.

Prepared by JICA Study Team.

Table 7.3.3-3 Base Case Power Demand Forecasts by Sectors

Fiscal year	Domestic load forecast			Industrial load forecast			Commercial load forecast			Other load forecast			Irrigation and water supply load forecast			Total Nepal load forecast			Energy export load forecast			Total load determined by market			
	Supplied (sold) (GWh)	Load shedding (GWh)	Total demand (GWh)	Supplied (sold) (GWh)	Load shedding (GWh)	Total demand (GWh)	Supplied (sold) (GWh)	Load shedding (GWh)	Total demand (GWh)	Supplied (sold) (GWh)	Load shedding (GWh)	Total demand (GWh)	Supplied (sold) (GWh)	Load shedding (GWh)	Total demand (GWh)	Supplied (sold) (GWh)	Load shedding (GWh)	Total demand (GWh)	Supplied (sold) (GWh)	Load shedding (GWh)	Total demand (GWh)	Supplied (sold) (GWh)	Load shedding (GWh)	Total demand (GWh)	Growth (%)
1991/92	275		275	246		246	45		45	57		57	28		28	652		652	85		85	737		737	
1992/93	260		260	274		274	48		48	58		58	24		24	663		663	46		46	709		709	-4%
1993/94	275		275	304		304	49		49	59		59	19		19	706		706	51		51	757		757	7%
1994/95	302		302	328		328	59		59	69		69	28		28	785		785	39		39	825		825	9%
1995/96	329		329	359		359	63		63	74		74	25		25	850		850	87		87	937		937	14%
1996/97	355		355	377		377	68		68	83		83	28		28	910		910	100		100	1,011		1,011	8%
1997/98	379		379	414		414	71		71	91		91	29		29	984		984	67		67	1,051		1,051	4%
1998/99	411		411	441		441	77		77	98		98	23		23	1,049		1,049	64		64	1,114		1,114	6%
1999/00	467		467	508		508	82		82	101		101	16		16	1,174		1,174	95		95	1,269		1,269	14%
2000/01	518		518	521		521	94		94	119		119	29		29	1,281		1,281	126		126	1,407		1,407	11%
2001/02	552	1	553	597	1	597	90	0	91	132	0	132	29	0	29	1,400	2	1,402	134	0	134	1,534	2	1,536	9%
2002/03	612	0	612	630	0	630	93	0	93	140	0	140	30	0	30	1,505	0	1,505	192	0	192	1,697	0	1,697	10%
2003/04	671	0	671	690	0	690	108	0	108	154	0	154	32	0	32	1,654	1	1,655	141	0	141	1,795	1	1,796	6%
2004/05	758	1	759	764	1	765	109	0	109	172	0	172	50	0	50	1,854	2	1,856	111	0	111	1,964	2	1,966	9%
2005/06	806	2	808	786	2	788	120	0	121	179	1	180	46	0	46	1,936	6	1,942	97	0	97	2,033	6	2,038	4%
2006/07	893	32	925	849	30	879	142	5	147	195	7	202	48	2	50	2,127	75	2,202	77	0	77	2,204	75	2,279	12%
2007/08	931	106	1,038	901	103	1,004	154	18	172	217	25	241	47	5	52	2,250	257	2,507	60	0	60	2,310	257	2,567	13%
2008/09	909	291	1,200	846	271	1,117	146	47	193	209	67	276	48	15	64	2,158	691	2,849	46	0	46	2,205	691	2,896	13%
2009/10	1,109	218	1,327	960	189	1,149	187	37	224	214	42	256	56	11	67	2,526	496	3,023	75	0	75	2,602	496	3,098	7%
2010/11	1,169	335	1,504	1,002	287	1,289	204	58	263	239	68	307	83	24	107	2,697	773	3,469	31	0	31	2,728	773	3,500	13%
2011/12	1,340	399	1,739	1,124	335	1,459	241	72	313	268	80	348	65	19	84	3,038	905	3,942	4	0	4	3,042	905	3,947	13%
2012/13			1,785			1,509			332			369			93		4,089			4			4,093		4%
2013/14			1,898			1,556			353			392			103		4,301			4			4,305		5%
2014/15			2,020			1,609			374			415			113		4,533			4			4,537		5%
2015/16			2,147			1,669			397			441			124		4,779			4			4,783		5%
2016/17			2,279			1,741			421			467			135		5,044			4			5,048		6%
2017/18			2,422			1,817			447			496			146		5,328			4			5,332		6%
2018/19			2,610			1,897			475			526			157		5,664			4			5,669		6%
2019/20			2,956			2,061			510			557			169		6,254			4			6,258		10%
2020/21			3,327			2,238			546			591			182		6,884			5			6,888		10%
2021/22			3,674			2,404			586			630			195		7,489			5			7,494		9%
2022/23			3,996			2,589			631			672			209		8,097			5			8,102		8%
2023/24			4,343			2,806			680			716			224		8,770			5			8,775		8%
2024/25			4,718			3,042			734			763			240		9,496			5			9,501		8%
2025/26			5,099			3,298			791			814			256		10,257			5			10,262		8%
2026/27			5,488			3,575			852			867			273		11,055			5			11,060		8%
2027/28			5,901			3,900			919			924			291		11,935			5			11,940		8%
2028/29			6,340			4,255			996			986			309		12,886			5			12,891		8%
2029/30			6,791			4,642			1,080			1,051			329		13,892			5			13,897		8%
2030/31			7,252			5,097			1,170			1,120			350		14,990			5			14,995		8%
2031/32			7,743			5,597			1,269			1,194			372		16,174			5			16,179		8%

Prepared by JICA Study Team

Table 7.3.3-4 Base Case Forecast of Peak Load based on the Power Demand Forecast

Fiscal year	Total energy demand determined by market				System losses (excluding self consumption)	Annual total generation requirement forecast							System Load	System peak load forecast						
	Supplied (sold) energy ¹⁾	Estimated energy demand lost by load shedding	Total energy demand	Growth		Avai-lable energy ²⁾	Self con-sump-tion	Avai-lable energy for con-sumers	Growth	Adjusted estimated load shed energy	Total	Growth	Factor ³⁾	Actual system peak load	Growth	Estima-ted load shed peak load	Requi-red system peak load ⁴⁾	Growth	Date of annual maximum peak load recorded	
	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(%)		(GWh)	(GWh)	(GWh)	(%)	(GWh)	(GWh)	(%)	(%)	(MW)	(%)	(MW)	(MW)	(%)	(date)	
a	b=j*(1-e)	c=a+b	d	e=(h-a)/h	f	g	h=f-g	i	j	k=h+j	l	m=h*100/(n*8)	n	o	p	q=n+p	r	s		
1991/92	737		737		24%	981	10	⁵⁾	971		971		51.3%	216		216				
1992/93	709		709	-4%	26%	963	10	⁵⁾	954	-2%	954	-2%	50.9%	214	-1%	214	-1%			
1993/94	757		757	7%	26%	1,031	10	⁵⁾	1,020	7%	1,020	7%	50.4%	231	8%	231	8%			
1994/95	825		825	9%	25%	1,117	11	⁵⁾	1,106	8%	1,106	8%	51.8%	244	6%	244	6%			
1995/96	937		937	14%	25%	1,263	13	⁵⁾	1,250	13%	1,250	13%	51.9%	275	13%	275	13%			
1996/97	1,011		1,011	8%	25%	1,369	14	⁵⁾	1,355	8%	1,355	8%	51.5%	300	9%	300	9%			
1997/98	1,051		1,051	4%	23%	1,373	14	⁵⁾	1,359	0%	1,359	0%	49.0%	317	6%	317	6%			
1998/99	1,114		1,114	6%	23%	1,475	24		1,451	7%	1,451	7%	50.8%	326	3%	326	3%			
1999/00	1,269		1,269	14%	24%	1,701	30		1,672	15%	1,672	15%	54.2%	352	8%	352	8%			
2000/01	1,407		1,407	11%	24%	1,868	24	⁵⁾	1,844	10%	1,844	10%	53.8%	391	11%	391	11%			
2001/02	1,534	2	1,536	9%	25%	2,066	19		2,048	11%	2	2,050	11%	56.3%	416	6%	11	426	9%	Dec 12, 2001
2002/03	1,697	0	1,697	10%	24%	2,261	18		2,244	10%	0	2,244	9%	54.5%	470	13%	0	470	10%	Nov 28, 2002
2003/04	1,795	1	1,796	6%	24%	2,381	22	⁵⁾	2,359	5%	1	2,360	5%	54.4%	495	5%	20	515	10%	Dec 30, 2003
2004/05	1,964	2	1,966	9%	25%	2,643	26	⁵⁾	2,617	11%	3	2,619	11%	58.1%	514	4%	38	552	7%	Jan 25, 2005
2005/06	2,033	6	2,038	4%	26%	2,781	30		2,751	5%	8	2,759	5%	58.9%	533	4%	70	603	9%	Jan 12, 2006
2006/07	2,204	75	2,279	12%	27%	3,052	33		3,019	10%	103	3,122	13%	59.0%	584	9%	65	648	7%	Dec 21, 2006
2007/08	2,310	257	2,567	13%	27%	3,186	31		3,155	4%	350	3,506	12%	65.2%	553	-5%	169	722	11%	Dec 31, 2007
2008/09	2,205	691	2,896	13%	29%	3,131	31		3,100	-2%	972	4,072	16%	82.8%	428	-23%	385	813	13%	Jan 20, 2009
2009/10	2,602	496	3,098	7%	29%	3,712	37		3,675	19%	701	4,376	7%	86.8%	483	13%	402	885	9%	Jan 19, 2010
2010/11	2,728	773	3,500	13%	29%	3,858	31		3,827	4%	1,084	4,912	12%	85.7%	510	6%	436	946	7%	Jan 28, 2011
2011/12	3,042	905	3,947	13%	27%	4,179	32		4,146	8%	1,233	5,380	10%	81.8%	579	13%	448	1,027	9%	Jan 13, 2012
Average				9%	26%					8%			9%		5%			8%		
2012/13			4,093	4%	27%							5,607	4%	52.0%				1,231	20%	
2013/14			4,305	5%	26%							5,818	4%	52.0%				1,277	4%	
2014/15			4,537	5%	25%							6,049	4%	52.0%				1,328	4%	
2015/16			4,783	5%	24%							6,294	4%	52.0%				1,382	4%	
2016/17			5,048	6%	23%							6,556	4%	52.0%				1,439	4%	
2017/18			5,332	6%	22%							6,836	4%	52.0%				1,501	4%	
2018/19			5,669	6%	21%							7,176	5%	52.0%				1,575	5%	
2019/20			6,258	10%	20%							7,823	9%	52.0%				1,717	9%	
2020/21			6,888	10%	19%							8,504	9%	52.0%				1,867	9%	
2021/22			7,494	9%	19%							9,252	9%	52.0%				2,031	9%	
2022/23			8,102	8%	18%							9,881	7%	52.0%				2,169	7%	
2023/24			8,775	8%	17%							10,572	7%	52.0%				2,321	7%	
2024/25			9,501	8%	17%							11,447	8%	52.0%				2,513	8%	
2025/26			10,262	8%	17%							12,364	8%	52.0%				2,714	8%	
2026/27			11,060	8%	17%							13,325	8%	52.0%				2,925	8%	
2027/28			11,940	8%	17%							14,386	8%	52.0%				3,158	8%	
2028/29			12,891	8%	17%							15,531	8%	52.0%				3,410	8%	
2029/30			13,897	8%	17%							16,744	8%	52.0%				3,676	8%	
2030/31			14,995	8%	17%							18,066	8%	52.0%				3,966	8%	
2031/32			16,179	8%	17%							19,493	8%	52.0%				4,279	8%	
Average				8%	20%								7%	52.0%					7%	

Note: 1) Source: NEA annual reports. 2) Source: NEA annual reports. Available energy includes import from India. 3) The average system load factor from FY 1991/92 to 2000/01 is 52% which is used for the 20 year JICA forecast. The high system load factors shown in FY2001/02 through FY2011/12 are due to the load shedding which made attained load curves flatter than the load curves estimated with lost supply by load shedding. 4) Source: NEA annual reports. 5) Estimated by the study team. Other values are obtained from NEA annual reports. 6) Shaded fiscal year indicates the year of electricity-tariff-adjustment completion. 7) Estimated energy demand and required capacity are indicated by bold letters.

Prepared by JICA Study Team.

Table 7.3.3-5 Base Case Power Demand Structure and Growth Rates by Sectors

Fiscal year	Domestic load forecast			Industrial load forecast			Commercial load forecast			Other load forecast			Irrigation and water supply load forecast			Total Nepal load forecast			Energy export load forecast			Total load determined by market		
	Load	Growth	% to the total	Load	Growth	% to the total	Load	Growth	% to the total	Load	Growth	% to the total	Load	Growth	% to the total	Load	Growth	% to the total	Load	Growth	% to the total	Load	Growth	% to the total
	(GWh)	(%)	(%)	(GWh)	(%)	(%)	(GWh)	(%)	(%)	(GWh)	(%)	(%)	(GWh)	(%)	(%)	(GWh)	(%)	(%)	(GWh)	(%)	(%)	(GWh)	(%)	(%)
1991/92	275		37.3	246		33.4	45		6.1	57		7.8	28		3.8	652		88.4	85		11.6	737		100.0
1992/93	260	-5.6	36.6	274	11.1	38.6	48	5.3	6.7	58	0.9	8.2	24	-13.0	3.4	663	1.7	93.5	46	-46.0	6.5	709	-3.8	100.0
1993/94	275	5.9	36.4	304	11.0	40.2	49	2.9	6.5	59	1.1	7.7	19	-19.5	2.6	706	6.4	93.3	51	9.5	6.7	757	6.6	100.0
1994/95	302	9.7	36.6	328	8.0	39.8	59	19.6	7.1	69	17.8	8.4	28	42.4	3.4	785	11.2	95.2	39	-21.8	4.8	825	9.0	100.0
1995/96	329	9.0	35.1	359	9.2	38.3	63	7.4	6.7	74	7.7	7.9	25	-9.2	2.7	850	8.2	90.7	87	120.4	9.3	937	13.6	100.0
1996/97	355	8.0	35.1	377	5.0	37.3	68	7.5	6.7	83	11.7	8.2	28	11.5	2.8	910	7.1	90.1	100	15.2	9.9	1,011	7.9	100.0
1997/98	379	6.7	36.0	414	9.8	39.4	71	5.7	6.8	91	9.7	8.7	29	3.8	2.8	984	8.1	93.6	67	-32.7	6.4	1,051	4.0	100.0
1998/99	411	8.4	36.9	441	6.6	39.6	77	8.2	6.9	98	7.4	8.8	23	-21.4	2.1	1,049	6.6	94.2	64	-4.8	5.8	1,114	5.9	100.0
1999/00	467	13.8	36.8	508	15.3	40.1	82	5.8	6.4	101	3.7	8.0	16	-31.0	1.2	1,174	11.9	92.5	95	48.1	7.5	1,269	14.0	100.0
2000/01	518	11.0	36.8	521	2.4	37.0	94	15.1	6.7	119	17.8	8.5	29	81.7	2.0	1,281	9.1	91.0	126	32.6	9.0	1,407	10.9	100.0
2001/02	553	6.7	36.0	597	14.8	38.9	91	-3.8	5.9	132	10.6	8.6	29	2.5	1.9	1,402	9.5	91.3	134	6.2	8.7	1,536	9.2	100.0
2002/03	612	10.8	36.1	630	5.4	37.1	93	2.4	5.5	140	6.0	8.2	30	2.3	1.8	1,505	7.3	88.7	192	43.6	11.3	1,697	10.5	100.0
2003/04	671	9.6	37.4	690	9.6	38.4	108	16.6	6.0	154	9.8	8.6	32	5.7	1.8	1,655	10.0	92.1	141	-26.5	7.9	1,796	5.8	100.0
2004/05	759	13.1	38.6	765	10.8	38.9	109	1.2	5.6	172	12.2	8.8	50	57.9	2.5	1,856	12.1	94.4	111	-21.6	5.6	1,966	9.5	100.0
2005/06	808	6.5	39.6	788	3.0	38.7	121	10.3	5.9	180	4.2	8.8	46	-8.8	2.2	1,942	4.7	95.3	97	-12.8	4.7	2,038	3.7	100.0
2006/07	925	14.4	40.6	879	11.6	38.6	147	21.6	6.4	202	12.6	8.9	50	8.8	2.2	2,202	13.4	96.6	77	-20.4	3.4	2,279	11.8	100.0
2007/08	1,038	12.2	40.4	1,004	14.2	39.1	172	17.2	6.7	241	19.3	9.4	52	5.1	2.0	2,507	13.8	97.7	60	-21.8	2.3	2,567	12.6	100.0
2008/09	1,200	15.6	41.4	1,117	11.2	38.6	193	12.3	6.7	276	14.6	9.5	64	21.7	2.2	2,849	13.7	98.4	46	-22.8	1.6	2,896	12.8	100.0
2009/10	1,327	10.6	42.8	1,149	2.9	37.1	224	15.9	7.2	256	-7.4	8.3	67	5.4	2.2	3,023	6.1	97.6	75	61.9	2.4	3,098	7.0	100.0
2010/11	1,504	13.4	43.0	1,289	12.2	36.8	263	17.2	7.5	307	19.9	8.8	107	59.0	3.0	3,469	14.8	99.1	31	-58.6	0.9	3,500	13.0	100.0
2011/12	1,739	15.6	44.1	1,459	13.2	37.0	313	19.1	7.9	348	13.4	8.8	84	-21.3	2.1	3,942	13.6	99.9	4	-86.8	0.1	3,947	12.7	100.0
Average		9.7	39.6		9.3	38.1		10.2	6.7		9.4	8.7		5.7	2.3		9.4	95.3		-14.1	4.7		8.7	100.0
2012/13	1,785	2.7	43.6	1,509	3.5	36.9	332	6.2	8.1	369	6.1	9.0	93	11.1	2.3	4,089	3.7	99.9	4	1.0	0.1	4,093	3.7	100.0
2013/14	1,898	6.3	44.1	1,556	3.1	36.2	353	6.2	8.2	392	6.1	9.1	103	10.5	2.4	4,301	5.2	99.9	4	1.0	0.1	4,305	5.2	100.0
2014/15	2,020	6.5	44.5	1,609	3.4	35.5	374	6.2	8.3	415	6.1	9.2	113	10.1	2.5	4,533	5.4	99.9	4	1.0	0.1	4,537	5.4	100.0
2015/16	2,147	6.3	44.9	1,669	3.7	34.9	397	6.1	8.3	441	6.1	9.2	124	9.7	2.6	4,779	5.4	99.9	4	1.0	0.1	4,783	5.4	100.0
2016/17	2,279	6.1	45.1	1,741	4.3	34.5	421	6.1	8.3	467	6.1	9.3	135	8.4	2.7	5,044	5.5	99.9	4	1.0	0.1	5,048	5.5	100.0
2017/18	2,422	6.3	45.4	1,817	4.4	34.1	447	6.2	8.4	496	6.1	9.3	146	8.1	2.7	5,328	5.6	99.9	4	1.0	0.1	5,332	5.6	100.0
2018/19	2,610	7.8	46.0	1,897	4.4	33.5	475	6.2	8.4	526	6.1	9.3	157	7.9	2.8	5,664	6.3	99.9	4	1.0	0.1	5,669	6.3	100.0
2019/20	2,956	13.3	47.2	2,061	8.7	32.9	510	7.2	8.1	557	6.1	8.9	169	7.7	2.7	6,254	10.4	99.9	4	1.0	0.1	6,258	10.4	100.0
2020/21	3,327	12.5	48.3	2,238	8.6	32.5	546	7.2	7.9	591	6.1	8.6	182	7.5	2.6	6,884	10.1	99.9	5	1.0	0.1	6,888	10.1	100.0
2021/22	3,674	10.4	49.0	2,404	7.4	32.1	586	7.2	7.8	630	6.6	8.4	195	7.3	2.6	7,489	8.8	99.9	5	1.0	0.1	7,494	8.8	100.0
2022/23	3,996	8.8	49.3	2,589	7.7	32.0	631	7.8	7.8	672	6.6	8.3	209	7.2	2.6	8,097	8.1	99.9	5	1.0	0.1	8,102	8.1	100.0
2023/24	4,343	8.7	49.5	2,806	8.4	32.0	680	7.8	7.8	716	6.6	8.2	224	7.0	2.6	8,770	8.3	99.9	5	1.0	0.1	8,775	8.3	100.0
2024/25	4,718	8.6	49.7	3,042	8.4	32.0	734	7.8	7.7	763	6.6	8.0	240	6.9	2.5	9,496	8.3	100.0	5	1.0	0.0	9,501	8.3	100.0
2025/26	5,099	8.1	49.7	3,298	8.4	32.1	791	7.8	7.7	814	6.6	7.9	256	6.8	2.5	10,257	8.0	100.0	5	1.0	0.0	10,262	8.0	100.0
2026/27	5,488	7.6	49.6	3,575	8.4	32.3	852	7.8	7.7	867	6.6	7.8	273	6.7	2.5	11,055	7.8	100.0	5	1.0	0.0	11,060	7.8	100.0
2027/28	5,901	7.5	49.4	3,900	9.1	32.7	919	7.8	7.7	924	6.6	7.7	291	6.6	2.4	11,935	8.0	100.0	5	1.0	0.0	11,940	8.0	100.0
2028/29	6,340	7.4	49.2	4,255	9.1	33.0	996	8.4	7.7	986	6.6	7.6	309	6.5	2.4	12,886	8.0	100.0	5	1.0	0.0	12,891	8.0	100.0
2029/30	6,791	7.1	48.9	4,642	9.1	33.4	1,080	8.4	7.8	1,051	6.6	7.6	329	6.4	2.4	13,892	7.8	100.0	5	1.0	0.0	13,897	7.8	100.0
2030/31	7,252	6.8	48.4	5,097	9.8	34.0	1,170	8.4	7.8	1,120	6.6	7.5	350	6.3	2.3	14,990	7.9	100.0	5	1.0	0.0	14,995	7.9	100.0
2031/32	7,743	6.8	47.9	5,597	9.8	34.6	1,269	8.4	7.8	1,194	6.6	7.4	372	6.2	2.3	16,174	7.9	100.0	5	1.0	0.0	16,179	7.9	100.0
Average		8.0	48.1		7.1	33.3		7.3	7.9		6.4	8.1		7.6	2.5		7.5	99.9		1.0	0.1		7.5	100.0

Note: Shaded fiscal year indicates the year of electricity-tariff-adjustment completion.

Prepared by JICA Study Team.

7.3.4 電力需要予測における採用シナリオ

ベースケース、ハイケース、ローケースの感度分析の結果を Table 7.3.4-1、Figure 7.3.4-1、Figure 7.3.4-2 に示す。ハイケースでは、2012/13 年から最初の 5 年間の急速な電力価格の上昇に呼応して、電力需要がベースケースとローケースに比較して伸び悩む。この期間は、政府の電力料金に対する補助をなくし、電力市場の健全化をはかる調整期間とも言える。2016/17 年度に電力価格が適正なレベルに達した後、電力需要の健全な伸びが期待できる。2018/19 年度にはベースケースとローケースの需要量に追いつき、そのあとは、電力需要の高い成長率を示しながら、マスタープランの最終年度の 2031/32 年度には、22,166 GWh の電力需要に達する。

ローケースでは、ベースケースが 2021/22 年度に適正価格を達成するまで、ベースケースとほぼ同一の需要レベルを維持している。しかし 2021/22 年度以降、需要の伸びは鈍く、ベースケースとの開きが年を追うごとに大きくなる。マスタープラン最終年度の 2031/32 年度に達する電力需要は 17,921 GWh であり、ハイケースの約 8 割にとどまる。

Table 7.3.4-1 Sensitivity Analysis of Power Demand Peak Load Forecasts

No.	Fiscal year	Tariff adjustment year	Comparison of energy demand forecasts (GWh)			Comparison of generation capacity forecasts (MW)		
			Base case	High case	Low case	Base case	High case	Low case
1	2012/13		5,607	5,537	5,650	1,231	1,216	1,240
2	2013/14		5,818	5,678	5,907	1,277	1,247	1,297
3	2014/15		6,049	5,851	6,202	1,328	1,284	1,361
4	2015/16		6,294	6,031	6,514	1,382	1,324	1,430
5	2016/17	High case	6,556	6,290	6,847	1,439	1,381	1,503
6	2017/18		6,836	6,888	7,192	1,501	1,512	1,579
7	2018/19	Base case	7,176	7,512	7,522	1,575	1,649	1,651
8	2019/20		7,823	8,174	7,869	1,717	1,794	1,728
9	2020/21		8,504	8,880	8,237	1,867	1,949	1,808
10	2021/22	Low case	9,252	9,670	8,738	2,031	2,123	1,918
11	2022/23		9,881	10,342	9,307	2,169	2,270	2,043
12	2023/24		10,572	11,066	9,922	2,321	2,429	2,178
13	2024/25		11,447	11,974	10,702	2,513	2,629	2,349
14	2025/26		12,364	13,002	11,538	2,714	2,854	2,533
15	2026/27		13,325	14,089	12,426	2,925	3,093	2,728
16	2027/28		14,386	15,260	13,390	3,158	3,350	2,939
17	2028/29		15,531	16,557	14,426	3,410	3,635	3,167
18	2029/30		16,744	18,147	15,524	3,676	3,984	3,408
19	2030/31		18,066	19,993	16,680	3,966	4,389	3,662
20	2031/32		19,493	22,166	17,921	4,279	4,866	3,934

Note: 1) Shaded fiscal year indicates the year of electricity-tariff-adjustment completion.
Prepared by JICA Study Team.

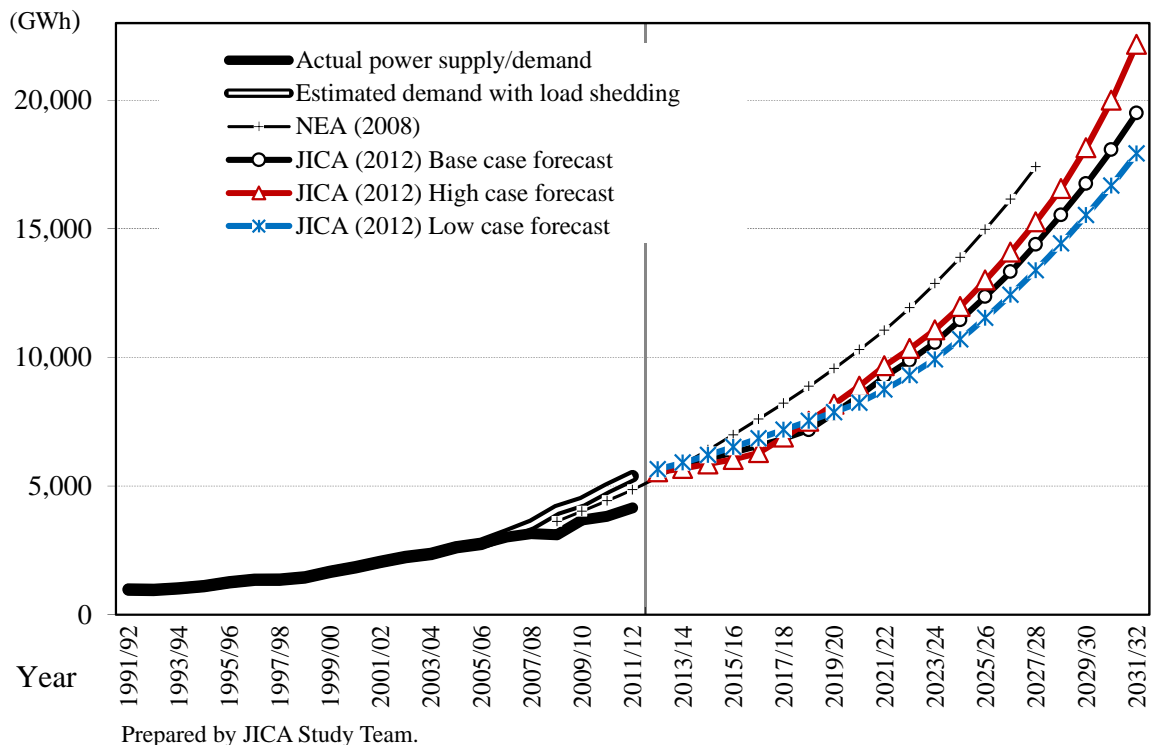


Figure 7.3.4-1 Sensitivity Analysis of Power Demand Forecasts

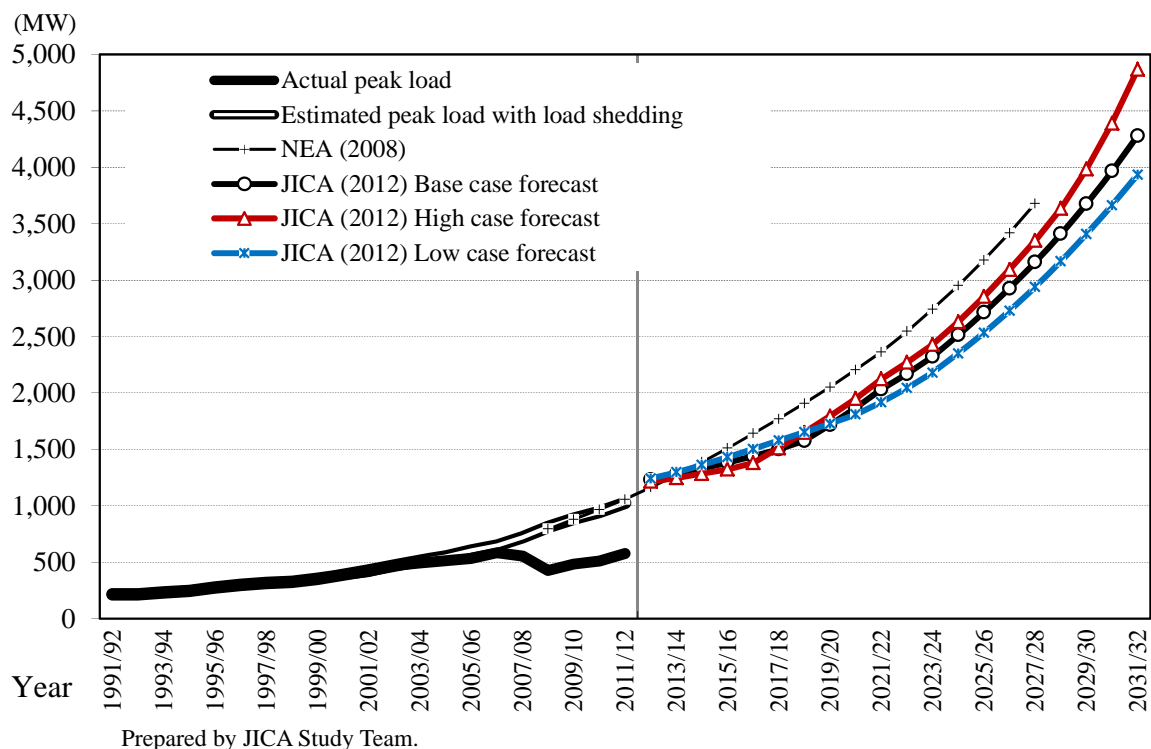


Figure 7.3.4-2 Sensitivity Analysis of Peak Load Forecasts

発電出力の予測では、民生需要中心の電力需要構造が変化しないと仮定し、全期間 52%のロードファクターを想定している。そのため、発電出力の推移の傾向は、電力需要の傾向とほぼ同一である。ハイケースでは、マスタープラン最終年度に 4,866 MW の発電出力の需要となるが、ローケースでは同年次に、3,934 MW の発電出力需要となり、到達需要はハイケースの約 8 割にとどまる。

これら結果は、ネパールの経済の成長を長期的観点から見た場合、電力市場をゆがめている電力価格の是正を早めに行った方が良いことを示唆する。電力価格の是正を短期間で行うことは、その時点で痛みを伴うが、後により高い経済成長を期待することができる。

第 8 章

電源開発計画の策定

第 8 章 電源開発計画の策定

本章では、第 7 章で予測した電力需要を満たすための具体的な電源開発計画を、既存の発電設備、現在建設中および建設される確度が高いプロジェクト¹、第 10 章で選定する貯水式発電の有望候補などを考慮して策定する。

8.1 既存の発電設備

2011/12 年度末時点²でのネパールにおける既存の発電設備は、NEA の大規模水力が 459,150 kW、NEA の小規模水力が 18,380 kW、IPP による水力が 187,581 kW、火力 (ディーゼル) が 53,410 kW、太陽光が 100 kW の、合計 718,621 kW である。(Table 8.1-1)

Table 8.1-1 Installed Capacity of Existing Generation Facilities

Power Station	Installed Capacity (kW)
NEA's Major Hydro	459,150
Middle Marsyangdi	70,000
Kaligandaki A	144,000
Marsyangdi	69,000
Kulekhani No. 1	60,000
Kulekhani No. 2	32,000
Trhisuli	24,000
Gandak	15,000
Modi Khola	14,800
Devighat	14,100
Sunkoshi	10,050
Puwakhola	6,200
NEA's Small Hydro	13,844
NEA's Small Hydro (Isolated)	4,536
IPP's Major Hydro	142,600
Khimit	60,000
Bhotekoshi	36,000
Chilime	22,000
Indrawati No. 3	7,500
Jhimruk	12,000
Andhi Khola	5,100
IPP's Small Hydro	44,981
Hydro Total	665,111
Diesel	53,410
Duhabi Multifuel	39,000
Hetauda	14,410
NEA's Solar	100
Grand Total	718,621

Source: A Year in Review FY2011/12, NEA

¹ 詳細設計を実施中あるいは PPA が締結済などのプロジェクト。

² 電源開発計画の策定期間が 2012/13 年度から 2031/32 年度なので、既存の発電設備としては 2011/12 年度末の値を使用する。2012/13 年度末の既存の発電設備については、第 6.3 節に記載されている。

8.2 既存の発電システムの問題点

ネパールの既存の発電システムには、① 絶対的な供給力不足、② 乾期における発電能力の低下の、二つの大きな問題がある。

8.2.1 供給力不足

ネパールでは、2000年代半ばから需要が供給能力を上回っており、絶対的な供給力不足の状態にある。このため、計画停電を実施せざるを得ず、2013年1月には最大で1日14時間、1週間に97時間の計画停電が約半月にわたって実施された。Table 8.2.1-1 に示すように、2006/07年度から2011/12年度までの5年間で需要は379 MW (58%) 増加しているが、設備出力は103 MW (17%) しか増加していない。仮に Table 8.5-1 に示す NEA の開発計画がスケジュールどおりに進められていたとしても、この期間の設備出力の増加量は257 MW であり、需要の伸びに追いつくことは不可能であった。

2011/12年度では、ピーク需要1,027 MW に対して国内の発電設備の合計設備出力は719 MW (需要の70%) であり、また、第8.2.2節に述べる乾期の発電能力の低下があるために、実際に供給された電力はインドからの輸入を含めても需要の6割弱である580 MW 程度であった。

供給力不足の解消と需要の伸びを満たすために、今後は需要の伸びを上回る量の電源を開発する必要がある。

Table 8.2.1-1 Increase in Installed Capacity and Peak Demand

Fiscal Year	2006/07	2007/08	2008/09	2008/10	2010/11	2011/12
Installed Capacity (kW)	616	617	689	698	706	719
Ratio to FY2006/07 (%)	-----	100.2	111.9	113.3	114.6	116.7
Peak Demand (kW)	648	644	794	885	946	1,027
Ratio to FY2006/07 (%)	-----	99.4	122.5	136.6	146.0	158.5

Source: A Year in Review, NEA

8.2.2 乾期における供給能力の低下

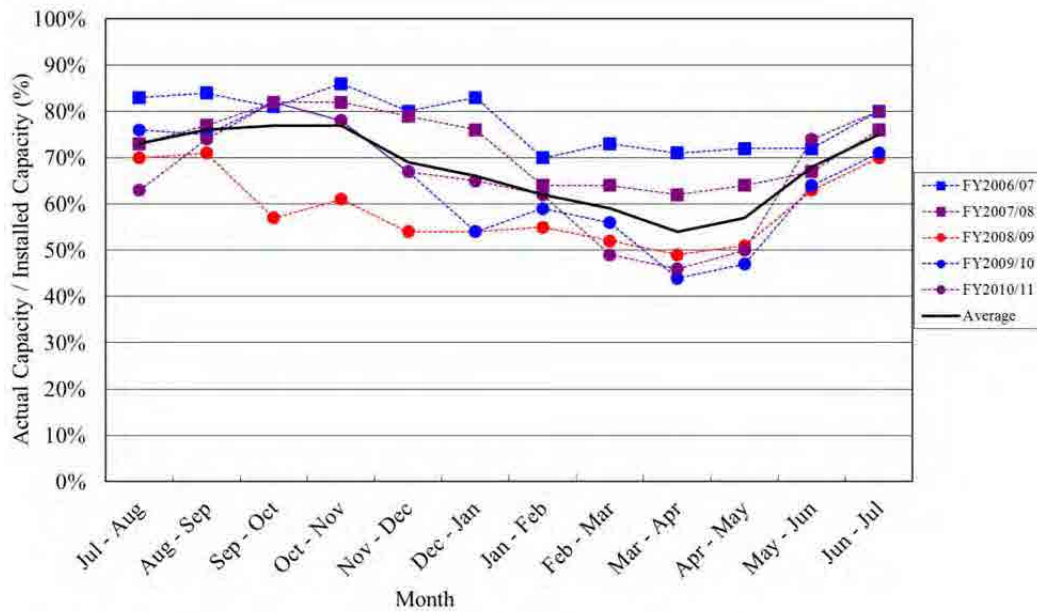
もう一つの問題は、乾期に供給能力が大幅に低下することである。ネパールでは全設備出力の約86%が流れ込み式および調整池式水力発電である。これらの発電方式は、ほぼ河川の流量に応じた発電を行うので、流量が減少する乾期には供給能力が低下する。Figure 8.2.2-1 に既設の全発電設備の合計設備出力³に対する各月の実際の供給能力の割合を、また Figure 8.2.2-2 に既設の流れ込み式および調整池式発電所の合計設備出力に対する各月の実際の供給能力の割合を示す。

ネパール全体としての供給能力は12月から5月にかけての乾期に低下しており、3月中旬から4月中旬にかけては平均で設備出力の55%程度まで、年によっては45%程度まで低下している。

流れ込み式および調整池式発電所に限ると、3月中旬から4月中旬にかけては平均で設備出力

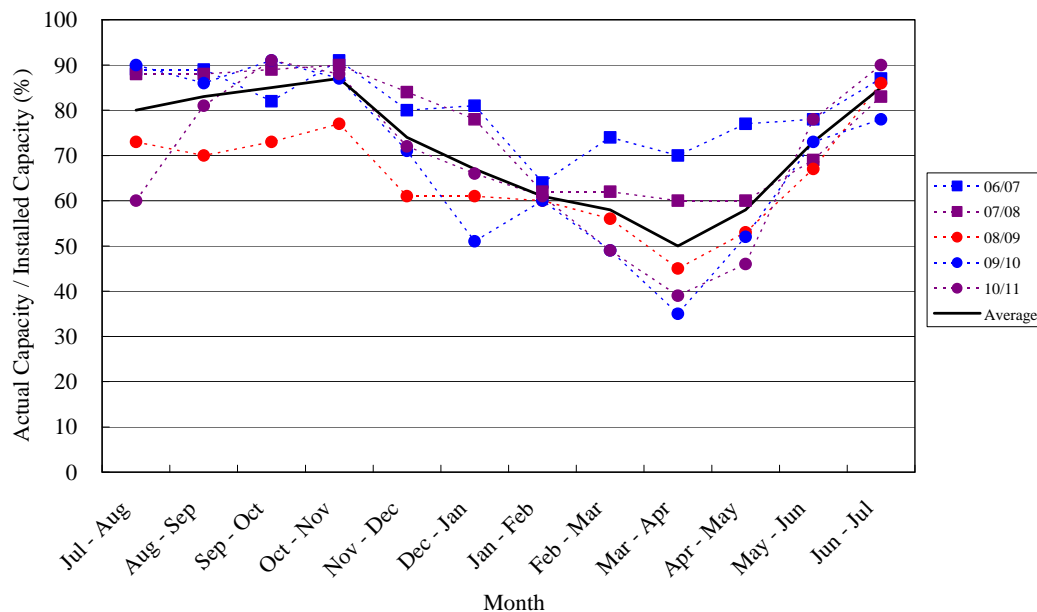
³ ディーゼル発電およびインドからの輸入を含む。

の 50%程度まで、年によっては 40%程度まで低下していることがわかる。



Source: Load Dispatch Center of NEA, and “A Year in Review” (FY2006/07 - 2010/11), NEA.
 Note: The dry season is from mid-December to mid-April (Poush to Chaitra on the Vikram calendar).

Figure 8.2.2-1 Rates of Maximum Output of Each Month to Installed Capacity



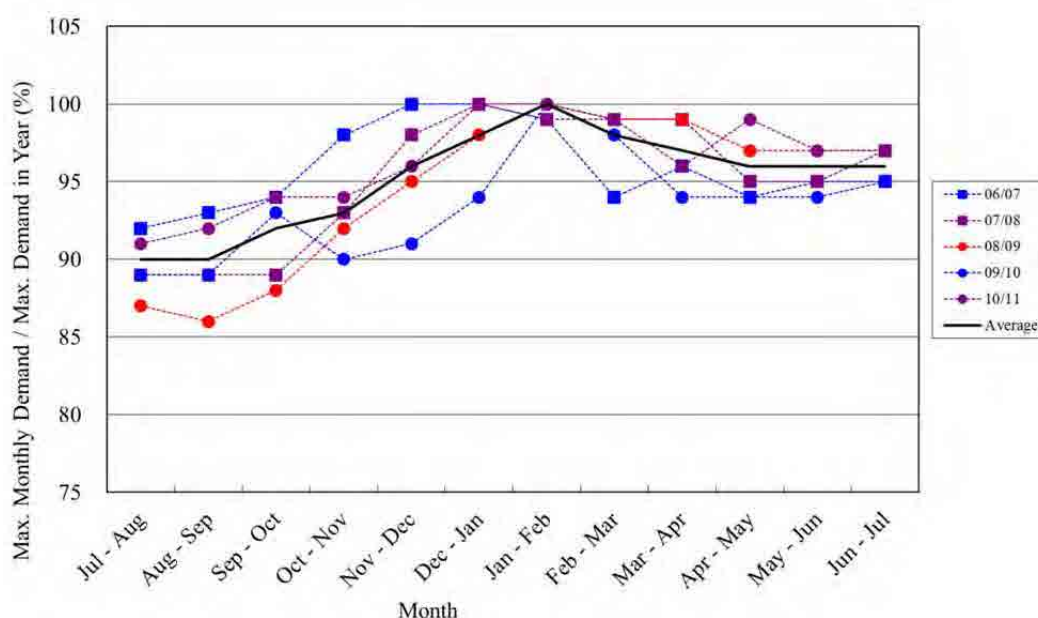
Source: Load Dispatch Center of NEA, and “A Year in Review” (FY2006/07 - 2010/11), NEA.
 Note: The dry season is from mid-December to mid-April (Poush to Chaitra on the Vikram calendar).

Figure 8.2.2-2 Rates of Maximum Output of Each Month to the Installed Capacity of Existing ROR- and PROR-type HPPs

一方、Figure 8.2.2-3 に示すように、電力需要の月別変動は供給能力のように大きくはなく、需要が最小の月でも最大の月の約 90%の需要がある。また、供給能力が低下する 12 月から 4 月に

かけて需要が大きくなっており、供給能力が比較的大きい7月から10月にかけては需要は相対的に小さくなっている。

今後の電源開発では、乾期である12月から4月にかけての供給力を高めることが必要である。



Source: Load Dispatch Center of NEA, and “A Year in Review” (FY2006/07 - 2010/11), NEA.

Note: The dry season is from mid-December to mid-April (Poush to Chaitra on the Vikram calendar).

Figure 8.2.2-3 Rates of Maximum Demand of Each Month to the Maximum Demand in a Year

8.3 ネパールにおける発電方式

8.3.1 一次エネルギーの状況

ネパールは、ヒマラヤ山脈の南麓に位置することから水力資源が豊富であり、その包蔵水力は83,000 MW、経済的に有効活用が可能な水力は42,000 MWと言われており、これを利用した水力発電の開発を促進することが国策の一つとなっている。

一方、化石エネルギーの埋蔵量はごく限られている。石炭については2009年の生産量が年間16,000トン程度であるのに対して輸入量は308,000トンであり、大部分が産業用燃料として消費されている。石油および天然ガスは生産されておらず、石油製品はすべて輸入に頼っている。その年間輸入量は、LPGが141,000トン、ガソリンが115,000トン、ジェット燃料が64,000トン、ディーゼル油が503,000トン、その他が45,000トンである⁴。

Table 8.3.1-1に2009年のエネルギーバランスを示す。この表によると、石油製品のうち発電に用いられているのは石油換算トンで約0.4%である。

⁴ Source: IEA Energy Statistics, 2009

Table 8.3.1-1 Energy Balance for Nepal (2009)

Unit: ktoe*

Supply and Consumption	Coal and Peat	Oil Products	Hydro	Biofuels and Waste	Electricity	Heat	Total**
Production	10	0	267	8,545	0	0	8,821
Imports	185	979	0	0	53	0	1,216
Exports	0	0	0	0	-6	0	-6
International Aviation Bunkers	0	-71	0	0	0	0	-71
Stock Changes	0	0	0	0	0	0	0
Total Primary Energy Supply	194	908	267	8,545	46	0	9,960
Transfers	0	0	0	0	0	0	0
Statistical Differences	-1	2	0	22	0	0	22
Electricity Plants	0	-4	-267	0	268	0	-3
CHP Plants	0	0	0	0	0	0	0
Heat Plants	0	0	0	0	0	0	0
Gas Works	0	0	0	0	0	0	0
Oil Refineries	0	0	0	0	0	0	0
Coal Transformation	0	0	0	0	0	0	0
Liquefaction Plants	0	0	0	0	0	0	0
Other Transformation	0	0	0	-14	0	0	-14
Energy Industry Own Use	0	0	0	0	-3	0	-3
Losses	0	0	0	0	-84	0	-84
Final Energy Consumption	193	905	0	8,552	227	0	9,878
Industry	193	21	0	52	87	0	353
Transport	0	571	0	0	1	0	571
Other	1	314	0	8,499	140	0	8,954
Residential	1	133	0	8,450	99	0	8,682
Commercial and Public Services	0	73	0	50	32	0	155
Agriculture / Forestry	0	109	0	0	5	0	113
Fishing	0	0	0	0	0	0	0
Non-Specified	0	0	0	0	4	0	4
Non-Energy Use	0	0	0	0	0	0	0

Source: International Energy Agency, 2009.

*: Thousand tonnes of oil equivalent (on a net calorificvalue basis)

**: Totals may not add up due to rounding.

8.3.2 各発電方式の特性

上記のような一次エネルギーの状況を考慮して、以下にネパールにおける各発電方式について比較する。(Table 8.3.2-1 参照)

(1) 水力発電

2011/12 年度末における国内の全設備出力 718.6 MW のうち水力発電が 665.1 MW (92.6%) を占めている。

ネパールには勾配が大きく谷幅が狭い河川が多いので、流れ込み式発電に適した地点が多く、主に流れ込み式の開発が行われてきた。2011/12 年度末現在、全国で 76 ヶ所の水力発電所のうち流れ込み式が 74 ヶ所で合計出力は 573.1 MW、全水力発電所の合計出力に占める割合は 86% である。一方、貯水式は Kulekhani No. 1 発電所 (60 MW) とその放水口に直結している Kulekhani No. 2 発電所 (32 MW) の 2 ヶ所で合計 92 MW、全水力発電所の合計出力に占める割合はわずか 14% である。

水力発電は、需要の変動に対応することが比較的容易であること、また、Table 8.3.2-1 に示すように発電コストが他の電源より小さいことから、大規模から中小規模の水力発電が系統に

接続される電源として採用されるであろう。上記のように、既存水力発電所の約 86%は流れ込み式および調整池式である。これらの発電所は、大規模なダムや貯水池を必要とする貯水式発電所に比べて地形・地質による制約や技術的な困難が少ないために、今後も相当量が開発されていくと考えられる。しかし、流れ込み式や調整池式発電所は乾期には発電能力が低下するので、今後はこれらのタイプの発電所とともに乾期においても十分な供給能力を持つ電源を開発する必要がある。また、ミニ・マイクロ水力は、既存の送電系統から離れた地域の電化に適している。

(2) 火力発電

NEA の火力発電所（ディーゼル）は 2 ヶ所で合計出力は 53.4 MW、全設備出力に占める割合は 7.4%である。しかし、発電コストが 27 Rs./kWh（調査団による推定値）と高いことから、2010/11 年度のディーゼル発電の設備利用率は 0.7%であり、全発電電力量に対してディーゼル発電が占める割合はわずかに 0.1%である。ただし、ホテルや商店、裕福な一般家庭などでは、停電対策として相当数の数百 kW から数 kW のディーゼル発電機が使用されている。

第 8.3.1 節で述べたように、ネパールは化石燃料のほとんどすべてを輸入に頼っており、火力発電所の運転には大量の外貨が必要である。また、陸封国であることから長距離の陸上輸送が必要であり、発電に用いる大量の燃料の輸送には相当の費用が必要である。このため、ベース需要対応の石炭火力や LNG 火力、ピーク需要対応のガスタービン発電などを建設することは、現実的には困難であると考えられる。

(3) 再生可能エネルギーによる発電

系統に連系されている既存の再生可能エネルギーによる発電設備としては、50 kW の風力発電所が 2 ヶ所ある。風力発電や太陽光発電は、環境負荷が小さいので長期的には有望な電源である。特に風力発電は、世界各国で多数の実績があること、Table 8.3.2-1 に示すように発電コストが 8~15 Rs./kWh と比較的安いことなどから、全国系統に接続される電源として有望である。ただし、風況によって出力が大幅に変動して需要に応じた運転は難しいために、全国系統の中で占める割合には限度がある。また、単独で、あるいは小規模な独立系統で用いる場合は、安定供給のためにバッテリーなどの電力貯蔵設備が必要である。

太陽光発電は、現時点では発電コストが Table 8.3.2-1 に示すよう 20~40 Rs./kWh と高いこと、用地の制約や天候による出力変動などの課題がある。このため、ネパールにおいてはここ当分の間は系統に接続される規模の大きい発電所（メガ・ソーラー）ではなく、住宅などに設置して余剰電力を系統に送る形式や未電化地域における小規模な分散型電源として使用することが望ましい。ただし、夜間には発電ができず、また、天候によって出力が変動するので、分散型電源として使用する場合はバッテリーを併用することが必要である。

バイオガス発電については、系統に接続されるような大規模なプラントを運営していくためには、効率的な有機廃棄物の収集システムの確立や大規模なガス化プラントの建設などが必要である。一方、太陽光発電と同様に、学校、ホテル、兵舎などの施設やコミュニティーにおける小規模分散型電源として適しており、ネパール政府はその普及を推進するために補助金を設

けている。このため、ネパールにおいてはここ当分の間は、上記のように系統に直接は接続されない小規模分散型電源として利用することが望ましい。

Table 8.3.2-1 Comparison of Electric Power Generation Methods in Nepal

	Hydropower	Solar Power	Wind Power	Thermal Power (Diesel, gas turbine)
Domestic potential	42,000 MW	2,100 MW ¹⁾ (grid connected)	3,000 MW ¹⁾	—
Responsiveness to demand	Fair (ROR-type is inferior to storage-type)	Poor (Fair if electric storage devises are used)	Poor (Fair if electric storage devises are used)	Good
Generation Cost (Rs./kWh)	ROR (NEA): 3.1 ²⁾ ROR (IPP): 5.4 - 6.5 ²⁾ Storage (NEA): 5.0 ²⁾	Household use: 28 - 32 ³⁾ Mega solar: 20 - 40 ³⁾	8 - 15 ³⁾	Diesel (NEA): 27 ²⁾
Impact on Environment	Fair (Storage-type is inferior to ROR-type)	Good	Good	Poor
Expected Role	- Main power source for the national grid - Rural electrification by mini/micro hydro	- Rural electrification of each household/public facility - Street light, etc.	- Power source for the national grid - Rural electrification	- Emergency power source

1) Alternative Energy Promotion Centre, Nepal.

2) Estimated by JICA Study Team for existing facilities.

3) National Policy Unit, Japan. 2010 price, on the assumption that JPY 1.0 = Rs 0.85.

8.4 乾期における供給能力の低下に対する対策

上記のように、現在のネパールの発電設備は大部分が流れ込み式および調整池式なので、乾期である12月から4月にかけては供給能力が低下する。しかし、この時期は需要が大きいため、今後は乾期における供給能力の低下がないか、あるいは低下が小さい電源を開発する必要がある。

(1) 火力発電

一般的に、雨期と乾期を有する他の国々では、乾期には河川流量が減少するために水力発電所、特に流れ込み式発電所の発電能力は低下する。しかし、多くの国では、天然ガスや石炭を燃料とする火力発電所を導入するなど電源の多様化を進めることによって、乾期における水力発電所の供給力低下を補う取り組みを進めている。

しかし上記のように、化石燃料がほとんど生産されない陸封国であるネパールにおいては、全国規模の電力系統の中で相当の割合を占める電源としては、火力発電は発電コストが高いことおよび多くの外貨を必要とすることから不適當である。

(2) 流れ込み式水力発電

第7章で述べた需要予測によれば、2031/32年度のピーク需要はベースケースで4,279 MWであり、一方、2011/12年度の乾期（ピーク需要時）の実際の供給力は579 MW（インドからの輸入を含む）であった。したがって、今後20年間で乾期の供給力を3,700 MW増加させる必要がある。これから、Table 8.8-1に示す建設中および建設される確度が高いプロジェクトの乾期の

供給力である 1,296 MW とインドからの計画輸入量である 162 MW を差し引くと、新たに 2,242 MW の供給力を有する発電設備を建設する必要がある。これらをすべて流れ込み式発電で行う場合は、乾期には供給能力が設備出力の 50%程度まで低下すること（Figure 8.2.2-2 参照）を考慮すると、合計で約 4,500 MW (= 2,242 / 0.5) の流れ込み式水力発電所を建設する必要がある。

一般的に、流れ込み式発電所の設備出力は貯水式に比べて小さいので、このためには相当数の発電所を建設する必要がある。個々の開発規模は貯水式より小さく、環境に与える影響も小さいと考えられるが、全体としての影響は相当大きなものとなり、また、多数の地点で影響が生じることになる。

(3) 貯水式水力発電

貯水式発電は、河川流量の多い雨期には余剰水を貯留し、河川流量が少ない乾期には雨期に貯留した水を補給して発電量を増加させて、流れ込み式の発電量が低下する乾期における供給量の低下を軽減させる役割を担うことが可能である。

現在、ネパールの貯水式発電所は Kulekhani No.1 発電所とそれに直結した Kulekhani No.2 発電所のみであり、乾期の供給能力に関する適切かつ十分なデータがない。したがって、以下の条件によって貯水式発電の乾期の供給能力を想定する。

- 今後建設される貯水式発電所のピーク継続時間は、12 時間と仮定する。
- 乾期の負荷率は年間負荷率と同じとして、第 7 章の需要想定で用いた 57%とする。

これらのピーク継続時間と負荷率から、貯水式水力の乾期における供給能力は設備出力の 88% (= (12 時間 / 24 時間) / 0.57 × 100) と想定される。したがって、新たに必要な供給力である 2,242 MW をすべて貯水式発電所によって増加させるためには、約 2,550 MW (= 2,242 / 0.88) の貯水式水力発電所が必要となる。これはすべて流れ込み式で必要な供給力を確保する場合の約 57%の設備である。

上記の流れ込み式とは逆に、一般的に貯水式の方が湛水面積が大きいことから、動植物などの自然環境への影響や住民移転などの社会的影響が流れ込み式よりも大きい場合が多い⁵。一方、一件当たりの設備出力が大きいことや乾期における出力の低下が小さいことから、乾期の需要を満たすために必要な発電所数は流れ込み式の場合よりも少なくなる。

ネパールにおいては、上記のように火力発電所の建設は難しいこと、流れ込み式で乾期の出力低下に対応するためには必要な供給力の約 2 倍の設備を建設する必要があることから、乾期における供給能力の低下に対する対策は、主として貯水式発電所の建設によって行うことが最も現実的である。

⁵ 一般的に、貯水式発電所建設による影響として以下が指摘されている。

- ・自然環境への影響：森林の水没などによる既存の生態系の消滅、河川の分断、減水域における河川生態系の消滅や変化、貯水池の水質悪化と放水時の下流域への影響、河川の水量の変動パターンの変化に伴う下流域の河川生態系の変化、貯水池およびその上流部における土砂の堆積、河川の土砂流動の変化など
- ・社会環境への影響：大規模な非自発的住民移転、森林・河川などに依存した生活を送ってきた人々の生計への影響など

8.5 NEA による既存の電源開発計画

NEA は、2005/06 年度に 2019/20 年度までの発電設備拡充計画を策定したが、それ以降は行ってない。NEA によれば、エネルギー省電力開発局（Department of Electricity Development: DOED）より建設許可を受けている IPP が申請どおりのスケジュールでプロジェクトを実施しないために、発電設備拡充計画を策定することができないとのことである。

上記の開発計画を Table 8.5-1 に、2012 年 1 月現在の状況をその右端欄に示す。

Table 8.5-1 NEA's Generation Expansion Plan (FY2005/06)

FY	Project	Installed Capacity (MW)	Type ¹⁾	Developer	Status ²⁾ in 2006	Status ²⁾ as of January 2012
2006/07	Khudi	3.5	ROR	IPP	UC	IO (Dec. 2006)
	Sinsne Khola	0.75	ROR	IPP	UC	IO (Sep. 2007)
	Sali Nadi	0.232	ROR	IPP	Request for PPA	IO (Nov. 2007)
	Baramchi	0.98 ³⁾	ROR	IPP	UC	IO (2011)
2007/08	Middle Marsyangdi	70.0	PROR	NEA	UC	IO (Dec. 2008)
	PHEME	0.995	ROR	IPP	UC	IO (2007)
	Tadi Khola	0.97	ROR	IPP	PPA concluded	UC
	Toppal Khola	1.4	ROR	IPP	UC	IO (Oct. 2007)
2008/09	Lower Indrawati	4.5	ROR	IPP	UC	UC
	Lower Nyadi	4.5	ROR	IPP	UC	UC
	Mardi	3.1	ROR	IPP	PPA concluded	IO (Jan. 2010)
2009/10	Kulekhani-III	14	ROR	NEA	UC	Suspended
	Mailung	5.0	ROR	IPP	PPA concluded	
	Upper Mai Khola	3.0	ROR	IPP	PPA concluded	
	Daram Khola	5.0	ROR	IPP	PPA concluded	Canceled
	Upper Mode	14.0	ROR	IPP	UC	
	Madi-I	10.0	ROR	IPP	UC	
2010/11	Chameliya	30.0	PROR	NEA	UC	UC
	Mewa	18.0	ROR	NEA	Planned	
	Hewa	10.0	ROR	NEA	Planned	
	Lower Modi	19.0	ROR	Private		
	Sanjen	-	-	-	-	
2011/12	Upper Trishuli	44.0	ROR	NEA	Planned	
2012/13	Upper Tamakoshi	309.0	ROR	NEA-Private JV		
2013/14	Tamor	83.0	ROR	NEA	Planned	
	Upper Seti	122.0	Storage	NEA	Planned	
	Kankai	60.0	Storage	NEA	Planned	
	Upper Karnali ⁴⁾	75.0	PROR	NEA-Private JV		
2014/15	West Seti ⁵⁾	75.0	Storage	Private		
2015/16	-	-	-	-	-	
2016/17	-	-	-	-	-	
2017/18	-	-	-	-	-	
2018/19	Kebeli-A	30.0	PROR	Private		
	Upper Marsyangdi A	121.0	PROR	NEA	Planned	
	Likha-4	40.0	PROR	NEA	Planned	
	Upper Modi A	42.0	ROR	NEA	Planned	
2019/20	Dudhi Koshi	300.0	Storage	NEA	Planned	

1) ROR: Run-of-river type, PROR: Peaking ROR type.

2) UC: Under construction, IO: In operation.

3) Installed capacity was changed to 4.2 MW.

4) Export project (NEA 75 MW = 25% of installed capacity of 300 MW)

5) Export project (NEA 75 MW = 10% of installed capacity of 750 MW)

この表によると、2011/12年度までに運開しているものは2008/09年度に運開予定であったプロジェクトまでであり、当初スケジュールより3年程度遅れているといえる。また、2006年時点で電力販売契約が締結されていたにも関わらず、2012年になっても建設が開始されていないプロジェクトや契約が破棄されたプロジェクトもある。

8.6 電源開発の基本的シナリオ

上記のネパールにおける発電システムの問題点や各種発電方式の特性などを考慮して、以下のシナリオに基づいて今後20年の電源開発計画を策定する。

- 全国規模の電力系統（INPS）に接続される主要電源は、豊富な国産資源である水力エネルギーを活用する水力発電とする。
- 貯水式発電は、乾期における流れ込み式発電の供給能力の低下を補って系統全体としての供給力を確保することを主目的として開発する。
- 流れ込み式発電は、豊富な水力エネルギーを活用することを目的として、今後も継続的に開発する。
- インドからの輸入は、国境付近への供給力として一定量の輸入を継続する。
- 燃料を輸入に頼る火力発電所の新設は行わないが、既設のディーゼル発電所は非常時のために存続させる。
- 風力や太陽光などの再生可能エネルギーによる発電は、環境負荷が小さいことから長期的には有望な電源であるが、発電単価や系統の安定性に与える影響を考慮すると、今後20年間にINPSの中に占める割合は極めて小さいと考えられるので、電源開発計画の中では考慮しない。

8.7 既存の発電設備の設備出力

第8.1節で述べたように、2011/12年度末時点でのNEAおよびIPPの発電設備は合計で718,621 kWであり、これらのうち全国系統に接続されているのは714,085 kWである。

本章における電源開発計画の策定では、2013年5月にNEAより得られた2013/14年度の供給計画に関する情報に基づいて、以下の供給力も既存の水力発電設備の供給力として取り扱うこととした。

- IPPによる小規模な発電所の合計出力の増加分 136,089 kW

上記の「IPPによる小規模な発電所の合計出力の増加分」については、投入年度に関する情報は得られなかったために、本章の検討ではこれを2011/12年度の既存の設備出力として取り扱うこととし、同年度のIPPによる小規模な発電所の合計出力を181,070 kW (= 44,981 kW + 136,089 kW)とした。また、既設の風力発電所については、設備出力が小さいことと詳細なデータが入手できなかったことから、電源開発計画に含まないものとした。

したがって、電源開発計画における2011/12年度末の既存発電設備の設備出力は、水力が796,664 kW、ディーゼルが53,410 kW、合計850,074 kWとした。(Table 8.7-1の右列)

Table 8.7-1 Installed Capacity of Existing Generation Facilities

Power Station	Installed Capacity in FY2011/12 (kW)	
	A Year in Review FY2011/12	Generation Expansion Plan
NEA's Major Hydro	459,150	459,150
Middle Marsyangdi	70,000	70,000
Kaligandaki A	144,000	144,000
Marsyangdi	69,000	69,000
Kulekhani No. 1	60,000	60,000
Kulekhani No. 2	32,000	32,000
Trhisuli	24,000	24,000
Gandak	15,000	15,000
Modi Khola	14,800	14,800
Devighat	14,100	14,100
Sunkoshi	10,050	10,050
Puwakhola	6,200	6,200
NEA's Small Hydro	13,844	13,844
NEA's Small Hydro (Isolated)	4,536	-----
IPP's Major Hydro	142,600	142,600
Khimit	60,000	60,000
Bhotekoshi	36,000	36,000
Chilime	22,000	22,000
Indrawati No. 3	7,500	7,500
Jhimruk	12,000	12,000
Andhi Khola	5,100	5,100
IPP's Small Hydro	44,981	181,070
Hydro Total	665,111	796,664
NEA's Diesel	53,410	53,410
Duhabi Multifuel	39,000	39,000
Hetauda	14,410	14,410
NEA's Solar	100	-----
Grand Total	718,621	850,074

8.8 建設中および建設される確度が高い水力発電プロジェクト

2013年6月現在で、Table 8.8.1に示す水力発電プロジェクトが建設中あるいは建設される確度が高いプロジェクトである。本調査では、これらのプロジェクトはすべて予定どおりに実施されて運転を開始するものとして、電源開発計画を作成する。

Table 8.8-1 Projects under Construction or with a High Probability of Construction

Project Name	Type	Installed Capacity (MW)	Annual Energy (GWh)	Commercial Operation (FY)	Remarks
Kulekhani III	STO	14	40.85	2015/16	
Chameliya	PROR	30	184.21	2015/16	
Khani Khola	ROR	25	114	2015/16	
Upper Sanjen	ROR	11	82.4	2016/17	
Sanjen	ROR	42.9	251.9	2016/17	
Upper Trishuli 3A	ROR	60	489.9	2016/17	
Upper Tamakoshi	PROR	456	2,281	2016/17	
Madhya (Middle) Bhotekoshi	ROR	102	542	2017/18	
Rasuwagadi	ROR	111	613.88	2017/18	
Rahughat	PROR	32	186.12	2017/18	
Upper Marsyangdi	ROR	50	317	2017/18	
Mistri	ROR	42	225	2017/18	
Upper Trishuli 3B	ROR	37	296.34	2019/20	
Upper Modi A	ROR	42	214.87	2020/21	
Tanahu	STO	140	484.4	2020/21	
Budhi Gandaki	STO	600	2,674	2022/23	
Total		1,794.9	8,997.87		

Source: NEA

8.9 開発候補の水力発電プロジェクト

8.9.1 調査団によって選択された有望貯水式プロジェクト

第 10 章に述べるように、2009 年に NEA によって作成されたロングリストに記載されている 67 件の貯水式水力発電プロジェクト（追加された 2 件を含む）について、調査団は技術面、環境面、経済面から比較検討を行って順位付けを行い、今後 20 年間の電源開発計画の候補として Table 8.9.1-1 に示す 10 件のプロジェクトを選択した。これらのプロジェクトの詳細は、第 10.2.1 節に記載されている。

これらの 10 件のプロジェクトについて、現地踏査を含むより詳細な調査を行った結果、Kokhajor-1 プロジェクトは経済性の観点から実施が困難であることが判明した。このため、電源開発計画の候補から除外することとした。

また、Lower Jhimruk プロジェクトは、その発電所予定地点が Naumure プロジェクトの湛水予定地内に位置しており、これらの 2 件のプロジェクトは両立することはできないことが判明した。Naumure プロジェクトについては、この地点に灌漑省による灌漑プロジェクトの構想があり、これが実施されると Lower Jhimruk プロジェクトと競合する。一方、Naumure プロジェクトについては、発電と灌漑の多目的プロジェクトとして開発する可能性がある。このため、電源開発計画の候補プロジェクトとしては Naumure プロジェクトを採用することとし、Lower Jhimruk プロジェクトは候補プロジェクトから除外した。（第 10.2.2.3 節参照）

候補プロジェクトの運転開始可能年度の設定に際しては、第 10 章に記載されている有望プロジェクトの評価結果を考慮した。

Table 8.9.1-1 Candidates Storage-type Hydroelectric Power Project selected by the Study Team

Project Name	Type	Installed Capacity (MW)	Annual Energy (GWh)	Project Cost* (MUS\$)	The Earliest Possible Commissioning Year (FY)	Remarks
Dudh Koshi	STO	300	1,909.6	1,141.0	2023/24	
Nalsyau Gad	STO	410	1,406.1	966.9	2023/24	
Andhi Khola	STO	180	648.7	665.8	2025/26	
Chera-1	STO	148.7	563.2	576.9	2027/28	
Madi	STO	199.8	621.1	637.3	2027/28	
Naumure	STO	245	1,157.5	954.5	2027/28	
Sun Koshi No.3	STO	536	1,883.6	1,690.5	2028/29	
Lower Badigad	STO	380.3	1,366.0	1,209.8	2028/29	
(Kokhajor-1)	STO	111.5	278.9	476.5	-----	Excluded from the candidates in this study. (Low economical efficiency)
(Lower Jhimruk)	STO	142.5	454.7	520.9	-----	Excluded from the candidates in this study. (Overlapping with the Naumure Project)

*: FY2012/13 price

8.9.2 流れ込み式水力の開発

Table 8.8-1 に示す建設中および建設される確度が高いプロジェクトを見ると、2018/19 年度以降に運転を開始する具体的な流れ込み式プロジェクト、すなわちプロジェクト名と開発規模が特定できるプロジェクトは、2019/20 年度に運開が予定されている Upper Modi A プロジェクト以外は計上されていない。これは、多数の流れ込み式プロジェクトに対して調査あるいは建設ライセンスが発行されているが、これらの多くが IPP に対して発行されているものであり、これらのプロジェクトの運転開始時期を想定することが困難なためであると考えられる。

しかし現実的には、豊富な水力エネルギーを活用するために、2018/19 年度以降も流れ込み式水力の開発は続いていくと考えられる。本調査による電源開発計画では、2018/19 年度以降も流れ込み式プロジェクトが継続的に開発されるとして、以下のように想定した。

- 2018/19 年度以降に運転開始が可能な流れ込み式の候補プロジェクトの合計設備出力は、NEA によって提示された Tamakoshi V および Upper Arun プロジェクトを含め、概ね 100 MW/年とする。
- これらのプロジェクトは、Table 8.9.1-1 に示される有望貯水式プロジェクトと同様に、必ずしも表に示されるそれぞれの運開可能年に運転を開始するのではなく、前年度までの開発で当該年の供給信頼度が確保されている場合は、開発スケジュールが翌年度以降に繰り延べられるものとする。
- Tamakoshi V および Upper Arun 以外のプロジェクトの電力量とプロジェクトコストは、Table 8.8-1 に示される建設中および建設される確度が高い流れ込み式プロジェクトの平均から推定した。

Table 8.9.2-1 に流れ込み式の候補プロジェクトを示す。

Table 8.9.2-1 Candidates of the ROR-type Projects

Project Name	Type	Installed Capacity (MW)	Annual Energy (GWh)	Project Cost* (MUS\$)	The Earliest Possible Commissioning Year (FY)	Remarks
ROR-1	ROR	100	594	183	2018/19	
ROR-2					2019/20	
ROR-3					2020/21	
Tamakoshi V		87	460.5	189	2021/22	
ROR-4		100	594	183	2022/23	
ROR-5	2023/24					
Upper Arun	PROR	335	2,734.2	748	2024/25	
ROR-6	ROR	100	594	183	2027/28	
ROR-7					2028/29	
ROR-8					2029/30	
ROR-9					2030/31	
ROR-10					2031/32	

*: FY2012/13 price

8.9.3 インドからの電力輸入

第 6.9 節で述べたように、NEA のインドからの電力輸入の最大可能量は、2014/15 年度までは最大 247 MW、2015/16 年度以降は 397 MW となっている。しかし、本調査における電源開発計画の検討では、NEA との協議に基づいて下記の 2 件の輸入契約について考慮することとした。

- Power Sales Agreement between PTC India Limited and Nepal Electricity Authority (2011): 150 MW from FY 2015/16
- Free annual energy from Tanakpur HPP based on Minutes of Meeting of 8th Indo-Nepal Power Exchange Committee Meeting (2007): 12 MW (equivalent to 70 GWh)

その結果、2014/15 年度までの輸入量は最大で 12 MW、2015/16 年度以降の輸入量は 162 MW とする。

8.10 主要なパラメーター

電源開発計画を策定するために必要な主要なパラメーターの値は以下のとおりである。

(1) 検討期間

検討期間は、2012/13 年度から 2031/32 年度までの 20 年間とする。

(2) 各年のピーク電力需要

各年の電力需要は、第 7 章で予測されたベースケース、ハイケースおよびローケースとする。
(Table 8.10-1 参照)

Table 8.10-1 Power Demand from FY2013 to FY2032

FY	Peak Demand (MW)			Energy Demand (GWh)		
	Base Case	High Case	Low Case	Base Case	High Case	Low Case
2013	1,231	1,216	1,240	5,607	5,537	5,650
2014	1,277	1,247	1,297	5,818	5,678	5,907
2015	1,328	1,284	1,361	6,049	5,851	6,202
2016	1,382	1,324	1,430	6,294	6,031	6,514
2017	1,439	1,381	1,503	6,556	6,290	6,847
2018	1,501	1,512	1,579	6,836	6,888	7,192
2019	1,575	1,649	1,651	7,176	7,512	7,522
2020	1,717	1,794	1,728	7,823	8,174	7,869
2021	1,867	1,949	1,808	8,504	8,880	8,237
2022	2,031	2,123	1,918	9,252	9,670	8,738
2023	2,169	2,270	2,043	9,881	10,342	9,307
2024	2,321	2,429	2,178	10,572	11,066	9,922
2025	2,513	2,629	2,349	11,447	11,974	10,702
2026	2,714	2,854	2,533	12,364	13,002	11,538
2027	2,925	3,093	2,728	13,325	14,089	12,426
2028	3,158	3,350	2,939	14,386	15,260	13,390
2029	3,410	3,635	3,167	15,531	16,557	14,426
2030	3,676	3,984	3,408	16,744	18,147	15,524
2031	3,966	4,389	3,662	18,066	19,993	16,680
2032	4,279	4,866	3,934	19,493	22,166	17,921

Note: FY2013 means FY2012/13.

(3) 各月のピーク需要の年ピーク需要に対する比率

各月のピーク需要の年ピーク需要に対する比率は、2001/02 年度から 2010/11 年度の実績値の平均から、Table 8.10-2 に示す値とした。

Table 8-10-2 Ratio of Monthly Peak Demand to Annual Peak Demand

Month	Ratio
Jul	0.9158
Aug	0.9219
Sep	0.9381
Oct	0.9544
Nov	0.9793
Dec	0.9953
Jan	1.0000
Feb	0.9765
Mar	0.9484
Apr	0.9583
May	0.9649
Jun	0.9659

Source: Load Dispatch Center, NEA.

(4) 割引率

割引率は、2011年7月時点でのネパールの民間銀行の産業への貸付金利が8.0%から13.5%⁶であったことを考慮して、それらの中間をとって10%とした。

(5) 償却可能費用

償却可能費用は、有望10プロジェクトの土木、電気機器および送電線コストの合計がプロジェクトコスト全体に占める割合から、プロジェクト費用の90%とした。

(6) プロジェクトコストの内貨と外貨の比率

プロジェクトコストの内貨と外貨の比率は、内貨が20%、外貨が80%とした。

(7) 供給信頼度

供給信頼度の指標の一つとして、Loss of Load Probability (LOLP) がある。これは1年間に供給不足となる日数の割合であり、一般的には1%程度（年に数日に相当）である。しかし、現在のネパールでは、年間の相当日数にわたって計画停電が実施されているので、LOLP はかなり大きな値となっている。今後、多数の発電所が建設されて供給力が需要に追い付いてくると、LOLP が定められた許容値以下となるように電源開発計画を作成する。

本調査では、計画停電解消後のLOLPの許容値を1.375%（年間約5日の供給力不足に相当）とした。

(8) 計画停電による経済損失

2003年のUSAIDの調査⁷によると、計画停電によってネパールの産業部門が受ける経済損失（ENSコスト）は、2001年価格で0.03 US\$/kWhから0.25 US\$/kWhであった。この大部分を、停電時間中は自家発電で事業を行うための燃料費が占めていると考えられる。

Nepal Oil Corporationのデータによると、2001年1月のディーゼルオイルのリッター当たりの価格はRs.26.5であり、2012年の平均価格はRs.89.9であった。一方、2001年のルピーとドルの間の平均為替レートはUS\$ 1.0 = Rs.75.06、2012年はUS\$ 1.0 = Rs.85.00であった。これらから、2012年のネパールにおけるディーゼルオイルの価格（ドル換算）は、2001年の3.03倍になっているといえる。ENSコストがディーゼルオイル価格に比例すると仮定すると、2012年の産業部門のENSコストは0.09 US\$/kWhから0.76 US\$/kWhになると想定される。産業部門以外でも計画停電による経済損失を受けることを考慮して、本調査では計画停電によるENSコストとして0.76 US\$/kWhを採用した。

⁶ Nepal Rastra Bank Quarterly Economic Bulletin, Volume 46, Mid-July 2012, No.4

⁷ Economic Impact of Poor Quality on Industry: Nepal, USAID, October 2003.

8.11 電源開発計画

8.11.1 具体的な開発シナリオ

建設中および建設される確度が高いプロジェクト (Table 8.8-1) はスケジュールどおりに運転を開始するものとする。それ以降に開発されるプロジェクトの候補としては本調査で選択された有望貯水式プロジェクト (Table 8.9.1-1) および流れ込み式の候補プロジェクト (Table 8.9.2-1) とする。

これらの候補プロジェクトによって、できるだけ早期に計画停電を解消し、以降は必要な供給信頼度を確保していくための電源開発計画を、国際原子力機関 (IAEA) によって開発された Wien Automatic System Planning Package (WASP) の最新版である WASP-IV を用いて行う。WASP は、電源設備の建設費とそれらの維持運転費の現在価値の合計が最小になるような電源開発計画、すなわち建設される発電所とそれらの運転開始年の組み合わせを策定するプログラムである。第 10.2 節に記載されている有望プロジェクトの評価結果は、移転世帯数や農業・漁業への影響などは環境対策費に反映させることにより、また、地質状況や現在の調査レベルなどは予備費に反映させることにより、WASP による電源開発計画の中に間接的に考慮されている。

なお、上記の第 8.9.1 節および第 8.9.2 節で述べた候補プロジェクトの他に、NEA によって提案された貯水式候補プロジェクトがある。これらをも考慮した電源開発計画を Appendix 4 に述べる。

8.11.2 電源開発計画

(1) 運転開始年度

需要予測がベースケース、ハイケースおよびローケースの場合に建設される発電所とそれらの運転開始年度を、Table 8.11.2-1 から Table 8.11.2-3 に示す。

ベースケースの場合、2012/13 年度から 2031/32 年度までの 20 年間に運転を開始する設備出力はインドからの輸入の増加を含めて 4,256 MW であり、そのうち貯水式は 1,993 MW である。

ハイケースの場合、2012/13 年度から 2031/32 年度までの 20 年間に運転を開始する設備出力は 5,317 MW であり、ベースケースの場合より 1,061 MW 大きい。そのうち貯水式は 3,154 MW で、ベースケースの場合より 1,161 MW 大きい。

ローケースの場合、2012/13 年度から 2031/32 年度までの 20 年間に運転を開始する設備出力は 3,807 MW であり、ベースケースの場合より 449 MW 小さい。そのうち貯水式は 1,644 MW であり、349 MW 小さい。

Table 8.11.2-1 Generation Expansion Plan (Base Case)

FY		2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	2029/30	2030/31	2031/32	
Existing	—	850.1	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Kulekhani No. 3	STO					14.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Chameliya	PROR					30.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Khani Khola	ROR					25.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Upper Sanjen	ROR						11.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Sanjen	ROR						42.9	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Upper Trishuli 3A	ROR						60.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Upper Tamakoshi	PROR						456.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Madhya (Middle) Bhotekoshi	ROR							102.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Rasuwagadi	ROR							111.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Rahughat	PROR							32.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Upper Marsyangdi	ROR							50.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Mistri	ROR							42.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
ROR-1	ROR								100.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Upper Trishuli 3B	ROR									37.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
ROR-2	ROR									100.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Tanahu	STO										140.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Upper Mode A	ROR										42.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
ROR-3	ROR										100.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Tamakshi V	ROR											87.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Budhi Gandaki	STO												600.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
ROR-4	ROR													100.0	→	→	→	→	→	→	→	→	
Upper Arun	PROR														335.0	→	→	→	→	→	→	→	
ROR-5	ROR														100.0	→	→	→	→	→	→	→	
Dudh Koshi	STO															300.0	→	→	→	→	→	→	
Nalsyau Gad	STO																	410.0	→	→	→	→	
Andhi Khola	STO																				180.0	→	
ROR-6, -7, -8	ROR																					300.0	→
Chera-1	STO																						149.0
Madi	STO																						200.0
Import from India	—	12.0	→	→	→	162.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→
Added Installed Capacity (MW)	—	0.0	0.0	0.0	219.0	569.9	337.0	100.0	137.0	282.0	87.0	600.0	0.0	100.0	435.0	300.0	0.0	410.0	0.0	480.0	349.0		
Total Installed Capacity (MW)	862.1	862.1	862.1	862.1	1,081.1	1,651.0	1,988.0	2,088.0	2,225.0	2,507.0	2,594.0	3,194.0	3,194.0	3,294.0	3,729.0	4,029.0	4,029.0	4,439.0	4,439.0	4,919.0	5,268.0		
LOLP* (%)	—	50.375	53.789	57.975	32.637	2.733	1.575	1.927	2.579	1.919	3.087	0.130	0.516	1.225	0.666	0.336	1.079	0.440	1.331	1.330	1.232		

*: Critical LOLP is 1.375%, equivalent to 5 days/year.

Note: Projects in boldface are storage-type projects.

The total install capacity includes the import from India.

Table 8.11.2-2 Generation Expansion Plan (High Case)

FY		2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	2029/30	2030/31	2031/32	
Existing	—	850.1	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Kulekhani No. 3	STO					14.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Chameliya	PROR					30.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Khani Khola	ROR					25.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Upper Sanjen	ROR						11.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Sanjen	ROR						42.9	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Upper Trishuli 3A	ROR						60.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Upper Tamakoshi	PROR						456.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Madhya (Middle) Bhotekoshi	ROR							102.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Rasuwagadi	ROR							111.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Rahughat	PROR							32.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Upper Marsyangdi	ROR							50.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Mistri	ROR							42.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
ROR-1	ROR								100.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Upper Trishuli 3B	ROR									37.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
ROR-2	ROR									100.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Tanahu	STO										140.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Upper Mode A	ROR										42.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
ROR-3	ROR										100.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Tamakshi V	ROR											87.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Budhi Gandaki	STO												600.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Upper Arun	PROR													335.0	→	→	→	→	→	→	→	→	
ROR-4, -5	ROR													200.0	→	→	→	→	→	→	→	→	
Dudh Koshi	STO															300.0	→	→	→	→	→	→	
Nalsyau Gad	STO																410.0	→	→	→	→	→	
Andhi Khola	STO																			180.0	→	→	
Chera-1	STO																			149.0	→	→	
Madi	STO																				200.0	→	
Naumure	STO																					245.0	
ROR-6	ROR																					100.0	
Sun Koshi No. 3	STO																						536.0
Lower Badigad	STO																						380.0
ROR-7, -8	ROR																						100.0
Import from India	—	12.0	→	→	→	162.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Added Installed Capacity (MW)	—	0.0	0.0	0.0	219.0	569.9	337.0	100.0	137.0	282.0	87.0	600.0	0.0	535.0	0.0	300.0	410.0	0.0	329.0	545.0	1,016.0		
Total Installed Capacity (MW)		862.1	862.1	862.1	862.1	1,081.1	1,651.0	1,988.0	2,088.0	2,225.0	2,507.0	2,594.0	3,194.0	3,194.0	3,729.0	3,729.0	4,029.0	4,439.0	4,439.0	4,768.0	5,313.0	6,329.0	
LOLP* (%)	—	49.198	51.573	54.322	27.323	1.945	1.680	2.695	3.334	2.625	3.923	0.345	0.967	0.403	1.218	0.824	0.309	1.167	1.397	1.025	0.672		

*: Critical LOLP is 1.375%, equivalent to 5 days/year.

Note: Projects in boldface are storage-type projects.

The total install capacity includes the import from India.

Table 8.11.2-3 Generation Expansion Plan (Low Case)

FY		2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	2029/30	2030/31	2031/32
Existing	—	850.1	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→
Kulekhani No. 3	STO					14.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→
Chameliya	PROR					30.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→
Khani Khola	ROR					25.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→
Upper Sanjen	ROR						11.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→
Sanjen	ROR						42.9	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→
Upper Trishuli 3A	ROR						60.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→
Upper Tamakoshi	PROR						456.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→
Madhya (Middle) Bhotekoshi	ROR							102.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→
Rasuwagadi	ROR							111.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→
Rahughat	PROR							32.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→
Upper Marsyangdi	ROR							50.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→
Mistri	ROR							42.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→
ROR-1	ROR								100.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→
Upper Trishuli 3B	ROR									37.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→
ROR-2	ROR									100.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→
Tanahu	STO										140.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→
Upper Mode A	ROR										42.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→
ROR-3	ROR										100.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→
Tamakoshi V	ROR											87.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→
Budhi Gandaki	STO												600.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→
ROR-4	ROR														100.0	→	→	→	→	→	→	→
Upper Arun	PROR																335.0	→	→	→	→	→
ROR-5	ROR																100.0	→	→	→	→	→
Dudh Koshi	STO																	300.0	→	→	→	→
Nalsyau Gad	STO																			410.0	→	→
Andhi Khola	STO																					180.0
ROR-6, -7	ROR																					200.0
Import from India	—	12.0	→	→	→	162.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→
Added Installed Capacity (MW)	—	0.0	0.0	0.0	219.0	569.9	337.0	100.0	137.0	282.0	87.0	600.0	0.0	0.0	100.0	435.0	300.0	0.0	410.0	0.0	380.0	
Total Installed Capacity (MW)	862.1	862.1	862.1	862.1	1,081.1	1,651.0	1,988.0	2,088.0	2,225.0	2,507.0	2,594.0	3,194.0	3,194.0	3,194.0	3,294.0	3,729.0	4,029.0	4,029.0	4,439.0	4,439.0	4,819.0	
LOLP* (%)	—	51.054	55.341	60.972	36.845	3.802	2.389	2.716	2.678	1.453	2.135	0.017	0.144	0.621	1.338	0.712	0.370	1.117	0.435	1.275	1.351	

*: Critical LOLP is 1.375%, equivalent to 5 days/year.

Note: Projects in boldface are storage-type projects.

The total install capacity includes the import from India.

(2) 需給バランス

需要予測がベースケース、ハイケースおよびローケースの場合の需給バランス、LOLP および供給予備率を、それぞれ Table 8.11.2-4 から Table 8.11.2-6 ならびに Figure 8.11.2-1 から Figure 8.11.2-6 に示す。

これらの表で、供給信頼度 (LOLP) が許容上限値である 1.375% (年間 5 日の供給力不足に相当) 以下であっても、ピーク時の供給力が需要を下回っている場合がある。流れ込み式発電所の供給力不足は最大需要が発生する乾期に集注して発生し、当該月の流れ込み式発電所による供給電力量が大幅に減少する。これに対処するために、一部の貯水式発電所を設備出力より小さい出力で長時間にわたって運転してベース需要に対応するので、LOLP の許容範囲内の数日間はピーク供給力が不足する。一方、電力量は、LOLP が許容範囲内にある場合は、ほぼ 100% のエネルギーが供給されている。

需要予測がベースケースの場合、2015/16 年度に Kulekhani No. 3 (14 MW)、Chameliya (30 MW)、および Khani Khola (25 MW) の各発電所が運転を開始するが、供給力はピーク需要に追いつくことができず、LOLP は前年度よりは改善されるものの、33% という非常に高い値を示している。2016/17 年度には Upper Tamakoshi (456 MW)、Upper Sanjen (11MW)、Sanjen (42.9 MW)、および Upper Trishuli 3A (60 MW) の 4 つの発電所が運転を開始し、LOLP も 3% 以下に改善されるが、許容上限値である 1.375% までは改善されない。その後、2017/18 年度から 2021/22 年度にかけて、Nadhya (Middle) Botekoshi (102 MW)、Rasuwigadi (111 MW)、Rahughat (32 MW)、Upper Marsyangdi (50 MW)、Mistri (42 MW)、Upper Trishuli 3B (37 MW)、Tanahu (140 MW)、Upper Modi A (42 MW)、および Tamakoshi V (87 MW) の各発電所が運転を開始し、これら以外にも合計で 300 MW の流れ込み式発電所が運転を開始して、LOLP は 1.5% から 3% の間を推移する。

2022/23 年度になると、Budhi Gandaki 発電所 (600 MW) が運転を開始して、需要と供給はほぼバランスし、LOLP は許容上限値である 1.375 % 以下になる。その後は、2025/26 年度に Upper Arun 発電所 (335 MW)、2026/27 年度に Dudh Koshi (300 MW)、2028/29 年度に Nalsyau Gad (410 MW)、2030/31 年度に Andhi Khola (180 MW)、2031/32 年度には Chera-1 (149 MW) および Madi (200 MW) の各発電所が運転を開始し、これら以外にも合計 500 MW の流れ込み式発電所が運転を開始して、安定した需給状況となっている。(Table 8.11.2-1 参照)

ハイケースの場合は、2022/23 年度の Budhi Gandaki 発電所の運転開始まではベースケースとほぼ同じ開発計画である。2023/24 年度以降は、Upper Arun (調整池式)、Nalsyau Gad、Andhi Khola および Madi の各発電所の運転開始がそれぞれ 2024/25 年度、2027/28 年度、2029/30 年度および 2030/31 年度とベースケースより 1 年早くなり、Chera-1 発電所の運転開始は 2 年早くなって 2029/30 年度になっている。さらに、ベースケースの場合は 2031/32 年度までに運転を開始する必要がなかった Naumure 発電所 (245 MW) が 2030/31 年度に、Sun Koshi No.3 (536 MW) および Lower Badigad (380 MW) の各発電所が 2031/32 年度に運転を開始している。(Table 8.11.2-2 参照)

また、ローケースの場合も、2022/23 年度の Budhi Gandaki 発電所の運転開始まではベースケー

スとはほぼ同じ開発計画である。2023/24 年度以降は、Upper Arun、Dudh Koshi および Nalsyau Gad の各発電所の運転開始が 1 年遅くなってそれぞれ 2026/27 年度、2027/28 年度および 2029/30 年度になり、Andhi Khola 発電所の運転開始は 1 年遅くなって 2031/32 年度になり、Chera-1 および Madi 発電所は 2031/32 年までに運転を開始する必要はない。(Table 8.11.2-3 参照)

なお、供給予備率については、ほとんどすべての電源が水力発電であり、さらに最大需要が発生する乾期に供給能力が低下する流れ込み式発電がかなりの割合をしめていることから、比較的大きな値を示している。特に、設備出力が大きい Budhi Gandaki、Nalsyau Gad、Upper Arun などの発電所が運転を開始する年は、大きな値を示している。

Table 8.11.2-4 Balance of Supply and Demand, LOLP, and Reserve Margin (Base Case)

FY	Installed Capacity (MW)	Peak Demand (MW)	Supply Capacity (MW)	Supply – Demand (MW)	Energy Demand (GWh)	Supply Energy (GWh)	Supply / Demand (%)	LOLP (%)	Reserve Margin (%)
	a	b	c	d = c – b	e	f	g = f / e	h	i = a / b – 1
2012/13	862	1,231	479	-752	5,607	4,707	84.0	50.375	-30.0
2013/14	862	1,277	477	-800	5,818	4,787	82.3	53.789	-32.5
2014/15	862	1,328	476	-852	6,049	4,865	80.4	57.975	-35.1
2015/16	1,081	1,382	696	-686	6,294	5,747	91.3	32.637	-21.8
2016/17	1,651	1,439	1,224	-215	6,556	6,527	99.6	2.733	14.7
2017/18	1,988	1,501	1,346	-155	6,836	6,819	99.8	1.575	32.5
2018/19	2,088	1,575	1,375	-200	7,176	7,154	99.7	1.927	32.5
2019/20	2,225	1,717	1,436	-281	7,823	7,788	99.6	2.579	29.6
2020/21	2,507	1,867	1,617	-250	8,504	8,481	99.7	1.919	34.3
2021/22	2,594	2,031	1,636	-395	9,252	9,198	99.4	3.087	27.7
2022/23	3,194	2,169	2,236	67	9,881	9,880	100.0	0.130	47.3
2023/24	3,194	2,321	2,236	-85	10,572	10,568	100.0	0.516	37.6
2024/25	3,294	2,513	2,265	-248	11,447	11,428	99.8	1.225	31.1
2025/26	3,729	2,714	2,537	-177	12,364	12,358	100.0	0.666	37.4
2026/27	4,029	2,925	2,837	-88	13,325	13,320	100.0	0.336	37.7
2027/28	4,029	3,158	2,837	-321	14,386	14,370	99.9	1.079	27.6
2028/29	4,439	3,410	3,247	-163	15,531	15,526	100.0	0.440	30.2
2029/30	4,439	3,676	3,247	-429	16,744	16,721	99.9	1.331	20.8
2030/31	4,919	3,966	3,515	-451	18,066	18,042	99.9	1.330	24.0
2031/32	5,268	4,279	3,712	-567	19,493	19,465	99.9	1.232	23.1

*: Critical LOLP is 1.375%, equivalent to 5 days/year.

Table 8.11.2-5 Balance of Supply and Demand, LOLP, and Reserve Margin (High Case)

FY	Installed Capacity (MW)	Peak Demand (MW)	Supply Capacity (MW)	Supply – Demand (MW)	Energy Demand (GWh)	Supply Energy (GWh)	Supply / Demand (%)	LOLP (%)	Reserve Margin (%)
	a	b	c	d = c – b	e	f	g = f / e	h	i = a / b – 1
2012/13	862	1,216	479	-737	5,537	4,682	84.5	49.198	-29.1
2013/14	862	1,247	477	-770	5,678	4,735	83.4	51.573	-30.8
2014/15	862	1,284	476	-808	5,851	4,798	82.0	54.322	-32.9
2015/16	1,081	1,324	696	-628	6,031	5,608	93.0	27.323	-18.3
2016/17	1,651	1,381	1,224	-157	6,290	6,274	99.7	1.945	19.6
2017/18	1,988	1,512	1,346	-166	6,888	6,873	99.8	1.680	31.5
2018/19	2,088	1,649	1,375	-274	7,512	7,478	99.6	2.695	26.6
2019/20	2,225	1,794	1,436	-358	8,174	8,125	99.4	3.334	24.0
2020/21	2,507	1,949	1,617	-332	8,880	8,844	99.6	2.625	28.6
2021/22	2,594	2,123	1,636	-487	9,670	9,594	99.2	3.923	22.2
2022/23	3,194	2,270	2,236	-34	10,342	10,339	100.0	0.345	40.7
2023/24	3,194	2,429	2,236	-193	11,066	11,056	99.9	0.967	31.5
2024/25	3,729	2,629	2,265	-364	11,974	11,969	100.0	0.403	41.9
2025/26	3,729	2,854	2,537	-317	13,002	12,984	99.9	1.218	30.6
2026/27	4,029	3,093	2,837	-256	14,089	14,079	99.9	0.824	30.3
2027/28	4,439	3,350	2,837	-513	15,260	15,258	100.0	0.309	32.5
2028/29	4,439	3,635	3,247	-388	16,557	16,538	99.9	1.167	22.1
2029/30	4,768	3,984	3,247	-737	18,147	18,123	99.9	1.397	19.7
2030/31	5,313	4,389	3,515	-874	19,993	19,966	99.9	1.025	21.1
2031/32	6,329	4,866	3,712	-1,154	22,166	22,140	99.9	0.672	30.1

*: Critical LOLP is 1.375%, equivalent to 5 days/year.

Table 8.11.2-6 Balance of Supply and Demand, LOLP, and Reserve Margin (Low Case)

FY	Installed Capacity (MW)	Peak Demand (MW)	Supply Capacity (MW)	Supply – Demand (MW)	Energy Demand (GWh)	Supply Energy (GWh)	Supply / Demand (%)	LOLP (%)	Reserve Margin (%)
	a	b	c	d = c – b	e	f	g = f / e	h	i = a / b – 1
2012/13	862	1,240	479	-761	5,650	4,727	83.7	51.054	-30.5
2013/14	862	1,297	477	-820	5,907	4,818	81.6	55.341	-33.5
2014/15	862	1,361	476	-885	6,202	4,915	79.2	60.972	-36.7
2015/16	1,081	1,430	696	-734	6,514	5,857	89.9	36.845	-24.4
2016/17	1,651	1,503	1,224	-279	6,847	6,803	99.4	3.802	9.8
2017/18	1,988	1,579	1,346	-233	7,192	7,165	99.6	2.389	25.9
2018/19	2,088	1,651	1,375	-276	7,522	7,489	99.6	2.716	26.4
2019/20	2,225	1,728	1,436	-292	7,869	7,834	99.6	2.678	28.8
2020/21	2,507	1,808	1,617	-191	8,237	8,220	99.8	1.453	38.6
2021/22	2,594	1,918	1,636	-282	8,738	8,712	99.7	2.135	35.2
2022/23	3,194	2,043	2,236	193	9,307	9,307	100.0	0.017	56.3
2023/24	3,194	2,178	2,236	58	9,922	9,921	100.0	0.144	46.6
2024/25	3,194	2,349	2,265	-84	10,702	10,697	100.0	0.621	36.0
2025/26	3,294	2,533	2,537	4	11,538	11,521	99.9	1.338	30.0
2026/27	3,729	2,728	2,837	109	12,426	12,417	99.9	0.712	36.7
2027/28	4,029	2,939	2,837	-102	13,390	13,386	100.0	0.370	37.1
2028/29	4,029	3,167	3,247	80	14,426	14,408	99.9	1.117	27.2
2029/30	4,439	3,408	3,247	-161	15,524	15,519	100.0	0.435	30.3
2030/31	4,439	3,662	3,515	-147	16,680	16,658	99.9	1.275	21.2
2031/32	4,819	3,934	3,712	-222	17,921	17,899	99.9	1.351	22.5

*: Critical LOLP is 1.375%, equivalent to 5 days/year.

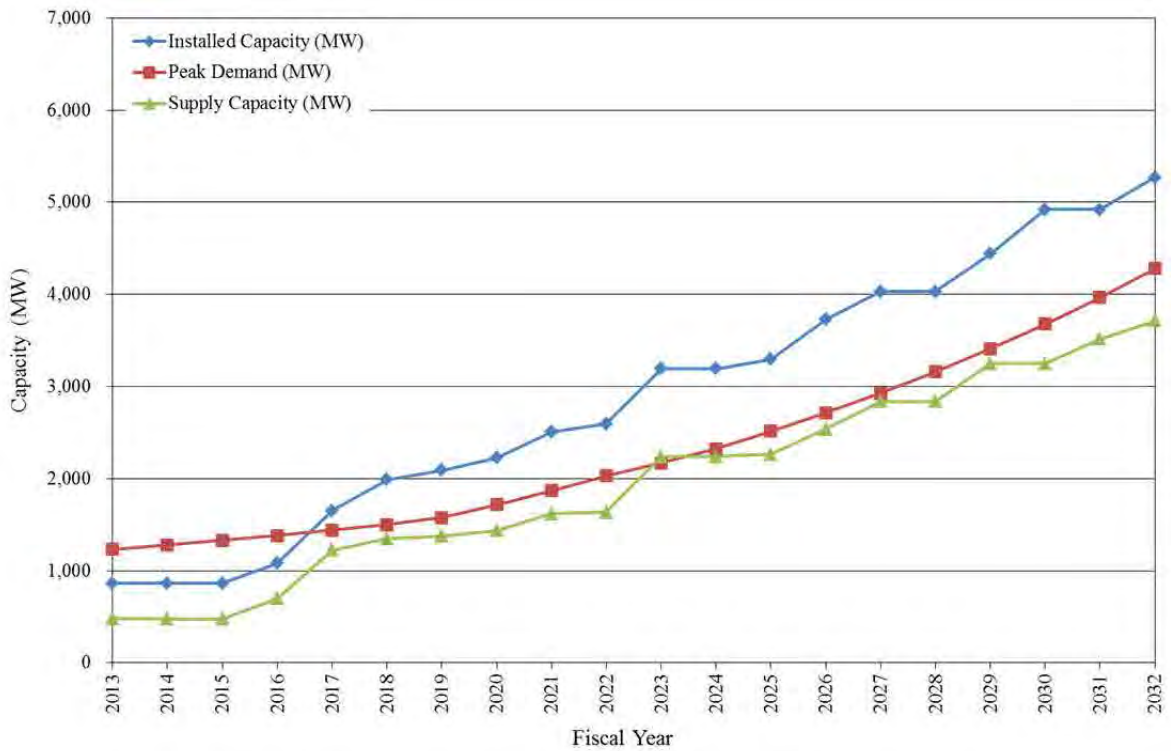


Figure 8.11.2-1 Balance of Demand and Supply (Base Case)

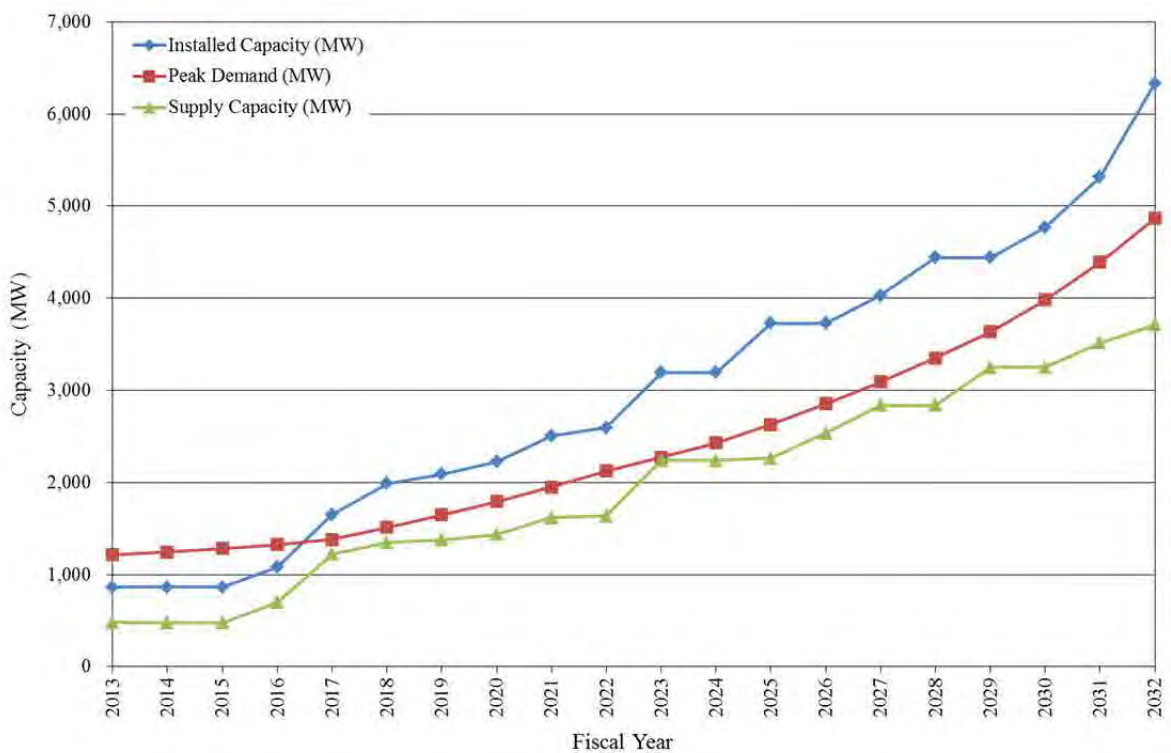


Figure 8.11.2-2 Balance of Demand and Supply (High Case)

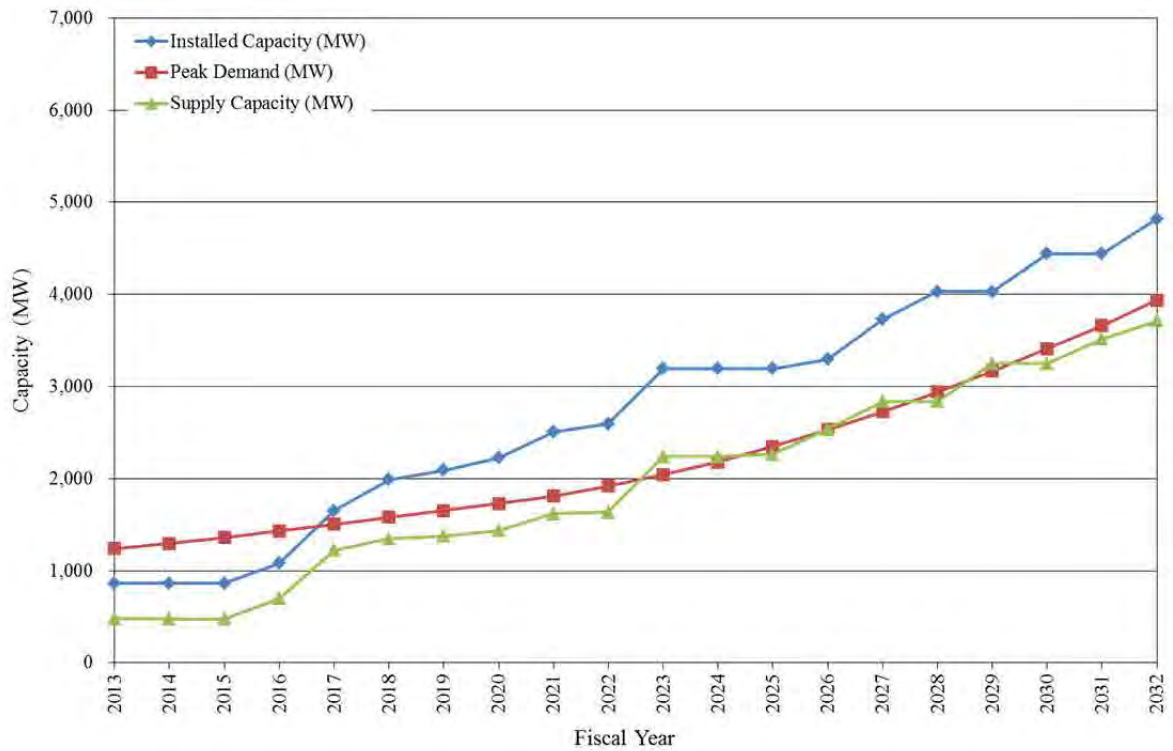


Figure 8.11.2-3 Balance of Demand and Supply (Low Case)

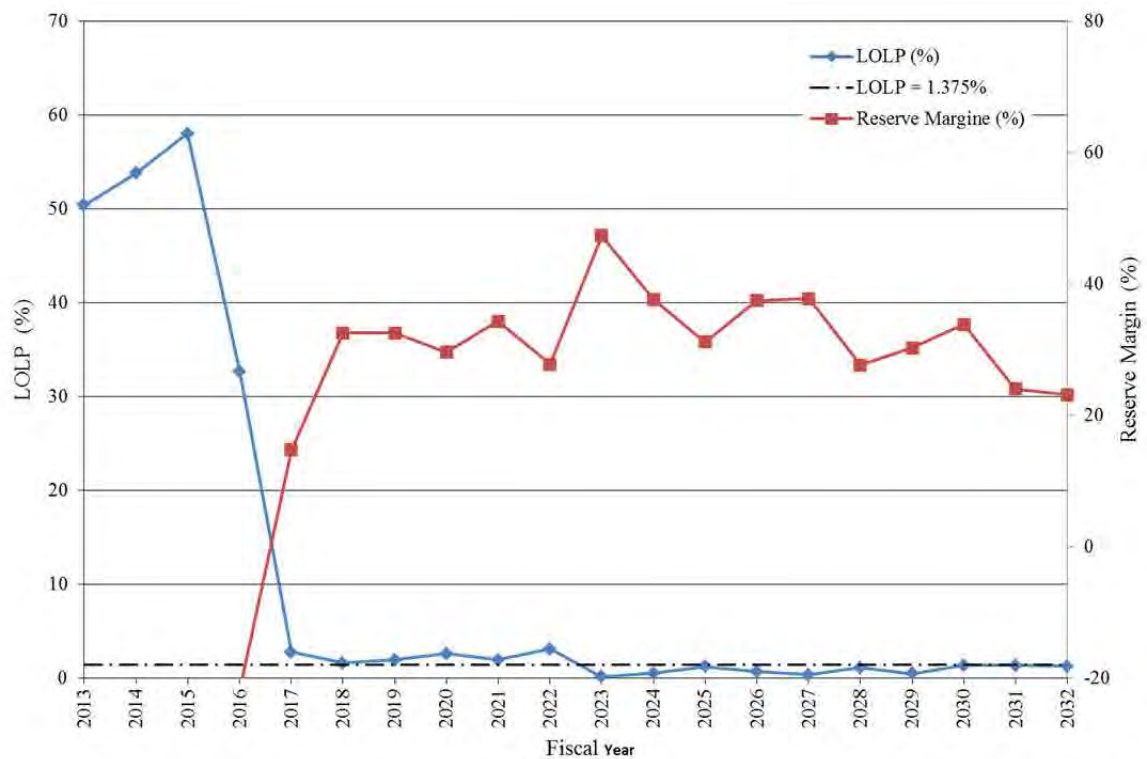


Figure 8.2.2-4 LOLP and Reserve Margin (Base Case)

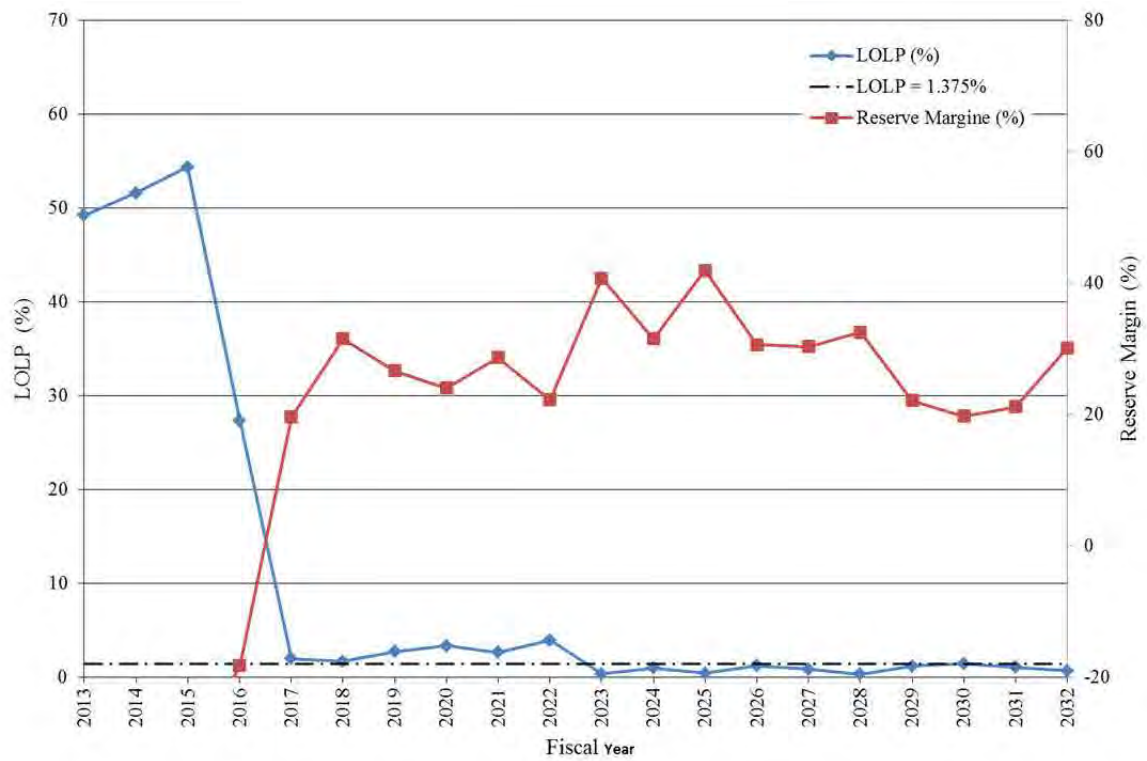


Figure 8.2.2-5 LOLP and Reserve Margin (High Case)

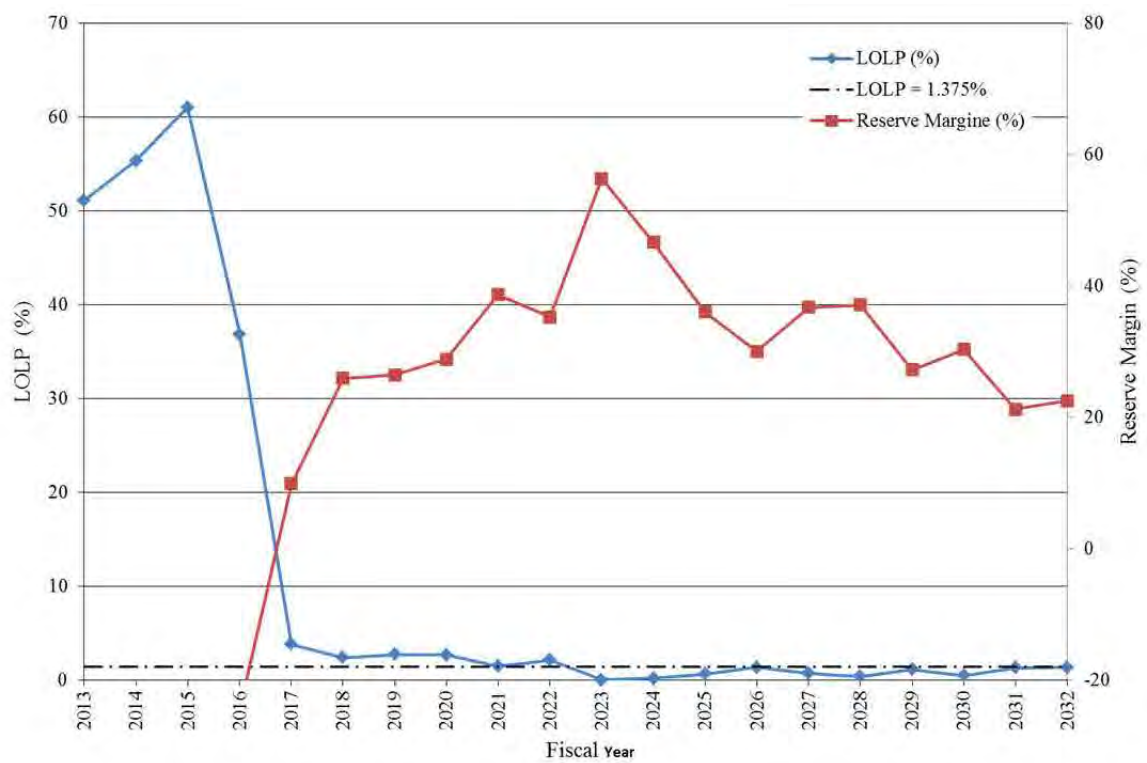


Figure 8.2.2-6 LOLP and Reserve Margin (Low Case)

第 9 章

貯水式水力発電開発計画

第9章 貯水式水力発電開発計画

9.1 実施される貯水式水力発電プロジェクト

第8章で作成された電源開発計画では、2012/13年度から2031/32年度までの20年間に運転を開始する設備出力（インドからの輸入の増加を含む）は、需要予測がベースケースの場合は4,256 MW、ハイケースの場合は5,317 MW、ローケースの場合は3,807 MWである。これらのうち貯水式発電所は、ベースケースの場合は1,993 MW、ハイケースの場合は3,154 MW、ローケースの場合は1,644 MWである。

実施される貯水式発電プロジェクトとそれらの運転開始年度を Table 9.1-1 に示す。

Table 9.1-1 Storage-type Projects to be Implemented

Project	Capacity (MW)	Commissioning Year (FY)			Remarks
		Base Case	High Case	Low Case	
Kulekhani No. 3	14	2015/16	2015/16	2015/16	Under construction
Tanahu	140	2020/21	2020/21	2020/21	LA has been concluded.
Budhi Gandaki	600	2022/23	2022/23	2022/23	DD is ongoing.
Dudh Koshi	300	2026/27	2026/27	2027/28	
Nalsyau Gad	410	2028/29	2027/28	2029/30	
Andhi Khola	180	2029/30	2029/30	2031/32	
Chera-1	149	2031/32	2029/30	----	
Madi	200	2031/32	2030/31	----	
Naumure	245	----	2030/31	----	
Sun Koshi No. 3	536	----	2031/32	----	
Lower Badigad	380	----	2031/32	----	
Total Capacity	----	1,993 MW	3,154 MW	1,644 MW	

既に建設中および建設準備中である Kulekhani No. 3、Tanau および Budhi Gandaki を除くと、すべてのケースで Dudh Koshi、Nalsyau Gad、および Andhi Khola の3件のプロジェクトが実施される。

需要予測がベースケースの場合、2026/27年度に Dudh Koshi 発電所（300 MW）が、2028/29年度に Nalsyau Gad 発電所（410 MW）が、2029/30年度に Andhi Khola 発電所（180 MW）が運転を開始する。さらに、2031/32年度には Chera-1 発電所（149 MW）と Madi 発電所（200 MW）が運転を開始する。

ハイケースの場合は、Nalsyau Gad および Madi の各発電所はベースケースの場合よりも1年早く運転を開始し、Chera-1 発電所は2年早く運転を開始する。また、上記の各発電所に加えて、2030/31年度には Naumure 発電所（245 MW）が、2031/32年度には Sun Koshi No. 3 発電所（536 MW）と Lower Badigad 発電所（380 MW）も運転を開始する。

一方、ローケースの場合は、Dudh Koshi および Nalsyau Gad の各発電所はベースケースの場合より1年遅く運転を開始し、Andhi Khola 発電所は2年遅く運転を開始する。Chera-1 発電所以降

は本電源開発の最終年度である 2031/32 年度までに運転を開始する必要はない。

Table 9.1-2 に、建設される各候補発電所の最も早い運転開始可能年度と電源開発計画における運転開始年度を示す。

Table 9.1-2 Commissioning Year of Commercial Operation

Base Case										
Project	Capacity (MW)	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	2029/30	2030/31	2031/32
Dudh Koshi	300	P	→	→	G					
Nalsyau Gad	410	P	→	→	→	→	G			
Andhi Khola	180			P	→	→	→	G		
Chera-1	149					P	→	→	→	G
Madi	200					P	→	→	→	G
(Naumure)	245									
(Sun Koshi No. 3)	536									
(Lower Badigad)	380									

High Case										
Project	Capacity (MW)	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	2029/30	2030/31	2031/32
Dudh Koshi	300	P	→	→	G					
Nalsyau Gad	410	P	→	→	→	G				
Andhi Khola	180			P	→	→	→	G		
Chera-1	149					P	→	G		
Madi	200					P	→	→	G	
Naumure	245					P	→	→	G	
Sun Koshi No. 3	536						P	→	→	G
Lower Badigad	380						P	→	→	G

Low Case										
Project	Capacity (MW)	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	2029/30	2030/31	2031/32
Dudh Koshi	300	P	→	→	→	G				
Nalsyau Gad	410	P	→	→	→	→	→	G		
Andhi Khola	180			P	→	→	→	→	→	G
(Chera-1)	149									
(Madi)	200									
(Naumure)	245									
(Sun Koshi No. 3)	536									
(Lower Badigad)	380									

P: The earliest possible commissioning Year.

G: The commissioning year in the generation expansion plan.

9.2 貯水式プロジェクトの開発のための投資額

需要がベースケースの場合の貯水式プロジェクトを開発するために必要な投資額を、Table 9.2-1 に示す。一方、実際に電力需要を満たすためには、これらに加えて現在建設中のプロジェクトや開発が決定しているプロジェクトに対する投資も必要であり、また、2018/19 年度以降に開発される流れ込み式プロジェクトの開発のための費用も必要である。なお、本節では、建設される確度が高いが資金調達が未定である Budhi Gandaki プロジェクトも含めて分析を行う。

ベースケースでは、2012/13 年度から 2031/32 年度までのマスタープラン期間中に、Kulekhani No.3 および Tanahu プロジェクト以外の Table 9.1-1 に示す 6 つの貯水式水力発電プロジェクトの建設が終了し、建設中利子と価格変動予備費を除いた建設コストは、2012 年の価格ベースで 4,209 百万ドルに達する。その内、3,367 百万ドル（建設コストの 80%）を国外の資本市場からの借入金で、残りの 842 百万ドルは国内の資本市場から調達すると想定している。Table 9.2-1 に示すベースケースでは、2025/26 年度に最大の資金需要が発生し、その金額は 429 百万ドル（海外からの借入金が 343 百万ドル、国内の資本市場からの調達が 86 百万ドル）となる。ネパールの GDP が約 10,000 百万ドルであることを考慮すると、経済規模に比して多額の建設資金の確保が必要となるため、海外からの借入れは必須となる。また、ネパール国内の資本市場は小規模であり、そこから 16 年間にわたり年間 16 百万ドルから 86 百万ドルを調達するには、高いリターンを保証する必要がある。ハイケースでは 9 プロジェクトを実施することになり、合計の資金需要は 7,149 百万ドルとなる。また、ローケースでは 4 プロジェクトを実施することになり、合計で 3,257 百万ドルの資金需要が発生する。

Table 9.2-1 Net Cash Flow of Base Case during the Master Plan Period

Serial no.	Fiscal year	Net cash flow (Million USD at FY2012 price)																									
		Budhi Gandaki			Dudh Koshi			Nalsyau Gad		Andhi Khola		Chera-1		Madi		Naumure		Sun Koshi No.3		Lower Badigad		Total					
		Debt financing (IDC excluded)	Equity financing	Total cost (cash flow basis)	Debt financing (IDC excluded)	Equity financing	Total cost (cash flow basis)	Debt financing (IDC excluded)	Equity financing	Total cost (cash flow basis)	Debt financing (IDC excluded)	Equity financing	Total cost (cash flow basis)	Debt financing (IDC excluded)	Equity financing	Total cost (cash flow basis)	Debt financing (IDC excluded)	Equity financing	Total cost (cash flow basis)	Debt financing (IDC excluded)	Equity financing	Total cost (cash flow basis)					
Twenty-year master plan period	1 2012/13																										
	2 2013/14																										
	3 2014/15																										
	4 2015/16	63	16	78																		63	16	78			
	5 2016/17	63	16	78																		63	16	78			
	6 2017/18	72	18	90																		72	18	90			
	7 2018/19	152	38	190	46	12	58															198	50	248			
	8 2019/20	197	49	246	52	13	65															248	62	311			
	9 2020/21	197	49	246	50	13	63	39	10	49												286	72	358			
	10 2021/22	152	38	190	110	27	137	44	11	55												305	76	382			
	11 2022/23				109	27	136	42	11	53												151	38	189			
	12 2023/24				182	46	228	93	23	116												275	69	343			
	13 2024/25				94	24	118	92	23	115	42	11	53	18	5	23	31	8	39				278	69	347		
	14 2025/26				55	14	69	154	38	192	85	21	106	18	5	23	31	8	39				343	86	429		
	15 2026/27							80	20	100	106	26	132	33	8	41	34	8	42				252	63	315		
	16 2027/28							47	12	58	106	26	132	65	16	81	67	17	84				285	71	356		
	17 2028/29										85	21	106	81	20	102	84	21	105				250	63	313		
	18 2029/30													81	20	102	84	21	105				166	41	207		
	19 2030/31													65	16	81	67	17	84				133	33	166		
	20 2031/32																										
Total				895	224	1,118	698	175	873	590	147	737	423	106	529	362	90	452	400	100	499				3,367	842	4,209

Note: The cost of Budhi Gandaki project was estimated in 1984 in the pre-FS and modified by the Study Team to 2012 price.

9.3 資金調達の可能性の分析

本節では、個別プロジェクトと3つの需要ケース、すなわちベースケース、ハイケース、およびローケースに関する財務内部収益率（FIRR）を算出して財務分析を行い、民間および公的資金の調達の可能性を分析した。また、経済内部収益率（EIRR）を算出して経済分析を行い、プロジェクトと開発シナリオの経済効果を比較した。

9.3.1 財務分析と経済分析の枠組みの設定

貯水式水力発電プロジェクトの実施には大きな投資資金が必要である。特に投資資金を民間から調達するには、その電力プロジェクトが投資先として魅力的で、高い財務的リターンが見込まなければならない。加えて、プロジェクトを取り巻く政治的・社会的リスクが十分に低いことも必要である。3つの需要ケースについて資金調達の可能性を検討するにあたり、これらの需要ケースの場合の投資利回りの大きさと販売電力価格の関係を分析する必要がある。本節では、財務分析の枠組みとして、電力価格が12 Rs/kWhの場合を想定して設定した。これは、次節で電力価格がどのレンジにあればプロジェクトの投資利回り（財務的内部収益率：FIRR）が十分に大きく、資金調達の可能性が高いかを検討するためのシミュレーションの基本形となる。また本節では、経済分析の枠組みも電力価格が12 Rs/kWhの場合について検討した。これは次節で各需要予測のシナリオの経済全体に対する貢献度を比較するために必要な経済的内部収益率（EIRR）を算出するための基本形となる。

財務分析を行うにあたり、第一段階として個々のプロジェクトのキャッシュフローと投資利回りを算出し、第二段階としてそれらを統合した形で、各シナリオの投資利回り（FIRR）を算出した。Table 9.3.1-1 と Table 9.3.1-2 に、販売電力価格を12 Rs/kWhの場合のベースケースのFIRRとEIRRを示す。発電設備の建設コストの80%を年利8%の借入金で、残りの20%を資本金として調達し、この資本金に対する利回りを25年間の借入金返済期間で算定する。ネパールでは、銀行が工業セクターに融資する場合の2011年時点での年利が8%から13.5%の間であった。ここでは、電力開発の投資はリスクが比較的少ないとして、年利8%で借入れが可能と仮定した。Table 9.3.2-1 に利回り（FIRR）の算定の仮定となる発電設備の出力、建設中利子と価格変動予備費を含まない建設費、乾期と雨期の販売可能なエネルギー量を示した。ケース毎の利回り（FIRR）の算定は、6つの個々のプロジェクトの25年間の借入金償還がすべて終わる41年間をすべてのケースの計算期間とした。ケース毎の投資利回り（FIRR）の計算は、各個別のプロジェクトのキャッシュフローの合計を算出し、その合計金額に対して投資利回り（FIRR）を算出した。

Table 9.3.1-2 に示すように、個々のプロジェクトのEIRRの算出期間は50年間とした。各ケースのEIRRの算出期間の設定に当たっては、個々のプロジェクト期間を50年とすることができるように、各ケースのプロジェクト期間を61年に設定した。ケース毎のEIRRの算出は、各個別の便益の合計を算出し、その合計金額に対して行った。

**Table 9.3.1-1 Net Cash Flow and FIRR of Each Project (Base Case)
at 8% Interest Rate and 12 Rs/kWh**

Serial no.	Fiscal year	Net cash flow (Million USD at FY2012 price)									Base Case (All project total)	
		Budhi Gandaki	Dudh Koshi	Nalsyau Gad	Andhi Khola	Chera-1	Madi	Naumure	Sun Koshi	Lower Badigad		
Twenty-year master plan period	1	2012/13										
	2	2013/14										
	3	2014/15										
	4	2015/16	-16									-16
	5	2016/17	-16									-16
	6	2017/18	-18									-18
	7	2018/19	-38	-12								-50
	8	2019/20	-49	-13								-62
	9	2020/21	-49	-13	-10							-72
	10	2021/22	-38	-27	-11							-76
	11	2022/23	183	-27	-11							145
	12	2023/24	182	-46	-23							114
	13	2024/25	182	-24	-23	-11	-5	-8				113
	14	2025/26	182	-14	-38	-21	-5	-8				96
	15	2026/27	181	134	-20	-26	-8	-8				253
	16	2027/28	181	134	-12	-26	-16	-17				244
	17	2028/29	180	134	86	-21	-20	-21				338
	18	2029/30	180	133	86	30	-20	-21				388
	19	2030/31	179	133	86	30	-16	-17				396
	20	2031/32	84	133	86	30	26	28				386
21	2032/33	178	132	85	30	26	27				479	
22	2033/34	178	132	85	30	26	27				477	
23	2034/35	177	132	85	29	25	27				476	
24	2035/36	176	120	85	29	25	27				463	
25	2036/37	175	131	84	29	25	27				471	
26	2037/38	147	130	72	29	25	27				430	
27	2038/39	146	130	83	19	25	26				429	
28	2039/40	145	129	83	28	25	26				436	
29	2040/41	143	128	82	28	18	18				418	
30	2041/42	47	108	82	28	24	26				314	
31	2042/43	140	107	81	27	24	25				405	
32	2043/44	138	106	65	27	24	25				386	
33	2044/45	137	105	64	19	23	25				374	
34	2045/46	135	93	63	19	23	24				358	
35	2046/47	<u>133</u>	103	62	18	16	17				350	
36	2047/48	235	102	50	18	16	16				437	
37	2048/49	234	100	60	8	15	16				434	
38	2049/50	234	99	59	17	15	15				439	
39	2050/51	233	<u>97</u>	58	16	8	7				419	
40	2051/52	137	182	56	15	14	14				419	
41	2052/53	232	182	<u>55</u>	14	13	13				510	
42	2053/54	231	182	127	<u>13</u>	13	12				578	
43	2054/55	231	181	126	60	12	12				622	
44	2055/56	230	170	126	60	<u>11</u>	<u>11</u>				607	
Total		3,685	2,814	1,699	475	406	420				12,891	
FIRR period												
From (year)		2015/16	2018/19	2020/21	2024/25	2024/25	2024/25					2015/16
To (year)		2046/47	2050/51	2052/53	2053/54	2055/56	2055/56					2055/56
Duration (years)		32	33	33	30	32	32					41
FIRR		35.0%	30.0%	25.8%	19.1%	17.8%	16.8%					32.2%

Note: 1) Years with negative values in bold letters indicate construction period of each project.

2) Years with underlined bold letter indicate the last year of FIRR period (25 years) for individual project's FIRR calculation.

Table 9.3.1-2 Net Benefit and EIRR of Each Project (Base Case) at 8% Interest Rate and 12 Rs/kWh

Serial no.	Fiscal year	Net benefit (Million USD at FY2012 price)									Base Case (All project total)
		Budhi Gandaki	Dudh Koshi	Nalsyau Gad	Andhi Khola	Chera-1	Madi	Naumure	Sun Koshi No.3	Lower Badigad	
Twenty-year master plan period	1 2012/13										
	2 2013/14										
	3 2014/15										
	4 2015/16		-77								-77
	5 2016/17		-77								-77
	6 2017/18		-88								-88
	7 2018/19		-186	-56							-243
	8 2019/20		-241	-63							-304
	9 2020/21		-241	-62	-48						-350
	10 2021/22		-186	-134	-53						-374
	11 2022/23		340	-133	-52						154
	12 2023/24		340	-223	-113						3
	13 2024/25		340	-115	-113	-52	-22	-38			-1
	14 2025/26		340	-68	-189	-104	-22	-38			-81
	15 2026/27		340	259	-98	-130	-40	-41			290
	16 2027/28		340	259	-57	-130	-80	-83			249
	17 2028/29		340	259	184	-104	-100	-103			475
	18 2029/30		340	259	184	85	-100	-103			664
	19 2030/31		340	259	184	85	-80	-83			705
	20 2031/32		218	259	184	85	74	82			902
21 2032/33		340	259	184	85	74	82			1,023	
22 2033/34		340	259	184	85	74	82			1,023	
23 2034/35		340	259	184	85	74	82			1,023	
24 2035/36		340	245	184	85	74	82			1,009	
25 2036/37		340	259	184	85	74	82			1,023	
26 2037/38		340	259	169	85	74	82			1,009	
27 2038/39		340	259	184	73	74	82			1,011	
28 2039/40		340	259	184	85	74	82			1,023	
29 2040/41		340	259	184	85	66	72			1,005	
30 2041/42		218	259	184	85	74	82			902	
31 2042/43		340	259	184	85	74	82			1,023	
32 2043/44		340	259	184	85	74	82			1,023	
33 2044/45		340	259	184	85	74	82			1,023	
34 2045/46		340	245	184	85	74	82			1,009	
35 2046/47		340	259	184	85	74	82			1,023	
36 2047/48		340	259	169	85	74	82			1,009	
37 2048/49		340	259	184	73	74	82			1,011	
38 2049/50		340	259	184	85	74	82			1,023	
39 2050/51		340	259	184	85	66	72			1,005	
40 2051/52		218	259	184	85	74	82			902	
41 2052/53		340	259	184	85	74	82			1,023	
42 2053/54		340	259	184	85	74	82			1,023	
43 2054/55		340	259	184	85	74	82			1,023	
44 2055/56		340	245	184	85	74	82			1,009	
45 2056/57		340	259	184	85	74	82			1,023	
46 2057/58		340	259	169	85	74	82			1,009	
47 2058/59		340	259	184	73	74	82			1,011	
48 2059/60		340	259	184	85	74	82			1,023	
49 2060/61		340	259	184	85	66	72			1,005	
50 2061/62		218	259	184	85	74	82			902	
51 2062/63		340	259	184	85	74	82			1,023	
52 2063/64		340	259	184	85	74	82			1,023	
53 2064/65		340	259	184	85	74	82			1,023	
54 2065/66		340	245	184	85	74	82			1,009	
55 2066/67		340	259	184	85	74	82			1,023	
56 2067/68		340	259	169	85	74	82			1,009	
57 2068/69		340	259	184	73	74	82			1,011	
58 2069/70		340	259	184	85	74	82			1,023	
59 2070/71		340	259	184	85	66	72			1,005	
60 2071/72		218	259	184	85	74	82			902	
61 2072/73		340	259	184	85	74	82			1,023	
62 2073/74		340	259	184	85	74	82			1,023	
63 2074/75		340	259	184	85	74	82			1,023	
64 2075/76		340	245	184	85	74	82			1,009	
Total		13,018	9,950	6,934	3,278	2,713	2,982			46,129	
EIRR period											
From (year)		2015/16	2018/19	2020/21	2024/25	2024/25	2024/25				2015/16
To (year)		2064/65	2067/68	2069/70	2073/74	2073/74	2073/74				2075/76
Duration (years)		50	50	50	50	50	50				61
EIRR		19.4%	17.6%	15.6%	13.0%	12.6%	12.3%				17.5%

Note: 1) Years with negative values in bold letters indicate construction period of each project.
 2) Years with underlined bold letter indicate the last year of EIRR period (50 years) for individual project's EIRR calculation.

9.3.2 電力価格と経済内部収益率に関する分析

(1) 個別プロジェクトの分析

個別プロジェクト毎の EIRR を借入金に対する金利を 8%とした場合と 1%とした場合について計算した結果を、Table 9.3.2-1 および Table 9.3.2-2 に示す。金利が 8%の場合については電力価格が 6 Rs/kWh から 16 Rs/kWh の間で、金利が 1%の場合については電力価格が 3 Rs/kWh から 8 Rs/kWh の間で、EIRR の変動を計算した。その結果、Budhi Gandaki プロジェクトと Dudh Koshi プロジェクトがもっとも高い EIRR を示し、Madi プロジェクトがもっとも経済性の悪いプロジェクトという結果となった。また、EIRR の値は借り入れの金利の額に影響を受けないので、金利が 8%の場合でも 1%の場合でも、同一の電力価格に対してはほぼ同じ EIRR の値を示す。

Table 9.3.2-1 Summary of Project-wise EIRR with 8% of Interest on Long-term Debt

Project name	Instal- led capa- city (MW)	Project (economic) cost	Saleable energy			Interest on long term debt (%)	EIRR						Power price at 12% EIRR (Rs/kWh)
			Dry season	Wet season	Total		Average power price for dry and wet season (Rs/kWh)						
							6Rs (%)	8Rs (%)	10Rs (%)	12Rs (%)	14Rs (%)	16Rs (%)	
NEA Project													
Budhi Gandaki	600	1,096,032	500	2,000	2,500	8.0%	10.9%	14.1%	16.9%	19.4%	21.7%	23.7%	6.64
Promising Projects													
Dudh Koshi	300	855,063	523	1,386	1,910	8.0%	10.3%	13.1%	15.5%	17.6%	19.5%	21.2%	7.17
Nalsyau Gad	410	722,645	515	853	1,367	8.0%	8.9%	11.4%	13.7%	15.6%	17.4%	19.1%	8.48
Andhi Khola	180	518,506	137	512	649	8.0%	6.3%	8.8%	11.0%	13.0%	14.9%	16.7%	11.00
Chara-1	149	443,041	121	443	563	8.0%	6.2%	8.6%	10.7%	12.6%	14.3%	16.0%	11.36
Madi	200	489,471	171	450	621	8.0%	6.0%	8.4%	10.4%	12.3%	14.0%	15.5%	11.69
Naumure	245	713,409	310	848	1,158	8.0%	8.1%	10.8%	13.1%	15.2%	17.1%	18.9%	9.04
Sun Koshi No.3	536	1,263,494	336	1,548	1,884	8.0%	7.0%	9.3%	11.3%	13.1%	14.7%	16.2%	10.74
Lower Badigad	380	904,241	355	1,011	1,366	8.0%	7.0%	9.4%	11.4%	13.2%	14.9%	16.4%	10.61

Table 9.3.2-2 Summary of Project-wise EIRR with 1% of Interest on Long-term Debt

Project name	Instal- led capa- city (MW)	Project (economic) cost	Saleable energy			Interest on long term debt (%)	EIRR						Power price at 6% FIRR (Rs/kWh)
			Dry season	Wet season	Total		Average power price for dry and wet season (Rs/kWh)						
							3Rs (%)	4Rs (%)	5Rs (%)	6Rs (%)	7Rs (%)	8Rs (%)	
NEA Project													
Budhi Gandaki	600	1,096,032	500	2,000	2,500	1.0%	4.8%	7.2%	9.2%	11.0%	12.7%	14.2%	3.49
Promising Projects													
Dudh Koshi	300	855,063	523	1,386	1,910	1.0%	5.0%	7.1%	8.9%	10.5%	11.9%	13.2%	3.45
Nalsyau Gad	410	722,645	515	853	1,367	1.0%	3.9%	5.9%	7.5%	9.0%	10.3%	11.6%	4.08
Andhi Khola	180	518,506	137	512	649	1.0%	1.5%	3.4%	5.0%	6.4%	7.7%	8.9%	5.71
Chara-1	149	443,041	121	443	563	1.0%	1.5%	3.4%	5.0%	6.3%	7.6%	8.7%	5.76
Madi	200	489,471	171	450	621	1.0%	1.5%	3.3%	4.9%	6.2%	7.4%	8.5%	5.85
Naumure	245	713,409	310	848	1,158	1.0%	3.0%	5.0%	6.7%	8.2%	9.6%	10.9%	4.56
Sun Koshi No.3	536	1,263,494	336	1,548	1,884	1.0%	2.4%	4.2%	5.8%	7.1%	8.3%	9.4%	5.16
Lower Badigad	380	904,241	355	1,011	1,366	1.0%	2.4%	4.3%	5.9%	7.2%	8.4%	9.5%	5.11

(2) 需要ケース毎の経済分析

需要ケース毎の EIRR の値を Table 9.3.2-3 と Table 9.3.2-4 に示す。ベースケース、ハイケース、ローケースの間での EIRR の値の違いは小さい。最も多くのプロジェクトを実施し（9 プロジェクト）資金需要が最大になるハイケースの経済性が多少悪く、最もプロジェクト数が少なく（4 プロジェクト）資金需要も最小になるローケースでは多少経済性がよい。また、EIRR は借入金利の大きさの影響を受けないので、同一電力価格での EIRR の値は金利が 8% の場合と 1% の場合でほぼ同じである。

Table 9.3.2-3 Summary of Case-wise EIRR with 8% of Interest on Long-term Debt

Case	Interest on long-term debt (%)	EIRR						Power price at 12% EIRR (Rs/kWh)
		Average power price for dry and wet season (Rs/kWh)						
		6Rs (%)	8Rs (%)	10Rs (%)	12Rs (%)	14Rs (%)	16Rs (%)	
Base Case	8.0%	9.5%	12.5%	15.1%	17.5%	19.7%	21.7%	7.64
High Case	8.0%	8.8%	11.6%	14.1%	16.4%	18.6%	20.5%	8.29
Low Case	8.0%	10.1%	13.1%	15.8%	18.2%	20.4%	22.4%	7.22

Table 9.3.2-4 Summary of Case-wise EIRR with 1% of Interest on Long-term Debt

Case	Interest on long-term debt (%)	EIRR						Power price at 6% EIRR (Rs/kWh)
		Average power price for dry and wet season (Rs/kWh)						
		3Rs (%)	4Rs (%)	5Rs (%)	6Rs (%)	7Rs (%)	8Rs (%)	
Base Case	1.0%	4.1%	6.2%	8.0%	9.7%	11.2%	12.6%	3.89
High Case	1.0%	3.6%	5.6%	7.4%	8.9%	10.4%	11.7%	4.20
Low Case	1.0%	4.6%	6.7%	8.6%	10.2%	11.8%	13.2%	3.65

9.3.3 電力価格と財務内部収益率に関する分析－民間投資による電力開発の検討

第 9.2 節に示したように、貯水式水力発電プロジェクトの実施には大きな投資資金が必要である。特に、投資資金を民間から調達するには、その電力プロジェクトが投資先として魅力的で、高い財務的リターンが見込まれなければならない。加えて、プロジェクトを取り巻く政治的・社会的リスクが十分に低いことも必要である。個々の貯水式水力発電プロジェクト財務分析に基づき、投資利回りを販売電力価格との関係として財務分析を行い、資金調達のめどを検討した。本節では、電力価格がどのレンジにあればプロジェクトの投資利回り（財務内部収益率）が十分に大きく、資金調達の可能性が高いかを検討した。

本節での財務分析を行うにあたり、各発電設備は NEA とは別に設立された IPP により建設され、当該発電設備が稼働をはじめた後は、NEA に電力を売電するという事業形態を想定する。発電設備の建設コストの 80% を年利 8% の借入金で、残りの 20% を当該 IPP の資本金として調達し、この資本金に対する利回りを算定する。

個々のプロジェクトと需要ケース毎の財務分析の結果を、売電の価格が 6 Rs/kWh、8 Rs/kWh、10 Rs/kWh、12 Rs/kWh、14 Rs/kWh、および 16 Rs/kWh の場合の利回りと、また、利回りが 12% になるときの売電価格として、Table 9.3.3-1 および Table 9.3.3-2 にまとめた。ここでは、ネパールでは 2011 年時点で 2 年以上の定期預金の利率が 5.0% から 12.5% の間であったことを考慮し、投資家が期待する利回りを 12% と想定した。

Table 9.3.3-1 Summary of Project-wise FIRR with 8% Interest on Long-term Debt

Project name	Instal- led capa- (MW)	Project (financial) cost (’000 USD)	Saleable energy			Inte- rest on long- (%)	Return on equity (FIRR)						Power price at 12% FIRR (Rs/kWh)
			Dry sea- son (GWh)	Wet sea- son (GWh)	Ann- ual Total (GWh)		Average power price for dry and wet season (Rs/kWh)						
							6Rs (%)	8Rs (%)	10Rs (%)	12Rs (%)	14Rs (%)	16Rs (%)	
NEA Project													
Budhi Gandaki	600	1,118,400	500	2,000	2,500	8.0%	11.4%	22.6%	29.6%	35.0%	39.5%	33.2%	6.08
Promising Projects													
Dudh Koshi	300	872,513	523	1,386	1,910	8.0%	9.5%	19.4%	25.4%	30.0%	33.8%	36.9%	6.38
Nalsyau Gad	410	737,393	515	853	1,367	8.0%	n.a.	14.0%	20.9%	25.8%	29.7%	32.9%	7.58
Andhi Khola	180	529,088	137	512	649	8.0%	n.a.	n.a.	11.2%	19.1%	24.9%	29.8%	10.18
Chara-1	149	452,083	121	443	563	8.0%	n.a.	n.a.	10.4%	17.8%	23.1%	27.4%	10.36
Madi	200	499,460	171	450	621	8.0%	n.a.	n.a.	9.3%	16.8%	21.9%	26.0%	10.61
Naumure	245	727,968	310	848	1,158	8.0%	n.a.	10.9%	19.4%	25.3%	29.9%	33.8%	8.21
Sun Koshi No.3	536	1,289,280	336	1,548	1,884	8.0%	n.a.	1.6%	13.6%	19.4%	23.7%	27.1%	9.57
Lower Badigad	380	922,695	355	1,011	1,366	8.0%	n.a.	2.9%	14.1%	19.8%	24.0%	27.4%	9.45

Note: 1) n.a. (not applicable) means that FIRR cannot be calculated due to negative net present values.

検討結果から、個々のプロジェクトについてみると、投資コストが大きい規模の大きなプロジェクトは売電可能な電力エネルギーが多く、低い売電価格でも高い投資の利回りを得る傾向が読み取れる。次節で示すように、NEA が IPP より 2010/11 年度に買い入れた電力の平均価格を、経済財務分析に使用した 2012 年価格に換算すると 9.21 Rs/kWh となる。しかし、Budhi Gandaki プロジェクトは、それよりも低い買電価格の 8 Rs/kWh で 22.6% の利回りを確保できる。この NEA の買電価格で、Dudh Koshi プロジェクトは 19.4%、Nalsyau Gad プロジェクトは 14.0% の利回りを確保できる。また、利回り 12% を投資の可否を判断する境界と設定した場合、Budhi Gandaki プロジェクトは 6.08 Rs/kWh、Dudh Koshi プロジェクトは 6.38 Rs/kWh、Nalsyau Gad プロジェクトは 7.58 Rs/kWh の卸売価格で電力を NEA に提供することができる。このため、2010/11 年度時点での NEA の IPP からの平均電力購入価格を基準とすれば、これらプロジェクトは投資対象として魅力的なプロジェクトとして判断されるであろう。

一方、次節で示すとおり、NEA が IPP から購入する電力の価格は NEA の小売価格からすると、高すぎることを考慮して、NEA の IPP からの適正な買い取り価格を 2012 年価格で 5.18 Rs/kWh とする。この場合、すべてのプロジェクトの利回りが 12% 以下となり、投資対象としての魅力は低下する。

Table 9.3.3-2 Summary of FIRR of the Cases with 8% Interest on Long-term Debt

Case	Interest on long-term debt (%)	Return on equity (FIRR)						Power price at 12% FIRR (Rs/kWh)
		Average power price for dry and wet season (Rs/kWh)						
		6Rs (%)	8Rs (%)	10Rs (%)	12Rs (%)	14Rs (%)	16Rs (%)	
Base Case	8.0%	5.6%	18.7%	26.5%	32.2%	36.8%	40.8%	6.79
High Case	8.0%	-0.6%	16.7%	25.5%	31.8%	36.7%	40.9%	7.24
Low Case	8.0%	8.9%	20.4%	27.7%	33.2%	37.8%	41.6%	6.42

Table 9.3.3-2 にベースケース、ハイケース、ローケース毎の投資利回りの計算結果を示す。財務性に関しては、ローケースが最も財務性が高く、続いてベースケースとハイケースが続く。この違いは、必要開発コストがハイケースからベースケース、ローケースと低減していることによる。いずれにせよ、3 ケースの間の違いは比較的小さい。利回り 12%を投資の可否を判断する境界と設定した場合、IPP の卸売り価格は 6.42 Rs/kWh から 7.24 Rs/kWh の間であり、2010/11 年度時点での NEA の IPP からの購入価格 9.21 Rs/kWh (2012 年価格換算) を考慮すれば、すべてのケースが民間にとって魅力的な投資対象となる。

しかし、次節で示すとおり、NEA が利益を確保できる IPP からの買い取り価格を 2012 年価格で 5.18 Rs/kWh とすると、すべてのプロジェクトの利回りが 12%以下となり、すべてのケースで投資対象としての魅力がなくなる。

ネパールの中長期的に安定的な電力開発を民間投資が主導する IPP を主体にして行うには、安定した投資環境の整備や利益を確保できる買電価格が保証される必要がある。計画されたプロジェクトの実施可能性や収益性が、ネパールの社会経済条件の変化により変わってしまう可能性が高いと、IPP にとって電力開発はリスクの高い事業になり、そのようなプロジェクトへの投資は抑制される。ネパールでは、資本市場（利率）の動向、建設コストの高騰、電力市場の動向など多くのリスク要因がある。このため、今までネパールでの IPP による電力開発は、NEA が高い買電価格を設定することにより、このような IPP の電力開発のリスクを NEA に転嫁して低減する形で行われてきた。またこのようなリスクを低減するために、短期間で操業が開始できる流れ込み式の小規模プロジェクトが中心となってきた。IPP による電力開発はさらに進める必要があるが、このように IPP による電力開発だけでは、電力不足に対応し低価格で電力を提供することは難しい。このため、大規模な貯水式水力発電を同時に進める必要がある。

このような状況を踏まえ、IPP による電力開発をさらに進めるためには、電力開発に伴う投資リスクを軽減する以下の施策が考えられる。

- 1) IPP からの買電価格の設定を総原価方式により、利益を確保できる価格帯を設定する。
- 2) 政府が低利長期融資の斡旋や保証を IPP に対して行って IPP の投資コストを下げ、IPP がより低価格で電力が供給できる環境を整える。
- 3) 電力開発を行うにあたり、大きなインド市場の確保を前提とすることによって投資リスクを軽減させ、民間投資による電力開発を促進する。この場合、インド市場に頼るといふ地政学的なリスクを、両国政府間の合意などで軽減する措置が必要となる。

9.3.4 電力価格と財務内部収益率に関する分析－公共投資による電力開発の検討

上記の分析は、民間企業が建中金利を含めた建設費の 80%を年利 8%の商業銀行からの借り入れで電力開発をまかなうという想定で行った。この借り入れ分をドナーなどの公的機関の低利資金により調達した場合は、金利を低く抑えることができる。この場合、プロジェクトが供給する電力の価格を低く抑えることができるか、あるいは資本の投資利回りをより大きくすることができるが、低利な公的資金の性格からすれば、電力価格を低く抑え、経済便益がより広く裨益するように配慮することが妥当である。本節では、ネパールの経済の成長の観点から電力開発を担っている NEA が、このような公的融資の導入やネパール政府の資本参加に基づき、自力で電力開発を行う可能性を検討する。

<販売電力のコストと価格の検討>

NEA は電力需要に応えるため、電力を自前の発電設備による発電と、IPP とインドの電力事業者からの買電で確保している。NEA の 2010/11 年度の財務情報から、電力の調達方法ごとに需要端での単位電力あたりのコストと販売価格を計算し、Table 9.3.4-1 に示した。同年度に NEA は、保有する発電設備で 2,096 GWh、買電により 1,733 GWh、合計で 3,829 GWh の電力を確保している。需要端での供給電力の合計は 2,728 GWh であり、システムロスは約 28%の高い値を示している。

Table 9.3.4-1 Cost and Price Analysis of Power Generation and Purchase by the NEA in FY2010/11

Items	Unit	NEA generation	NEA power purchase	NEA system all
I. Electric energy				
Electric energy generated				
a) Hydro generation	GWh	2,122.08		2,122.08
b) Thermal generation	GWh	3.40		3.40
c) Self consumption	GWh	29.30		29.30
d) Total (a+b-c)	GWh	2,096.18		2,096.18
Electric energy purchased				
e) India	GWh		694.05	694.05
f) Nepal (internal)	GWh		1,038.84	1,038.84
g) Total	GWh		1,732.89	1,732.89
Electric energy for sale (or sold)				
h) Electric energy generated and purchased (d+g)	GWh	2,096.18	1,732.89	3,829.07
i) System loss	%	28.55	28.55	28.55
j) System loss including self consumption	%	28.77	28.77	28.77
k) System loss energy (h*j)	GWh	602.98	498.47	1,101.45
l) Electricity for sale (h-k)	GWh	1,493.20	1,234.42	2,727.62
II. Cost of generation, purchase, transmission, and distribution				
Cost at generation				
m) Generation expenses	Million Rs	929.56		929.56
n) Royalty	Million Rs	854.76		854.76
o) Total	Million Rs	1,784.32		1,784.32
Cost of purchase				
p) Purchase expenses	Million Rs		10,493.74	10,493.74
q) Total	Million Rs		10,493.74	10,493.74
Cost of transmission and distribution				
r) Operating expenses				
Transmission expenses	Million Rs	189.39	156.57	345.96
Distribution expenses	Million Rs	1,644.60	1,359.58	3,004.18
Administration expenses	Million Rs	474.49	392.25	866.74
Depreciation expenses	Million Rs	1,659.47	1,371.86	3,031.33
Deferred revenue expenditure	Million Rs	177.19	146.49	323.68
Sub-total	Million Rs	4,145.14	3,426.75	7,571.89
s) Other expenses				
Interest on long-term loans	Million Rs	1,967.50	1,626.51	3,594.01
Foreign exchange losses	Million Rs	46.54	38.47	85.01
Provision for employee benefits	Million Rs	1,034.66	855.35	1,890.01
Street light dues written off	Million Rs	0.00	0.00	0.00
Sub-total	Million Rs	3,048.70	2,520.33	5,569.03
t) Total	Million Rs	7,193.84	5,947.08	13,140.92
Cost total				
u) Cost total (o+q+t)	Million Rs	8,978.16	16,440.82	25,418.98
III. Sale of electricity				
v) Net sale of electricity	Million Rs	9,824.78	8,122.04	17,946.82
w) Income from other services	Million Rs			1,382.94
x) Total	Million Rs	9,824.78	8,122.04	19,329.76
IV. Profit or loss				
y) Profit or loss (x-u)	Million Rs	846.61	-8,318.77	-6,089.22
V. Unit cost and prices at sales				
z) Unit cost of generation and purchase ((o+q)/l)	Rs/kWh	1.19	8.50	4.50
aa) Unit cost of operation expenses (r/l)	Rs/kWh	2.78	2.78	2.78
ab) Unit cost of other expenses (s/l)	Rs/kWh	2.04	2.04	2.04
ac) Total unit cost (z+ab+ac)	Rs/kWh	6.01	13.32	9.32
VI. Average sale price				
ad) Average sale price (v/l)	Rs/kWh	6.58	6.58	6.58

単位 (kWh) あたりの電力供給コストは需要端で計算し、電力の販売価格と直接比較できるようにした。また、保有する設備の発電コストと買電のコストは異なるが、送電・配電および NEA の運営管理に関するコストは、電力調達の方式にかかわらず一様に供給した電力にかかるとした。

2010/11 年度に NEA は 60 億 8900 万ルピーの損失を計上している。電力販売以外の収入を考慮すると、電力事業のみの収支は 179 億 4700 万ルピーの電力販売収入に対してコストは 254 億 1400 万ルピーとなり、74 億 7200 万ルピーの損失となる。このような損失の主な要因は高い買電単価と低い販売電力価格である。また、システムロスが大きいこともコスト高の原因である。

2011 年度の NEA の平均電力販売価格は 6.58 Rs/kWh である。それに対して、NEA の設備で発電した電力の供給コストは 6.01 Rs/kWh であり、この電力の販売は利益を生む。コストの内訳は発電コストが 1.19 Rs/kWh、発送電費・管理費・減価償却費などの事業コストが 2.78 Rs/kWh、利払いや福利厚生のコストが 2.04 Rs/kWh である。一方、買電した電力のコストは 13.32 Rs/kWh で、この電力の販売は NEA の赤字の主因となっている。買電した電力の最大のコスト要因は 8.50 Rs/kWh (2011 年から 2012 年にかけて上昇した消費者物価指数 8.3% を考慮すると 2012 年価格で 9.21 Rs/kWh) の買電価格である。事業コストと利払いや福利厚生のコストは、NEA の設備で発電した電力と同じコストがかかっている。このように、NEA の赤字体質は、高い買電価格とそれより低い販売価格から逆ざやが生じ、その分を自己発電による電力の販売による利益で埋められないことに起因する。この結果、NEA の発電と買電による調達した電力の平均コスト 9.32 Rs/kWh は平均電力販売価格 6.58 Rs/kWh より高くなる。

< 損益分岐点における NEA の発電量と買電量の検討 >

算出した単位コストと販売価格情報から損益分岐点における NEA の発電量と買電量を算出し、Table 9.3.4-2 に示した。2010/11 年度の例では、実際の NEA による発電量 1,493 GWh (発電出力 279 MW 相当) に対して、損益分岐点に達するには NEA による発電量が 2,516 GWh (発電出力 471 MW 相当) 必要となることがわかる。一方、買電量は、実際の 1,234 GWh に対して 212 GWh の購入に減らす必要がある。発電出力でいうと、NEA の発電出力が 191 MW 追加で必要となる。一方で IPP の発電出力は 191 MW 過剰となる。

2010/11 年度の NEA のコスト構造が将来も変化しないと仮定し、需要予測のベースケースの結果を使用し、2018/19 年度と 2031/32 年度の損益分岐点における NEA の発電と買電量、必要出力の算出を行った。ここでは、NEA による流れ込み式と貯水式の発電による発電コストを同一と見なした。需要予測のベースケースの場合、2018/19 年度には電力価格が 12 Rs/kWh、供給端の需要量が 5,669 GWh (発電端で 7,176 GWh、出力で 1,575 MW 相当)、2031/32 年度には電力価格が 12 Rs/kWh、供給端の需要量が 16,179 GWh (発電端で 19,493 GWh、出力で 4,279 MW 相当) となる。これら需要量と価格を適用し損益分岐点での NEA の発電量と買電量を計算した。

2018/19 年度の損益分岐点では、NEA の発電による電力が 1,023 GWh 必要となり、2010/11 年度より 470 GWh 減少する。一方、買電量は 2010/11 年度の水準から大幅に増加して 4,646 GWh

となる。これは、電力販売価格の上昇（6.58 Rs/kWh から 12 Rs/kWh）により逆ざやが減少し、それを充当するために必要な利益の額が減少し、結果としてコストの安い NEA の発電量が減少したためである。このことは、NEA の設備による発電を拡大してより安い価格で電力を提供し、ネパールの経済成長により貢献できることを示唆する。電力価格を 10 Rs/kWh に下げると、損益分岐点に必要な NEA の発電電力量は 2,575 GWh となり、2010/11 年度より発電量 1,082 GWh の増加、出力にして 436 MW の増加を実現させる必要がある。同様に 2031/32 年度で 10 Rs/kWh の電力価格を想定すると、NEA の発電量を 5,856 GWh、出力にして 1,665 MW 増加させる必要があることになる。

Table 9.3.4-2 Results of Breakeven Point Analysis (at 2011 prices)

Breakeven simulation parameters and electrical energy sources Cases	Unit cost of NEA generation (Rs/kWh) a	Unit cost of power purchase (Rs/kWh) b	Average sale price (Rs/kWh) c	Sale of electrical energy by sources			Required generation capacity				
				Total (GWh) d=e+f	Generated by NEA (GWh) e*1	Purchased by NEA (GWh) f	System losses (%) g	System load factor (%) h	Total (MW) i=j+k	Generated by NEA (MW) j	Purchased by NEA (MW) k
1. Cases in FY2010/11											
Case 1-1: Actual sale in FY2010/11	6.01	13.32	6.58	2,728	1,493	1,234	29%	86%	510	279	231
Case 1-2: Breakeven in FY2010/11	6.01	13.32	6.58	2,728	2,516	212	29%	86%	510	471	40
Difference between Cases 1-1 and 1-2					1,023	-1,023				191	-191
2. Breakeven cases in FY2018/19											
Case 2-1: Breakeven in FY2018/19 at 12Rs/kWh	6.01	13.32	12.00	5,669	1,023	4,646	21%	52%	1,575	284	1,291
Difference between Cases 1-1 and 2-1			5.42	2,941	-470	3,411			1,065	5	1,060
Case 2-2: Breakeven in FY2018/19 at 10Rs/kWh	6.01	13.32	10.00	5,669	2,575	3,094	21%	52%	1,575	716	860
Difference between Cases 1-1 and 2-2			3.42	2,941	1,082	1,859			1,065	436	629
3. Break even case in FY2031/32											
Case 3-1: Breakeven in FY2031/32 at 10Rs/kWh	6.01	13.32	10.00	16,179	7,349	8,830	17%	52%	4,279	1,944	2,335
Difference between Cases 1-1 and 3-1			3.42	13,451	5,856	7,595			3,769	1,665	2,105

Note: 1) For calculation of breakeven point $e = d \times (c - b) / (a - b)$.

<ソフトローンと政府出資による NEA の発電設備の拡充>

以上の分析では、NEA の発電設備による電力の需要端におけるコストが 6.01 Rs/kWh と低いことを仮定している。このような低いコストで発電するための設備の建設に、ODA のソフトローンと NEA に対する政府の出資を充てて行くことを想定して財務分析を行い、電力価格と利回りの関係を分析した。これら分析の結果を Table 9.3.4-3 に示す。建中金利を含めた建設費の 80%を年利 1%で借入金返済期間 25 年間の ODA ローンの借入れ、残りの 20%を NEA に対する政府出資として調達するとして、この資本金に対する利回りを算定した。2010/11 年度の NEA の発電による電力の送電・配電も含めたコストは 6.01 Rs/kWh であるため、この前後の電力価格に対して利回りを計算した。また、資本参加は政府であるため、市中金利の約半額の 6%の利回りを実現するときの電力価格（発電コスト）を算出した。

2010/11 年度の NEA の発電による電力供給のコスト 6.01 Rs/kWh には送電・配電のコストが

含まれているが、分析に使用した算出モデルはそれらのコストを考慮していない。そのため、結果を解釈するに当たり、この電力供給のコストから送電・配電のコスト 1.23 Rs/kWh を差し引いた値 4.78 Rs/kWh を 2011 年価格での閾値として使用する。経済財務分析は 2012 年価格で行っているため、2011 年から 2012 年にかけて上昇した消費者物価指数 8.3% を考慮して、2012 年価格での閾値を 5.18 Rs/kWh とする。つまり、電力の卸売価格がこの閾値以下でも利回り 6% を確保できるプロジェクトに、NEA が ODA ローンと政府投資を受けて直接実施するプロジェクトとして、財務的な観点から高い優先順位がつくことになる。

Table 9.3.4-3 に示す個別プロジェクトの財務分析の結果をもとに、個別プロジェクト毎に検討すると、Dudh Koshi プロジェクト (3.13 Rs/kWh)、Budhi Gandaki プロジェクト (3.31 Rs/kWh)、Nalsyau Gad プロジェクト (3.77 Rs/kWh)、Naumure プロジェクト (4.23 Rs/kWh)、Lower Badigad プロジェクト (4.66 Rs/kWh)、Sun Koshi No. 3 プロジェクト (4.71 Rs/kWh) の順で優先順位がつけられる。

Table 9.3.4-3 Summary of Project-wise FIRR with 1% Interest on Long-term Debt

Project name	Instal- led capa- (MW)	Project (financial) cost (’000 USD)	Saleable energy			Inte- rest on long- (%)	Return on equity (FIRR)						Power price at 6% FIRR (Rs/kWh)
			Dry sea- son (GWh)	Wet sea- son (GWh)	Total (GWh)		Average power price for dry and wet season (Rs/kWh)						
							3Rs (%)	4Rs (%)	5Rs (%)	6Rs (%)	7Rs (%)	8Rs (%)	
NEA Project													
Budhi Gandaki	600	1,118,400	500	2,000	2,500	1.0%	1.1%	12.4%	18.3%	22.8%	26.5%	29.7%	3.31
Promising Projects													
Dudh Koshi	300	872,513	523	1,386	1,910	1.0%	4.7%	12.1%	16.9%	20.5%	23.6%	26.2%	3.13
Nalsyau Gad	410	737,393	515	853	1,367	1.0%	n.a.	7.8%	13.2%	17.1%	20.2%	22.9%	3.77
Andhi Khola	180	529,088	137	512	649	1.0%	n.a.	n.a.	2.6%	9.2%	13.7%	17.4%	5.45
Chara-1	149	452,083	121	443	563	1.0%	n.a.	n.a.	3.4%	9.3%	13.4%	16.8%	5.38
Madi	200	499,460	171	450	621	1.0%	n.a.	n.a.	2.8%	8.9%	12.9%	16.1%	5.46
Naumure	245	727,968	310	848	1,158	1.0%	n.a.	4.1%	10.8%	15.4%	19.1%	22.2%	4.23
Sun Koshi No.3	536	1,289,280	336	1,548	1,884	1.0%	n.a.	-0.3%	7.7%	12.1%	15.4%	18.2%	4.71
Lower Badigad	380	922,695	355	1,011	1,366	1.0%	n.a.	0.3%	8.0%	12.4%	15.7%	18.4%	4.66

Note: n.a. (not applicable) means that FIRR cannot be calculated due to negative net present values.

Table 9.3.4-4 に示した需要ケース毎の財務分析の結果をもとに、ケース毎に NEA が ODA 資金などの公的資金を借り入れて、電力需要の増加に対応する場合を検討する。利回り 6% の閾値が 2012 年価格で 5.18 Rs/kWh であることを考慮すると、3 つのケースの FIRR が 6% の時の電力価格（発電コスト）は 3.32 Rs/kWh から 3.79 Rs/kWh の間であり、この閾値を下回る価格となっている。このため、どのケースであっても、NEA が公的資金を借り入れて直接行うケースとして考慮の対象となる。

Table 9.3.4-4 Summary of FIRR of the Cases with 1% Interest on Long-term Debt

Case	Interest on long-term debt (%)	Return on equity (FIRR)						Power price at 6% FIRR (Rs/kWh)
		Average power price for dry and wet season (Rs/kWh)						
		3Rs (%)	4Rs (%)	5Rs (%)	6Rs (%)	7Rs (%)	8Rs (%)	
Base Case	1.0%	0.0%	9.6%	15.6%	20.2%	24.0%	27.2%	3.54
High Case	1.0%	-4.1%	7.7%	14.2%	19.1%	23.1%	26.6%	3.79
Low Case	1.0%	2.7%	11.2%	16.8%	21.3%	24.9%	28.1%	3.32

以上、財務的な観点から、電力価格、資本の利回り、金利、発電コストと、民間、ODA、政府からの資金調達の可能性の関係を分析した。財務的に有利な案件であれば民間の投資に期待できるが、一方、投資に有利ではあるが高過ぎる電力価格は、経済成長には負の要素となり得る。電力という公共性を帯びた財の提供は、ODA や政府系の低利の融資や投資を活用して、財務の健全性を確保しながらできるだけ低価格で提供する必要がある。このことから、NEA は低利の ODA 資金や政府系資金を活用して、適切な価格で提供できる電力を開発すべきである。

NEA の財務分析では、高いシステムロスが高コスト体質の要因となっていること、買電価格と販売価格の大きな逆ざやが存在すること、地方電化は高コストであることなどの、経営体質に関わる課題が特定できる。そのため、現在行われている NEA による経営体質改善の努力は、より一層強められる必要がある。一方、NEA を取り巻く電力政策や電力市場のあり方にも改善の余地があると考えられる。IPP からの買い取り価格は電力販売価格と乖離しており、より競争的な電力卸売市場を設定することにより、IPP からの買い取り価格を合理的なレベルまで下げることが必要であろう。また、NEA の電力の小売価格についても、消費者に受け入れられ、経済成長に悪影響を与えないと考えられる範囲で、NEA の財務的な健全性を保てるレベルまで、引き上げる必要がある。