第５章　電源開発計画

目　　次

第 5 章　電源開発計画 5-1
5.1　電力需要想定 5-1
5.1.1　NEA による電力需要想定 5-1
5.1.2　JICA 調査団による電力需要想定 5-3
5.1.3　NEA と JICA の比較 5-12
5.2　開発計画 5-14
5.2.1　NEA による発電拡張計画 5-14
5.2.2　NEA による送電設備計画 5-16
5.2.3　ピーク継続時間の検討 5-19
5.2.4　送電計画のレビュー 5-21
5.3　電力開発調査から見たプロジェクトの妥当性の検討 5-26
5.3.1　電力需給面からの検討 5-26
5.3.2　電力品質面からの検討 5-27
5.3.3　電力運用面からの検討 5-36
5.3.4　基幹送電線開発計画面からの検討 5-38
5.3.5　まとめ 5-40

LIST OF TABLES

Table 5.1.1-1 Demand Load Forecast and Peak Load by NEA 5-2
Table 5.1.2-1 Load Factor 5-4
Table 5.1.2-2 Loss Rate 5-5
Table 5.1.2-3 Energy Demand and GDP 5-5
Table 5.1.2-4 Energy Demand and Average Selling Price 5-6
Table 5.1.2-5 Energy Demand and Number of Consumers 5-7
Table 5.1.2-6 Load Demand Forecast 5-10
Table 5.1.2-7 Available Energy 5-11
Table 5.1.2-8 Peak Load 5-11
Table 5.1.3-1 Comparison between NEA and JICA 5-12
Table 5.2.1-1 Generation Expansion Plan 5-14
Table 5.2.1-2 Power Development Plan 5-15
Table 5.2.2-1 Transmission Line Projects for Power Evacuation 5-16
Table 5.2.2-2 Transmission Plans for System Reinforcement 5-17
Table 5.2.4-1 Transmission Scheme of the Upper Seti Project 5-23
Table 5.3.1-1 Demand and Supply Balance up to FY 2013/14 5-26
Table 5.3.2.1-1 Load Factor 5-30

LIST OF FIGURES

Fig. 5.1.2-1 Consumers by Categories 5-8
Fig. 5.1.2-2 Energy Demand and Number of Consumers 5-9
Fig. 5.1.2-3 Available Energy and Peak Load 5-12
Fig. 5.1.3-1 Comparison of Energy Demand Forecast between NEA and JICA 5-13
Fig. 5.2.1-1 Capacity of Generation and Peak Load 5-15
Fig. 5.2.2-1 Transmission System (End of Year 2018/19) 5-18
Fig. 5.2.3-1 Daily Load Curve (12 Jan. 2006) 5-20
Fig. 5.2.3-2 Load Duration Curve (12 Jan. 2006) 5-20
Fig. 5.2.3-3 Yearly Load Duration Curve (2004/05 and 2005/06) 5-20
Fig. 5.2.3-4 Daily Load and Duration Curve on 2013/14 5-20
Fig. 5.2.4-1 Existing Transmission Line System 5-22
Fig. 5.2.4-2 Transmission Scheme of Upper Seti Project 5-24
Fig. 5.3.2.1-1 Frequency Variation 5-28
Fig. 5.3.2.2-1 Power Flow Map (8 December 2004, 18:26) 5-33
Fig. 5.3.2.2-2 Voltage Fluctuation 5-34
Fig. 5.3.3-1 Daily Load Curve expected 5-37
Fig. 5.3.4-1 Transmission System (End of Year 2020) 5-39

第 5 章　電源開発計画

5.1　電力需要想定

以下に NEA が実施した電力需要想定、調査団がレビューのために行った需要想定および両者の想定結果の比較にについて述べる。

5.1.1　NEAによる電力需要想定

NEA による電力需要想定について、使用した予測モデル、基礎となった経済予測、予測の前提条件、需要想定結果を記載する

(1)　予測モデル

NEA の予測モデルは Norconsult による 1997 年の負荷予測調査に基づいて行われている。予測モデルは下記のように 3 セクターに分類し論じられている。

- 民　生
- 工業、商業およびその他セクター
- 灌　漑

各セクターのモデルは、以下の通りである。

1)　民　生

$$Dt = Dt_{-1}\ (l+at*b)\ (\Delta Pt/\Delta PIt+0.5*\Delta Nt_{-1}*dt_{-1}(l+at*b)\ (\Delta Pt/\Delta CPIt +0.5*\Delta Nt*dt)$$

ここに、

Dt　= 電力量消費、期間 t
ΔPt　= 電気価格の変動、期間 t
ΔCPIt　= 消費者物価指数の変動、期間 t
ΔNt　= 新規接続消費者、期間 t
at　= 実所得増加率、期間 t
b　= 電気の収入弾性
c　= 家庭における電気の価格弾性
dt　= 新規消費者の平均消費、期間 t

2)　工業、商業およびその他セクター

$$Dt,i = Dt_{-1},i\ (1+at,i*bi)\ (\Delta Pt,i/\Delta PIt)ci +\Delta Lt,i$$

ここに、

Dt,i　= セクターi の電気消費、期間 t
ΔPt,i　= セクターi の電気価格の変動、期間 t
ΔPIt　= 消費者物価指数の変動、期間 t
at,i　= セクターi の GDP 成長率、期間 t
bi　= GDP 変動との関連で電気消費を増加する傾向、セクターi

ci　　= セクターi の電気の価格弾性

ΔLt,i　= セクターi の大規模新規プロジェクト、期間 t

3)　灌　漑

Dt = Dt,i (l+a) +ΔAt*b

ここに、

Dt　　= 既設計画電力量消費、期間 t

a　　= 既設計画の電力量要求の変動（%、年間成長率）

ΔAt　= 灌漑地面積の大規模増分増加（ヘクタール、特有のプロジェクト）、期間 t

b　　= 灌漑地のヘクタールごとの平均電力消費量

(2)　需要想定

上述した需要モデルと予測の前提での需要想定結果を**Table 5.1.1-1**に示す。

Table 5.1.1-1　Demand Load Forecast and Peak Load by NEA

F.Y.	Energy (GWh)	Growth (%)	Peak Load (MW)	Growth (%)
2006*[1]	2,777.40		603.28	
2007	2,897.1	4.3	642.2	6.5
2008	3,136.6	8.3	695.3	8.3
2009	3,428.1	9.3	759.9	9.3
2010	3,698.4	7.9	819.8	7.9
2011	4,057.1	9.7	890.6	8.6
2012	4,423.3	9.0	971.0	9.0
2013	4,815.0	8.9	1,057.0	8.9
2014	5,231.2	8.6	1,148.0	8.6
2015	5,673.8	8.5	1,245.6	8.5
2016	6,144.7	8.3	1,336.1	7.3
2017	6,645.9	8.2	1,445.1	8.2
2018	7,179.6	8.0	1,561.1	8.0
2019	7,719.4	7.5	1,678.5	7.5
2020	8,296.7	7.5	1,804.0	7.5
Average Growth		8.14		8.14

*1: Actual

Source: Fiscal Year 2005/06 – A Year in Review

需要電力量は、FY2007 で 2,897 GWh、FY2020 で 8,296 GWh となり、年間平均 8.1%で増加することが予想され、ピーク負荷は、2007 年で 642 MW、2020 年で 1,804 MW に成長することが予想されている。

5.1.2 JICA調査団による電力需要想定

国の電力需要を予測するのに 2 つの主要な概念がある。ひとつは国全体をカバーし GDP、売電価格、消費者数等を説明変数とするマクロ技法であり、他は各地域（州、県等）における各カテゴリーで需要を積み上げ予測するミクロ技法である。

本スタディでは、NEA の実施した需要想定の確認という観点から、多くのパラメータを使用しないマクロ技法により行う。

(1) 負荷率

負荷率の予測は、相関式から予測した送電端電力量とピーク負荷をもとに算出される。

1) 送電端電力量

送電端電力量は、FY1992 から FY2006 の実データを元に年ごとの相関を計算すると以下のように、よい相関を持った式が得られた。

2 次相関 $= 6.6946 \times N^2 + 27.573 \times N + 910.58$ $(R^2 = 0.99)$

ここに、N：1，2，3・・・で、FY1992 から N 年後を示す

2) ピーク負荷

ピーク負荷は、FY1992 から FY2006 の実データを元に年ごとの相関を計算すると以下のように、よい相関を持った式が得られた。

2 次相関 $= 1.5101 \times N^2 + 3.5777 \times N + 209.08$ $(R^2 = 0.99)$

ここに、N：1，2，3・・・で、FY1992 から N 年後を示す

3) 負荷率

上記 1)と 2)から得られた送電端電力量とピーク負荷から算出した各年度の負荷率を **Table 5.1.2-1** に示す。

Table 5.1.2-1　Load Factor

SNo	Year	Avarable Energy		Peak Load		Load Factor	
		Actual (GWh)	Forecast (GWh)	Actual (MW)	Forecast (MW)	Actual (%)	Forecast (%)
1	1992	981		216		51.9	
2	1993	963		214		51.4	
3	1994	1,031		231		50.9	
4	1995	1,117		244		52.3	
5	1996	1,262		275		52.4	
6	1997	1,369		300		52.1	
7	1998	1,373		317		49.4	
8	1999	1,475		326		51.6	
9	2000	1,701		352		55.2	
10	2001	1,868		391		54.5	
11	2002	2,066		426		55.4	
12	2003	2,261		470		54.9	
13	2004	2,381		515		52.8	
14	2005	2,643		558		54.1	
15	2006	2,777		603		52.6	
16	2007		3,066		653		53.6
17	2008		3,314		706		53.6
18	2009		3,576		763		53.5
19	2010		3,851		822		53.5
20	2011		4,140		885		53.4
21	2012		4,442		950		53.4
22	2013		4,757		1,019		53.3
23	2014		5,086		1,090		53.3

NEA における電力系統の負荷率は、今後民生需要の増加傾向に影響され徐々に低下する。負荷率の改善によりピーク負荷を助ける効果は NEA の予見可能な重要課題のひとつである。

(2)　損失率

NEA における電力系統の損失率は、盗電のようなノンテクニカル・ロスにより高いレベルにおかれている。

ADBとの合意のもとで、NEAは損失改善の目標を、2005 年から 2009 年の期間に 1%ずつ減少させ、2010 年から 2020 年では 17%一定値と設定している。損失率はNEAの目標値が達成されるものとして**Table 5.1.2-2**のように修正される。

Table 5.1.2-2　Loss Rate

F.Y.	Loss Rate (%)	F.Y.	Loss Rate (%)	F.Y.	Loss Rate (%)
1992	24.8	2000	25.4	2008	19.8
1993	26.3	2001	24.7	2009	18.8
1994	26.6	2002	25.5	2010	17.0
1995	26.2	2003	25.0	2011	17.0
1996	25.8	2004	23.8	2012	17.0
1997	26.2	2005	22.8	2013	17.0
1998	23.4	2006	21.8	2014	17.0
1999	24.5	2007	20.8		

損失率の改善はプロジェクト投資コストの節約に大きな影響を与える。ゆえに NEA は、ADB と合意した 17%に捉えられることなく、更なる努力をすることが求められる。

(3)　需要想定

1)　説明変数の選択

需要想定に使用する説明変数を選定するため、GDP、平均売電価格、消費者数を選び、電力需要量の実績との相関をとり、検討を加える。

a)　GDP

ネパール国政府発行の 2005 年の国民経済計算によるGDP成長指標を **Table 2.4.1-4**に示す。表から判断されるように、2001/02 年だけのGDP減少は製造業と貿易が原因していることが容易に理解される。この 2 つのセクターを除くGDP成長指標は一定して増加の傾向を示している。

需要電力量の実績と GDP を **Table 5.1.2-3** に示す。

Table 5.1.2-3　Energy Demand and GDP

	Energy Demand (MWh)	GDP (MNRs)
1996	937	221,930
1997	1,011	233,040
1998	1,051	240,816
1999	1,114	251,757
2000	1,269	267,096
2001	1,407	280,107
2002	1,540	279,169
2003	1,702	287,689
2004	1,801	298,023
2005	1,918	305,244
Average Rate	7.4	3.2
Elasticity	2.3	

需要電力量は、2001/02 年に発生した急激な変化にもかかわらず GDP の増加率に対してかなり高いレベル（2.3 倍）で増加している。1995/96 から 2004/05 年の期間

における相関は次式で示される。

$$需要電力量 = 0.1048 \times 10^{-3} \times GDP^2 - 43.167 \times 10^{-3} \times GDP + 5361.6 \qquad (R^2 = 0.98)$$

この説明変数は、GDP の時間系列の変動は急激な変化をみせる世界経済においてかならずしも保証されないことから、ネパール国において 10 年以上に及ぶ長期予測に適用することは困難なことが懸念される。

b) 平均売電価格

エネルギー需要と平均売電価格を **Table 5.1.2-4** に示す。

Table 5.1.2-4 Energy Demand and Average Selling Price

	Energy Demand (MWh)	Average Selling Price (NRs)	CPI at 1996 = 100	Selling Price at 1996
1996	937	3.97	100.0	3.97
1997	1,011	4.05	108.1	3.75
1998	1,051	4.80	117.2	4.10
1999	1,114	4.94	130.5	3.78
2000	1,269	5.53	134.9	4.10
2001	1,407	5.95	138.1	4.31
2002	1,540	6.29	142.1	4.43
2003	1,702	6.60	148.9	4.43
2004	1,801	6.66	154.8	4.30
2005	1,918	6.70	161.8	4.14
2006	2,066	6.64	172.6	3.85
Average Rate	7.5	4.8		-0.3
Elasticity				-26.1

平均売電価格は、FY2003/04 までは増加傾向にあったが、それ以降は減少傾向にある。需要電力量と平均売電価格との相関関係は得られなかった。このため、平均売電価格を説明変数とすることはできない。

c) 消費者数

需要電力量と消費者数を **Table 5.1.2-5** に示す。

Table 5.1.2-5 Energy Demand and Number of Consumers

	Energy Demand (MWh)	Number of Consumers
1996	937	494,965
1997	1,011	527,286
1998	1,051	574,849
1999	1,114	622,363
2000	1,269	673,979
2001	1,407	745,992
2002	1,540	884,535
2003	1,702	970,611
2004	1,801	1,053,935
2005	1,918	1,159,855
2006	2,066	1,277,447
Average Rate	7.5	9.0
Elasticity		0.8

需要電力量は、消費者数の増加比率に対して 0.8 倍の値で増している。消費者数は放物線で増加する傾向を示し需要電力量との間で良い相関を持つ。対象期間は 1995/96 から 2005/06 年である。

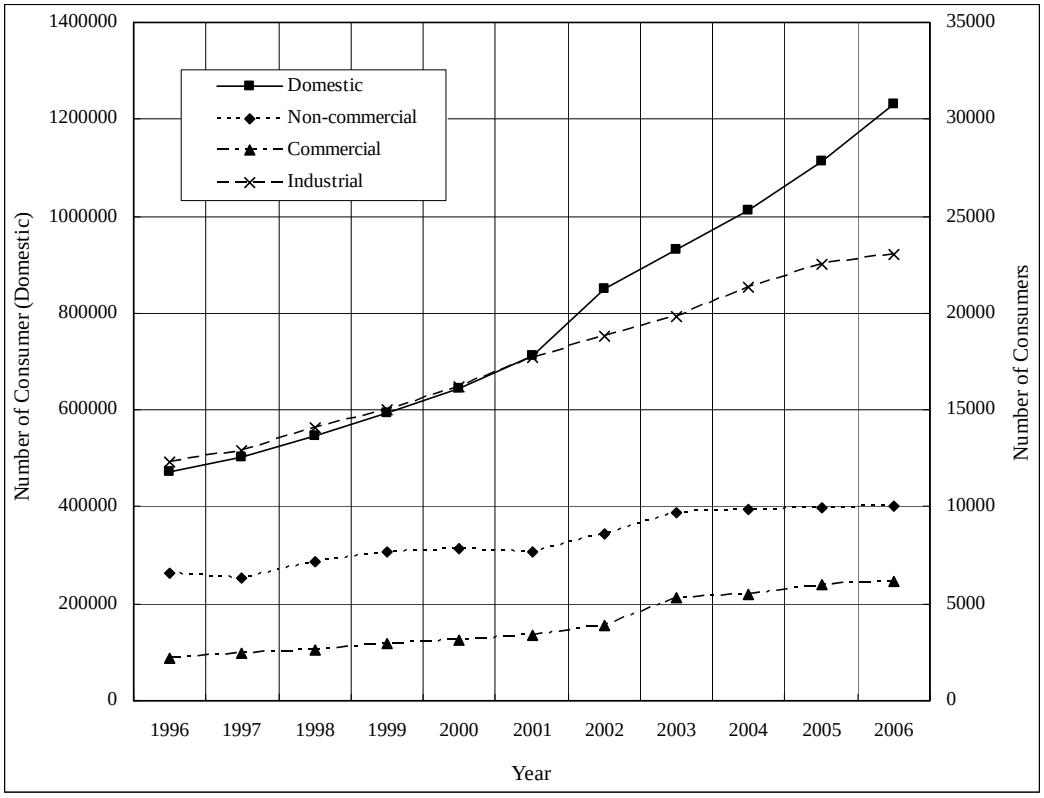
電力需要量 $= 245.9 + 1.4591 \times 10^{-3} \times$消費者数 $(R^2 = 0.99)$

Fig. 5.1.2-1 は、消費者数の各需要カテゴリーの成長の動向を示す。ほとんど変化しない一次供給およびバルク供給を除いて、各需要は毎年増加の傾向を示す。よって、消費者数を、需要想定の説明変数に採用する。

NEA では現在、消費者数を増加する対策として下記を促進している。

a. 既存の配電システムに新規消費者を接続するためのアクションは、そのアクセスが既設領域内で可能であるか、既設システムからそれほど離れていないかぎり即座にとられる。

b. ネパール国の 2003 年の電化率 21%を高めるために、現在電化の高揚を電気分野における政策課題の観点から 2 番目においている（一番目は発電設備の増加、3 番目は系統強化である）。



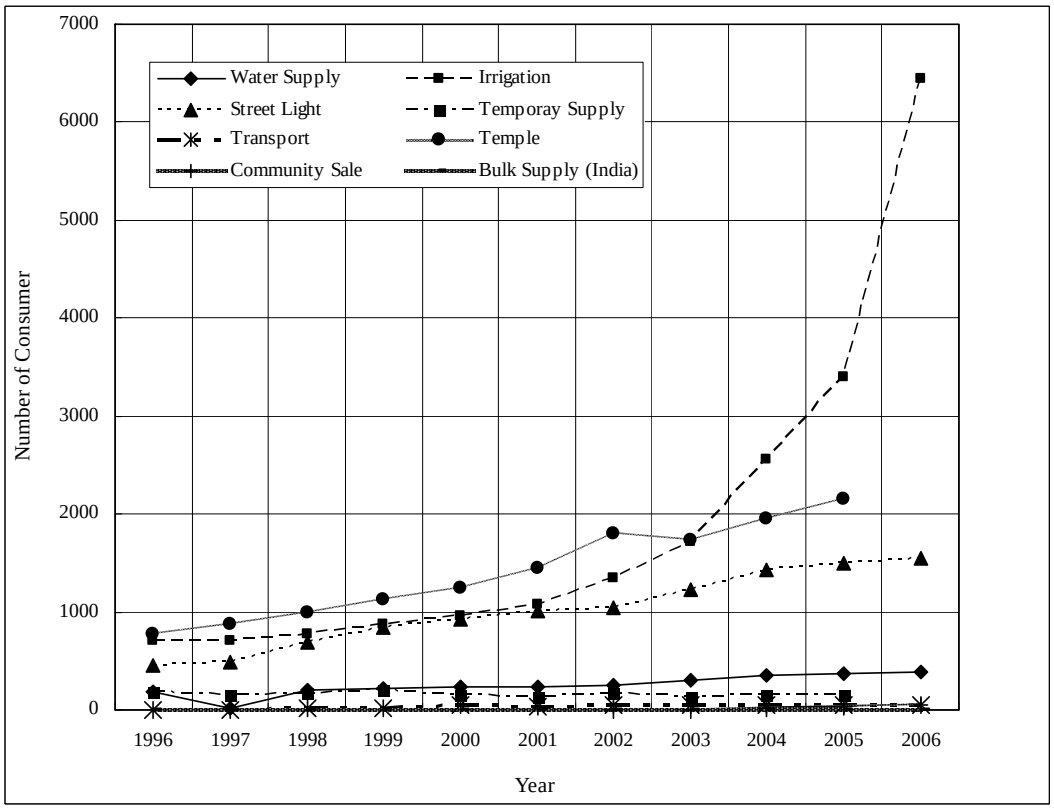


Fig. 5.1.2-1 Consumers by Categories

2) 需要電力量および消費者数

Fig. 5.1.2-2は、需要電力量と消費者数との相関結果を示す。対象期間FY1995/96 から 2005/06 の需要電力量は下式によって予測される。

需要電力量 $= -245.9 + 1.4591 \times 10^{-3} \times$ 消費者数 $(R^2 = 0.99)$

消費者数 $= 4703.8 \times N^2 + 23436 \times N + 459900$ $(R^2 = 0.99)$

ここに、N：1，2，3・・・で、FY1988 から N 年後を示す

Table 5.1.2-6 は電力需要量の算出結果を示す。

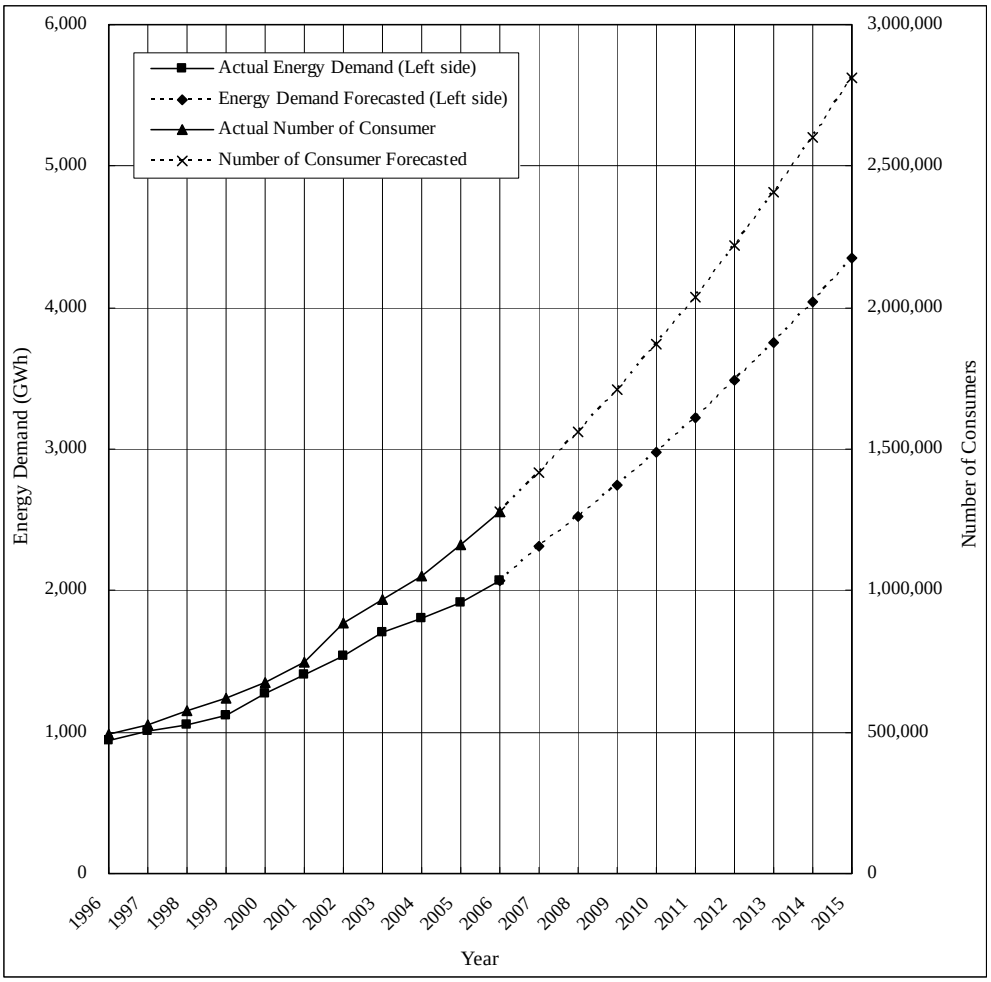


Fig. 5.1.2-2 Energy Demand and Number of Consumers

Table 5.1.2-6　Load Demand Forecast

S.No	Year	Energy Demand		Number of Consumers	
		Actual (GWh)	Forecas (GWh)	Actual	Forecast
1	1996	937		494,965	
2	1997	1,011		527,286	
3	1998	1,051		574,849	
4	1999	1,114		622,363	
5	2000	1,269		673,979	
6	2001	1,407		745,992	
7	2002	1,540		884,535	
8	2003	1,702		970,611	
9	2004	1,801		1,053,935	
10	2005	1,918		1,159,855	
11	2006	2,066		1,277,447	
12	2007		2,316		1,418,479
13	2008		2,521		1,559,510
14	2009		2,741		1,709,949
15	2010		2,974		1,869,795
16	2011		3,221		2,039,049
17	2012		3,482		2,217,710
18	2013		3,756		2,405,779
19	2014		4,044		2,603,256
20	2015		4,346		2,810,140

2015 年までの予測期間における電力需要量は、7.5%の増加率と観られる。需要電力量は、記録された実績需要に照らして毎年予測結果を精査することがなにより重要である。

(4)　送電端電力量およびピーク負荷

1)　送電端電力量

Table 5.1.2-7 は、上記で説明した損失率のスタディ結果による送電端電力量の算出結果である。

Table 5.1.2-7　Available Energy

Year	Energy Demand (GWh)	Loss Rate (%)	Available Energy (GWh)	Growth Rate (%)
2007	2,316	20.8	2,924	-
2008	2,521	19.8	3,144	7.5
2009	2,741	18.8	3,375	7.4
2010	2,974	17.0	3,583	6.2
2011	3,221	17.0	3,881	8.3
2012	3,482	17.0	4,195	8.1
2013	3,756	17.0	4,526	7.9
2014	4,044	17.0	4,873	7.7
2015	4,346	17.0	5,236	7.5
Average Growth Rate (%)				7.6

2015 年までの予測期間における送電端電力量は、6.7%の増加率と観られる。

2)　ピーク負荷

Table 5.1.2-8 は、上記で説明した負荷率のスタディ結果によるピーク負荷の算出結果を示す。

Table 5.1.2-8　Peak Load

Year	Available Energy (GWh)	Load Factor (%)	Peak Load (MW)	Growth Rate (%)
2007	2,924	53.6	623	-
2008	3,144	53.6	670	7.6
2009	3,375	53.5	720	7.5
2010	3,583	53.5	765	6.3
2011	3,881	53.4	829	8.4
2012	4,195	53.4	897	8.2
2013	4,526	53.3	969	8.0
2014	4,873	53.3	1,044	7.8
2015	5,236	53.2	1,124	7.6
Average Growth Rate (%)				7.7

2015 年までの予測期間におけるピーク負荷は 6.8%の増加率と観られる。

Fig. 5.1.2-3 に送電端電力量とピーク負荷を示す。

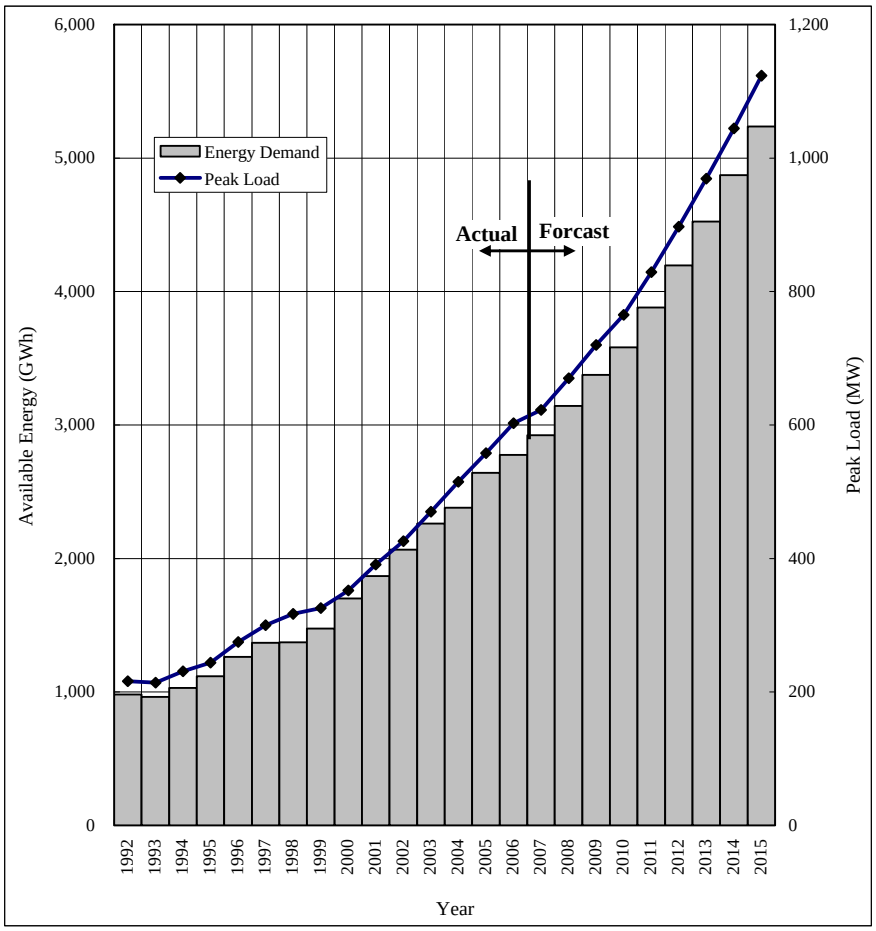


Fig. 5.1.2-3　Available Energy and Peak Load

5.1.3　NEAとJICAの比較

FY2005/06 におけるNEAおよびJICA調査団の電力需要想定結果を**Table 5.1.3-1**に、**Fig. 5.1.3-1**にNEAとJICA調査団の電力需要想定結果の比較を示す。

Table 5.1.3-1　Comparison between NEA and JICA

F.Y.	Energy (GWh)		Peak Load (MW)	
	NEA	JICA	NEA	JICA
2006*[1]	2,777.40		603.28	
2007	2,897.1	2,924	642.2	622.7
2008	3,136.6	3,144	695.3	670.0
2009	3,428.1	3,375	759.9	720.0
2010	3,698.4	3,583	819.8	765.0
2011	4,057.1	3,881	890.6	829.3
2012	4,423.3	4,195	971.0	897.3
2013	4,815.0	4,526	1,057.0	969.0
2014	5,231.2	4,873	1,148.0	1,044.4
2015	5,673.8	5,236	1,245.6	1,123.6

*1: Atual

NEA の予測は、調査団の予測よりやや大きいが、その差は FY 2015 の電力量で 8%、ピーク負荷で 10%程度である。よって、NEA の予測は妥当であると判断できる。以下、本報告書では、NEA の需要想定値を使用する。

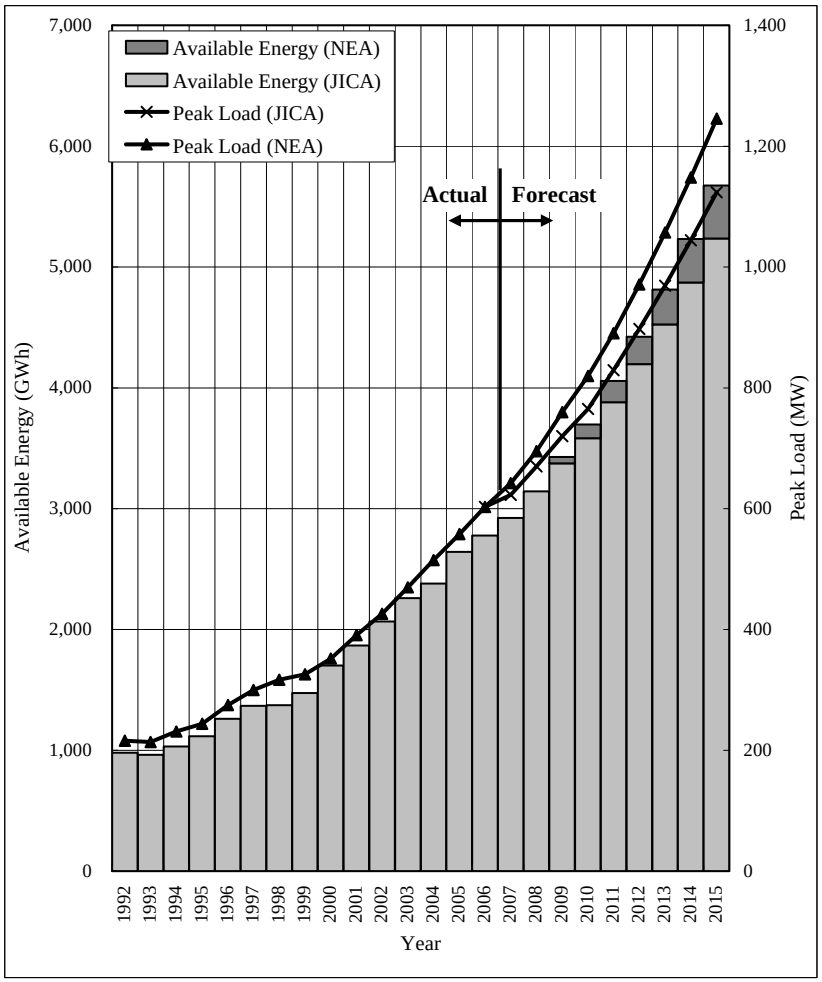


Fig. 5.1.3-1　Comparison of Energy Demand Forecast between NEA and JICA

5.2 開発計画

5.2.1 NEAによる発電拡張計画

NEA は、需要想定結果のピーク負荷と需要電力量に合致するため、FY2005/06 から FY2019/20 までの発電拡張計画を策定している。

NEAのFY2005/06 の計画を**Table 5.2.1-1**に示す。

Table 5.2.1-1 Generation Expansion Plan

FY	Project	Installed Capacity (MW)	Type*1	Developer
2006/07	Khudi	3.5	ROR	IPP, Under Construction
	Sinsne Khola	0.75	ROR	IPP, Under Construction
	Sali Nadi	0.232	ROR	IPP, Request for PPA
	Baramchi	0.98	ROR	IPP, Under Construction
2007/08	Middle Marsyangdi	70	PROR	NEA, Under Construction
	Pheme	0.995	ROR	IPP, Under Construction
	Tadi Khola	0.97	ROR	IPP, PPA concluded
	Toppal khola	1.4	ROR	IPP, Under Construction
2008/09	Lower Indrawati	4.5	ROR	IPP, Under Construction
	Lower Nyadi	4.5	ROR	IPP, Under Construction
	Mardi	3.1	ROR	IPP, PPA concluded
2009/10	Kulekhani-III	14.0	ROR	NEA, Under Construction
	Mailung	5.0	ROR	IPP, PPA concluded
	Upper Mai Khola	3.0	ROR	IPP, PPA concluded
	Daram Khola	5.0	ROR	IPP, PPA concluded
	Upper Modi	14.0	ROR	IPP, Under Construction
	Madi-I	10.0	ROR	IPP, Under Construction
2010/11	Chameliya	30.0	PROR	NEA, Under Construction
	Mewa	18.0	ROR	NEA, Planned
	Hewa	10.0	ROR	NEA, Planned
	Lower Modi	19.0	ROR	Private
	Sanjen	-	-	-
2011/12	Upper Trihuli	44.0	ROR	NEA, Planned
2012/13	Upper Tomakoshi	309.0	ROR	NEA-Private JV
2013/14	Tamor	83.0	ROR	NEA, Planned
	Upper Seti	122.0	ST	NEA, Planned
	Kankai	60.0	ST	NEA, Planned
	Upper Karnali *2	75.0	PROR	NEA-Private JV
2014/15	West Seti *3	75.0	ST	Private
2015/16	-	-	-	-
2016/17	-	-	-	-
2017/18	-	-	-	-
2018/19	Kebeli-A	30.0	PROR	Private
	Upper Marsyandgi “A”	121.0	PROR	NEA, Planned
	Likhu-4	40.0	PROR	NEA, Planned
	Upper Modi A	42.0	ROR	NEA, Planned
2019/20	Dudhi Koshi	300.0	ST	NEA, Planned

*1: ROR: Run of River, PROR: Peaking Run of River, ST: Storage
*2: Export Project (NEA 75 MW = 25% of installed capacity 300 MW)
*3: Export Project (NEA 75 MW = 10% of installed capacity 750 MW)

Table 5.2.1-2および**Fig. 5.2.1-1**は、NEAの需要想定と開発計画から算定した需給バランスを示した。供給側のFY2009/10 までは、NEAが想定した乾期の 12 月から 1 月までの各発電所の発電可能出力を合計したPeaking Capacityで、それ以降に完成する発電所については、設備出力を合計したものである。

Table 5.2.1-2　Power Development Plan

Unit: MW

FY	Existing*1	On going	Plan	Total	NEA	
					Forecast	Difference
2005/06	532.7	0.0	0.0	532.7	603.3	-70.5
2006/07	532.7	3.6	0.2	536.6	642.2	-105.6
2007/08	532.7	75.5	1.2	609.4	695.3	-85.9
2008/09	532.7	81.6	4.2	618.5	759.9	-141.4
2009/10	532.7	113.6	16.5	662.8	819.8	-157.0
2010/11	532.7	143.6	46.9	723.2	890.6	-167.4
2011/12	532.7	143.6	90.9	767.2	971.0	-203.8
2012/13	532.7	143.6	399.9	1,076.2	1,057.0	19.2
2013/14	532.7	143.6	739.9	1,416.2	1,148.0	268.2
2014/15	532.7	143.6	814.9	1,491.2	1,245.6	245.6
2015/16	532.7	143.6	814.9	1,491.2	1,336.1	155.1
2016/17	532.7	143.6	814.9	1,491.2	1,445.1	46.1
2017/18	532.7	143.6	814.9	1,491.2	1,561.1	-69.9
2018/19	532.7	143.6	987.9	1,664.2	1,678.5	-14.3
2019/20	532.7	143.6	1,287.9	1,964.2	1,804.0	160.2

*1: Excluding Import from India 50 MW

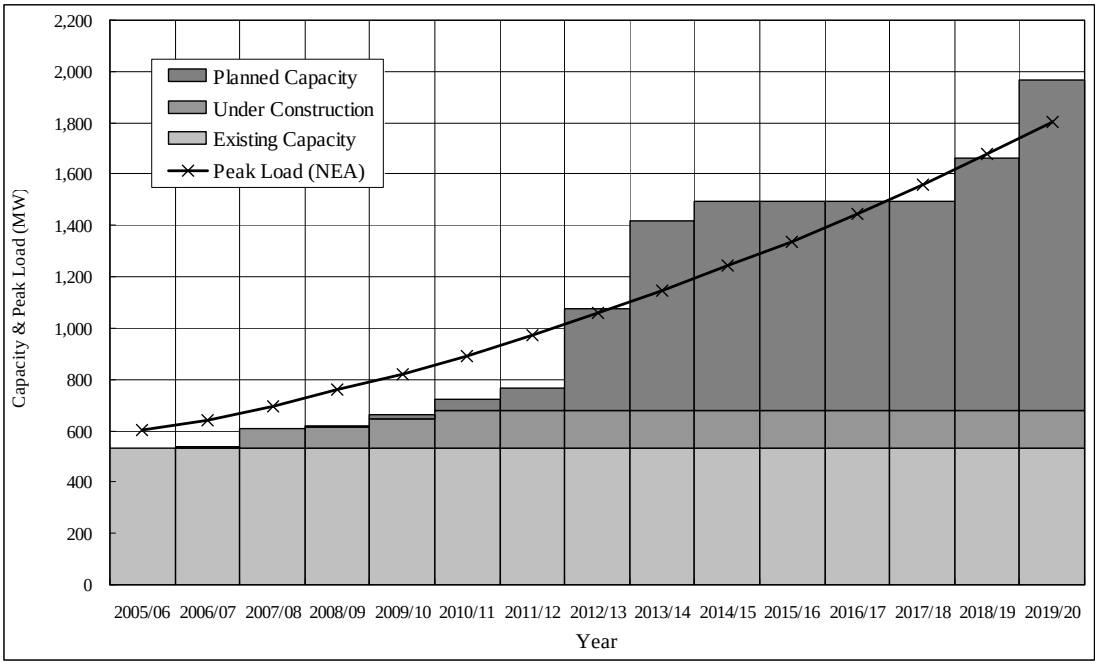


Fig. 5.2.1-1　Capacity of Generation and Peak Load

この開発計画では、需給バランス状況はUpper Tamakoshiが完成するFY2012/13まで逼迫し、インドからの輸入電力で不足分を補填するか計画停電をすることとなる。

5.2.2 NEAによる送電設備計画

(1) 電力送電設備計画

Table 5.2.2-1に2005年に作成された電圧33 kV以上で送電される発電設備からの電力送電設備計画を示す。

Table 5.2.2-1 Transmission Line Projects for Power Evacuation

Name	Connection	Voltage (kV)	No. of Circuits	Word Code	Distance (km)
Khudi	Khudi Bazaar	33	s/c		7
Sisne Khola	Jhumsa (Dobhan VDC)	33	s/c		
Pheme	-	33			3
Lower Nyadi	Nyadi Bazar	33			18
Lower Indrawati	Indrawati	66			0.2
Mailung	Chilime – Trishuli	66			3.2
Mardi	Baskot	33			5.5
Thoppal Khola	Jare Substation	33			10
Kulekhani III	Hetauda s/s	132	s/c		4
Upper Modi	Modi Khola – Pokhara	132	s/c		4
Daran Khloa	Tamghas	33			21
Lower Modi	Modi	132	s/c	Bear	4.5
Madi-1	Lekhnath (New Pokhara)	132	s/c	Bear	7.2
Hewa	Kabeli-A	132	s/c	Bear	8.8
Mewa	Tamor Power House	132	s/c	Bear	9
Rahughat	Pokhara	132	s/c		66
Upper Marsyangdi A	Middle Marsyandgi	132	s/c		20
Kabeli-A	Duhabi	132	d/c		129
Tamor	Kabeli	132	d/c	Bear	19
Likhu-4	Khimti 1	132	d/c		25
Chameliya	Ataria	132	s/c	Bear	127
Upper Modi A	Modi	132	s/c	Bear	7.5
Budhiganga	Ataria	132	s/c	Bear	47
Upper Seti	New Bharatpur	220	d/c		43
Upper Tomakoshi	Khimti	220	d/c		47
300MW Dudhkosi-1	Dhalkebar	220	d/c		93
180MW Andhi Khola	Butwal	132	d/c		64

Source: Report on Transmission Planning Study 2005

(2) 送電設備増強計画

送電線の増強計画は、電力系統拡張に最初の優先を与えられるべき最も重要な課題の一つである。

Table 5.2.2-2に 2005 年に作成された送電設備増強計画を示す。

Table 5.2.2-2 Transmission Plans for System Reinforcement

No.	Voltage (kV)	From	To	Notes
1	132	Butwal	Sunauli	New line
2	132	Birgunj corridor		
3	132	Thankot	Bhaktapur	New line
4	220	Khimti	Dhalkebar	New line
5	132	Kohalpur	Lamahi	Second circuit
		Lamahi	Shivapur	Second circuit
		Shivapur	Butwal	Second circuit
6	220	Bardghat	Hetauda	New line
7	220	Bardghat	Butwal	Second circuit
8	132	Tamor	Mewa	New line
		Mewa	Kabeli	New line
		Kabeli	Hewa	New line
		Hewa	Duhabi	New line
9		KL-3	Thankot	Second circuit add.
10	220	New Bharatpur	Hetauda	
11	132	Siuchatar	Thankot	Second circuit add.
12	220	Thankot	Hetauda	New line
13	220	Thankot	Hetauda	Second circuit

Source: Report on Transmission Planning Study 2005

Fig. 5.2.2-1は、本プロジェクトが新規 220 kV Bharatpur変電所に連系されたとして電力送電に関する送電線プロジェクトをカバーしたFY2018/19 における送電システムおよびシステム強化を要する送電線を示す。

上記送電システム強化が完成されたとしてもいくつかのボルトネックは残される。

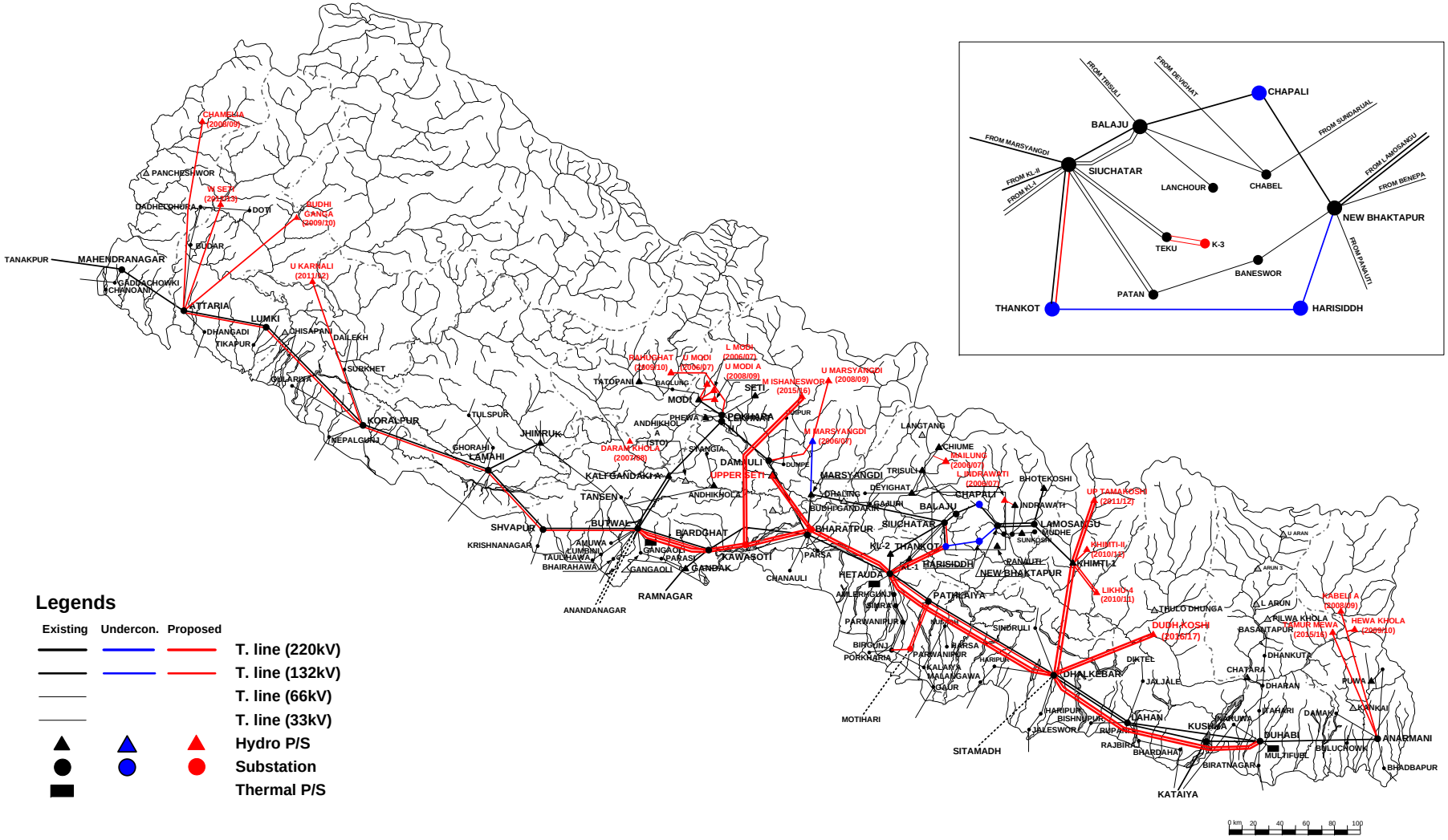


Fig. 5.2.2-1 Transmission System (End of Year 2018/19)

5.2.3 ピーク継続時間の検討

ネパール国の発電設備の多くは、ピーク発電が出来ない流込式発電である。本計画は、ネパール国の増大する電力需要(ピーク負荷)に対応するためのピーク対応発電所である。この章では、本発電所に求められるピーク継続時間の検討を行う。なお、NEA による F/S では、6 時間としている。

ピーク継続時間の検討にあたっては、月別ピーク負荷、負荷形状および負荷継続曲線より求めることとする。

(1) ピーク負荷

ネパール国のピーク負荷は、**Fig. 4.5.1-3** より、乾期の 12 月から 3 月までに発生しており、これまでの最大ピーク負荷は、2006 年 1 月 12 日 18 時 30 分に 603.28 MWが記録されている。FY2003/04 から 2005/06 のピーク負荷が記録された日の日負荷曲線を**Fig. 5.2.3-1**に示す。

(2) 負荷形状

ネパール国の負荷形状については、**Fig. 4.5.1-5**および**Fig. 5.2.3-1**より、夕方にピーク負荷が発生する典型的な民生需要である。また、調査団の調査結果では、今後、大きな需要となる工場等の建設計画も予定されていない。このため、ネパール国においては、民生需要型の負荷形状が続くものと思われる。

(3) 負荷継続曲線

1) 日負荷継続曲線

ピーク負荷を記録した 2006 年 1 月 12 日の負荷継続曲線を**Fig. 5.2.3-2** に示す。合わせて、FY2003/04 および 2004/05 のピーク負荷を記録した 2003 年 12 月 3 日および 2004 年 12 月 8 日の負荷継続曲線も示す。

2) 年負荷継続曲線

FY2004/05 および 2005/06 における年負荷持続曲線を**Fig. 5.2.3-3**に示す。

ネパール国の需要予測は、**5.1**で述べているが、この需要予測を基にアッパーセティが投入されるFY2013/14 時点の負荷曲線および負荷持続曲線を**Fig.5.2.3-4**に示す。

過去 3 年間の負荷曲線より、夕方のピーク負荷時の時間帯が年々増加している。また、この傾向は、負荷継続曲線においても確認できる。**Fig. 5.2.3-2**、**-3**および**4**よりピーク継続時間は、少なくとも 5 時間は必要となるが、朝方の負荷およびピーク負荷時間帯の増加等を考慮し 6 時間が妥当と判断とする。

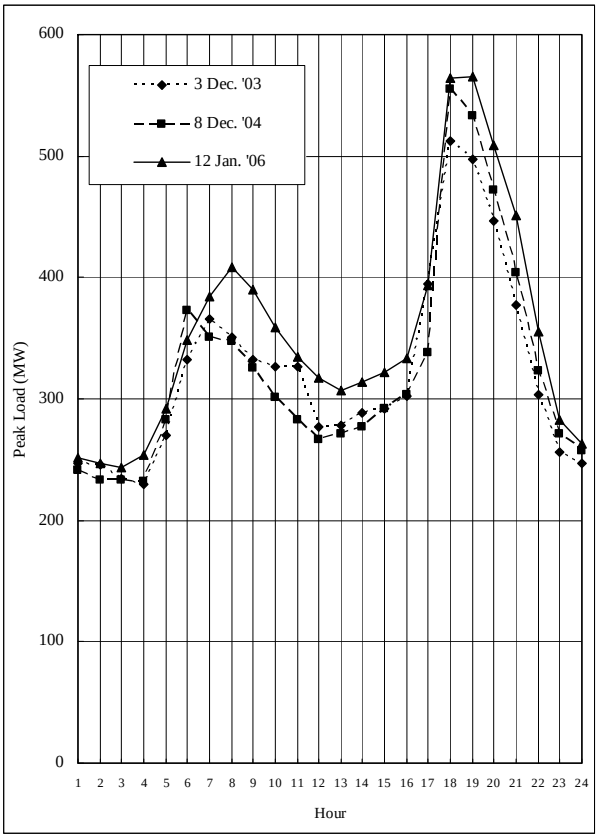


Fig. 5.2.3-1 Daily Load Curve (12 Jan. 2006)

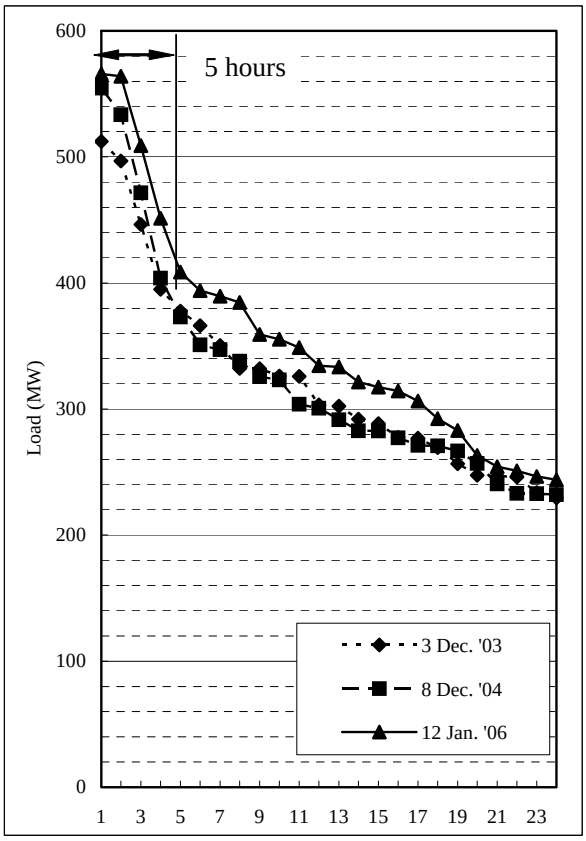


Fig. 5.2.3-2 Load Duration Curve (12 Jan. 2006)

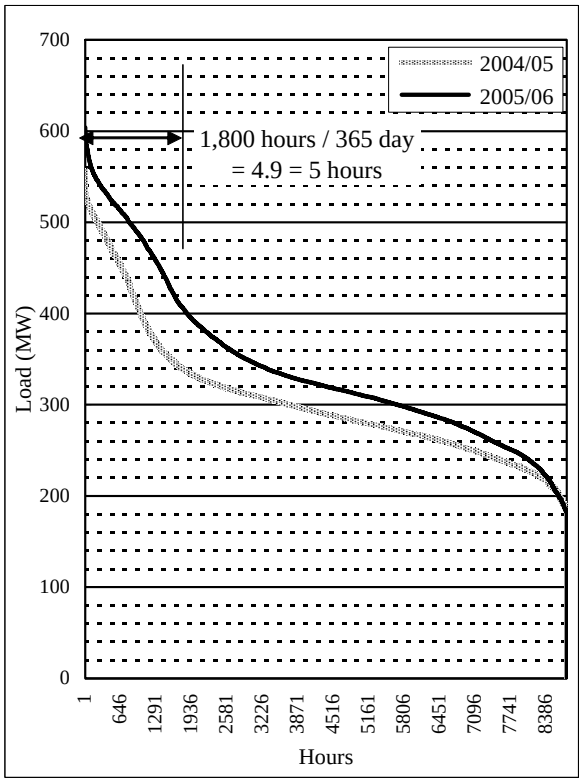


Fig. 5.2.3-3 Yearly Load Duration Curve (2004/05 and 2005/06)

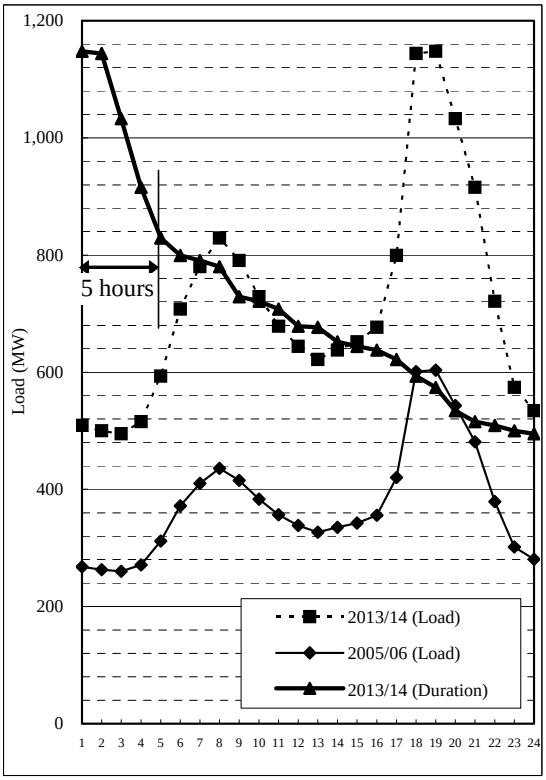


Fig. 5.2.3-4 Daily Load and Duration Curve on 2013/14

5.2.4 送電計画のレビュー

(1) 送電システムの概要

2004 年度後半におけるNEAにおける電力系統は**Fig. 5.2.4-1**に示される。電力系統マップは**4.1**項 “組織”の**Fig. 4.1-4**に示したとおりである。

NEAにおける電力系統は**5.3.4**項“基幹送電線開発計画からの検討”において記述するが、低い信頼性に起因した由々しき状況におかれ、年間に数多いシステム停止の運転実績経験があり、系統信頼性の向上は信頼できる給電運用達成のため改善すべき最も重要な課題の一つとなっている。

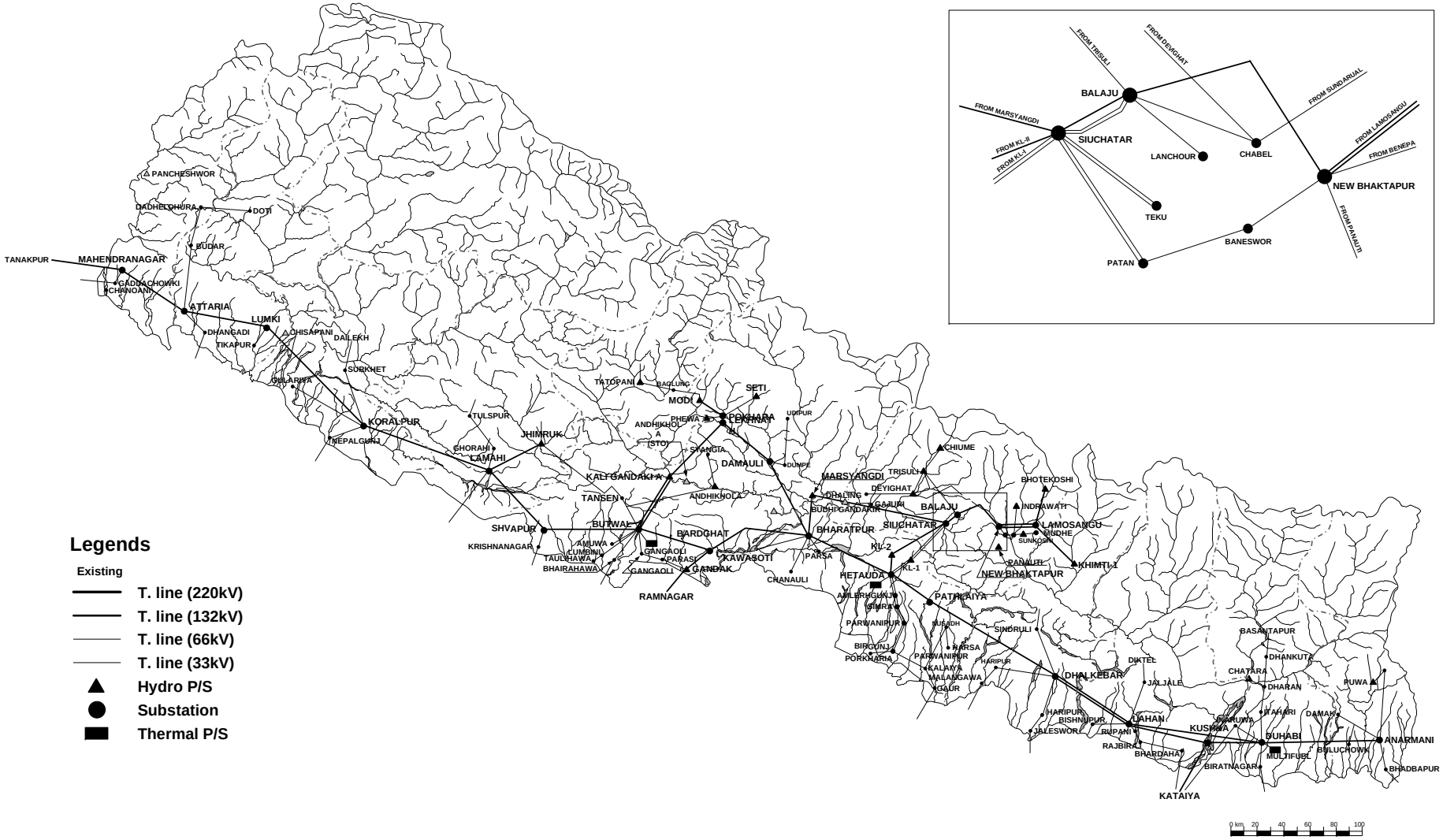


Fig. 5.2.4-1 Existing Transmission Line System

(2) JICA 調査団による NEA の既存計画スタディのレビュー

1) NEA の送電線スタディ

基本送電スタディおよび送電線ルート選定は、2004 年 7 月 NEA が作成した本プロジェクト Upgrading F/S Vol. 5 "Power Evacuation Study and Transmission Route Alignment" で報告されている。

本プロジェクトの送電線計画は、**Table 5.2.4-1** および**Fig. 5.2.4-2**に示したように 4 つの代案が提案されている。

Table 5.2.4-1 Transmission Scheme of the Upper Seti Project

No.	From	To	Voltage (kV)	Distance (km)
1	Upper Seti Storege Hydroelectric Plant	Bharatpur Substation	220	43
2	Upper Seti Storege Hydroelectric Plant	Kawasoti Substation	220	47
3	Upper Seti Storege Hydroelectric Plant	Thankot Substation	220	120
4	Upper Seti Storege Hydroelectric Plant	Hetauda Substation	220	112

NEA のスタディは、以下のように 2 つの異なる計画法の組み合わせで構成されている。

-方法 1： 最適導体サイズおよび電圧レベルを決定する直接マトリクス計算、送電線の km ごとの資本費用をベースにおく。

-方法 2： 計画ソフトウェア PSS/E を用いたシステムスタディ。最適化は変電所向け負荷予測および NEA 最小費用発電拡大プロジェクトどおり発電プロジェクトで全体システムに関する費用・コストをベースにおく。

上記 NEA の送電計画のスタディ結果は、No.1 の Upper Seti Storage Hydroelectric Plant から Bharatpur Substation 間が最適な送電計画としている。

2) JICA による送電線スタディのレビュー

下記事項は、調査団のレビュー（以下レビュー・スタディという）である。

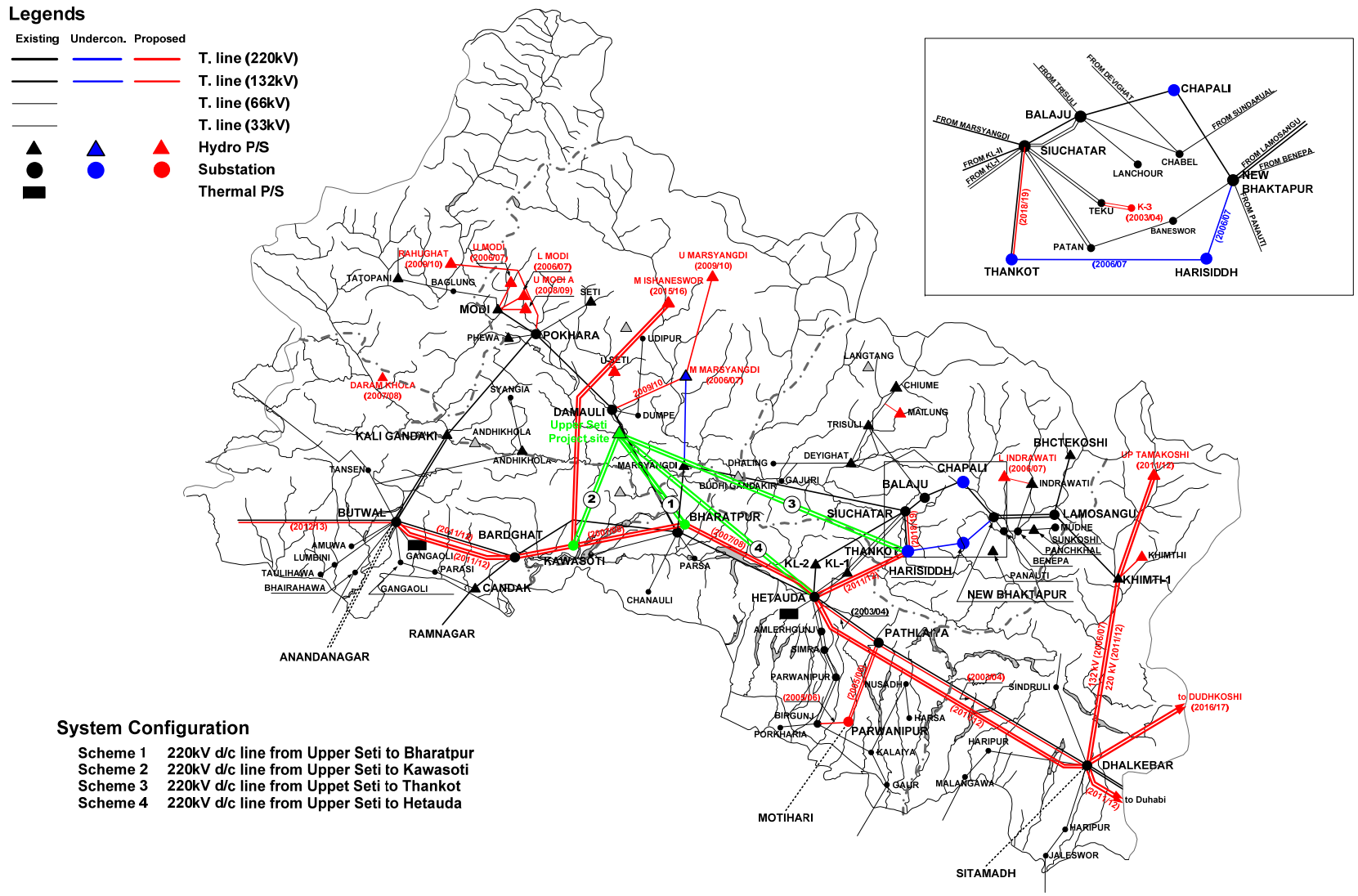
調査団では、以下の事項を考慮した。

a) 接続先の変電所の位置

アッパーセティ水力発電計画の発電電力は、需要地帯であるネパール国の東部工業地帯およびカトマンズ方面に送電することとなる。このため、変電所位置については、アッパーセティ水力発電計画地点より東側に位置する変電所 Bharatpur・Thankot および Hetauda が合理的である。

b) NEA の送電計画

既にNEAは、**Table 5.2.2-2**に示したようにアッパーセティ水力発電所完成前にBharatpurからHetauda間に 220 kV送電線 2 回線の建設を計画している。


Legends
Existing
Undercon.
Proposed
T. line (220kV)
T. line (132kV)
T. line (66kV)
T. line (33kV)
Hydro P/S
Substation
Thermal P/S
System Configuration
Scheme 1 220kV d/c line from Upper Seti to Bharatpur
Scheme 2 220kV d/c line from Upper Seti to Kawasoti
Scheme 3 220kV d/c line from Uppet Seti to Thankot
Scheme 4 220kV d/c line from Upper Seti to Hetauda
CHAPALI
BALAJU
SIUCHATAR
CHABEL
LANCHOUR
NEW BHAKTAPUR
TEKU
K-3 (2003/04)
BANESWOR
PATAN
THANKOT
HARISIDDH
(2006/07)
(2018/19)
FROM DEVIGHAT
FROM TRISULI
FROM MARSYANGDI
FROM KL-II
FROM KL-I
FROM SUNDARIJAL
FROM LAMOSANGU
FROM BENEPA
FROM PANAUTI
RAHUGHAT (2009/10)
U MODI (2006/07)
L MODI (2006/07)
U MODI A (2008/09)
U MARSYANGDI (2009/10)
M ISHANESWOR (2015/16)
M MARSYANGDI (2006/07)
TATOPANI
BAGLUNG
MODI
SETI
PHEWA
POKHARA
UDIPUR
USETI
DARAM KHOLA (2007/08)
SYANGIA
DAMAULI
Upper Seti Project site
DUMPE
KALI GANDAKI
ANDHIKHOLA
TANSEN
MARSYANGDI
DHALING
GAJURI
BUDHI GANDAKIR
LANGTANG
CHIUME
MAILUNG
TRISULI
DEVIGHAT
BHCTEKOSHI
L INDRAWATI (2006/07)
UP TAMAKOSHI (2011/12)
INDRAWATI
LAMOSANGU
MUDHE
SUNKOSHI
PANCHKHAL
BENEPA
PANAUTI
KHIMTI-I
KHIMTI-II
BUTWAL
(2012/13)
AMUWA
LUMBINI
TAULIHAWA
BHAIRAHAWA
GANGAOLI
PARASI
BARDGHAT
KAWASOTI
CANDAK
RAMNAGAR
ANANDANAGAR
BHARATPUR
PARSA
CHANAULI
KL-2
KL-1
HETAUDA
AMLEKHGUNJ
SIMRA
PARWANIPUR
NUSADHI
BIRGUNJ
PORKHARIA
PATHLAIYA
SINDRULI
HARSA
KALAIYA
GAUR
MALANGAWA
HARIPUR
DHALKEBAR
to DUDHKOSHI (2016/17)
to Duhabi
JAILESWOR
MOTIHARI
SITAMADH
(2003/04)
(2005/06)
(2006/07)
(2007/08)
(2009/10)
(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)
(2032/33)
(2033/34)
(2034/35)
(2035/36)
(2036/37)
(2037/38)
(2038/39)
(2039/40)
(2040/41)
(2041/42)
(2042/43)
(2043/44)
(2044/45)
(2045/46)
(2046/47)
(2047/48)
(2048/49)
(2049/50)
(2050/51)

c) 送電距離

送電線は、同じ仕様であればその距離が長ければ長いほど送電損失および工事費が増加する。また、電力系統面からも安定度が悪くなる。

また、回線数については、次のように考えられる。

a) 1 回線の場合、線路事故が継続すると NEA のシステムは、送電が回復するまで深刻な供給障害を引き起こすので、2 回線路が勧めれれる。

b) 代表的な 2 回線線路のすべての事故の約 90%は 1 回線のみに影響を及ぼす。2 回線線路はこのことから、信頼性において 2 つの 1 回線線路に非常に接近するものとなるが、2 つの 1 回線線路は費用がかかり地益権の増加を伴う。なお、NEA の計画指標は 2 回線線路の 2 回線同時故障は、通常起こる事象に含まれるべきでないことを示唆したものとなっている。

以上のことから、本プロジェクトの送電計画はアッパーセティ発電所から Bharatpur 変電所への 220 kV Bison 2 回線線路が最適と考えられ、NEA による本プロジェクトの送電スタディ結果は妥当であると判断できる。

5.3 電力開発調査から見たプロジェクトの妥当性の検討

これまで述べた電力調査の結果から、電力開発計画から見た本プロジェクトの妥当性を検討する。

5.3.1 電力需給面からの検討

NEA における電力系統は、厳しい需給バランスに直面しており、この状況は例え電源開発計画が予定通り達成されたとしても 2012/13 年までは、計画停電とインドからの輸入電力に依存することになる。

Table 5.3.1-1に本プロジェクトの運転開始時期までの需給バランスを示す。

Table 5.3.1-1 Demand and Supply Balance up to FY 2013/14

(Unit: MW)

	05/06	06/07	07/08	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14
Peak Load	603	642	695	760	820	891	971	1057	1148
Peaking and/or Install Capacity	583	587	659	669	713	762	806	1,115	1,455
Surplus power	-20.5	-56	-36	-91	-107	-128	-165	58	307

しかしながら、この需給バランスには、以下の不確定要素が含まれている

a. 供給側の Peaking Capacity は FY 2009/10 までは乾期の 12 月および 1 月に発電可能な出力が NEA により想定されているが、それ以降に完成する水力発電所には設備出力がそのまま加えたもので、乾期における発電能力ではない。

b. さらに、渇水年では、発電能力が例年よりも低下する[1]。

c. **Table 5.2.1-1**に示した開発計画では、FY 2013/14 までに約 1,070 MWの水力発電所が新設されることになっているが、このうちNEAが開発主体となるものは、約 500 MWと設備出力で 50%弱である。残りは民間事業者（IPP）による開発となっている。IPPプロジェクトは、電力販売協定（Power Purchase Agreement、PPA）の中に、実施時期についてのIPP側の保証がないため、これまでの事例から遅延する可能性がある。

よって、FY 2013/14 での予備力 307 MW は、乾期にそのまま保持されるわけではなく、ピーク対応の発電所として、本計画は重要となる。

[1] 極端な例ではあるが、FY05/06 は 30 年来の渇水年いわれ、NEAは 2006 年 1 月末から週 17 時間の停電を、3 月下旬には週 29 時間の強制停電を実施した。3 月下旬の主要水力発電設備の能力は、設備出力の 40%以下となった。

5.3.2 電力品質面からの検討

ネパール国における電力品質面に関する検討は、以下の項目により検討する。

- 系統周波数
- 系統電圧
- システムに起因する停電

5.3.2.1 系統周波数

2003 年 7 月 16 日から 2004 年 7 月 17 日にかけて記録したNEA電力系統のカトマンズ盆地におけるSiuchatar変電所の運転記録および 2004 年 7 月 16 日から 2005 年 2 月 11 日にかけて同構内の中央給電指令所（LDC: Load Dispatching Center）で記録した日間最大および最小周波数の実績を**Fig. 5.3.2.1-1** に示す。

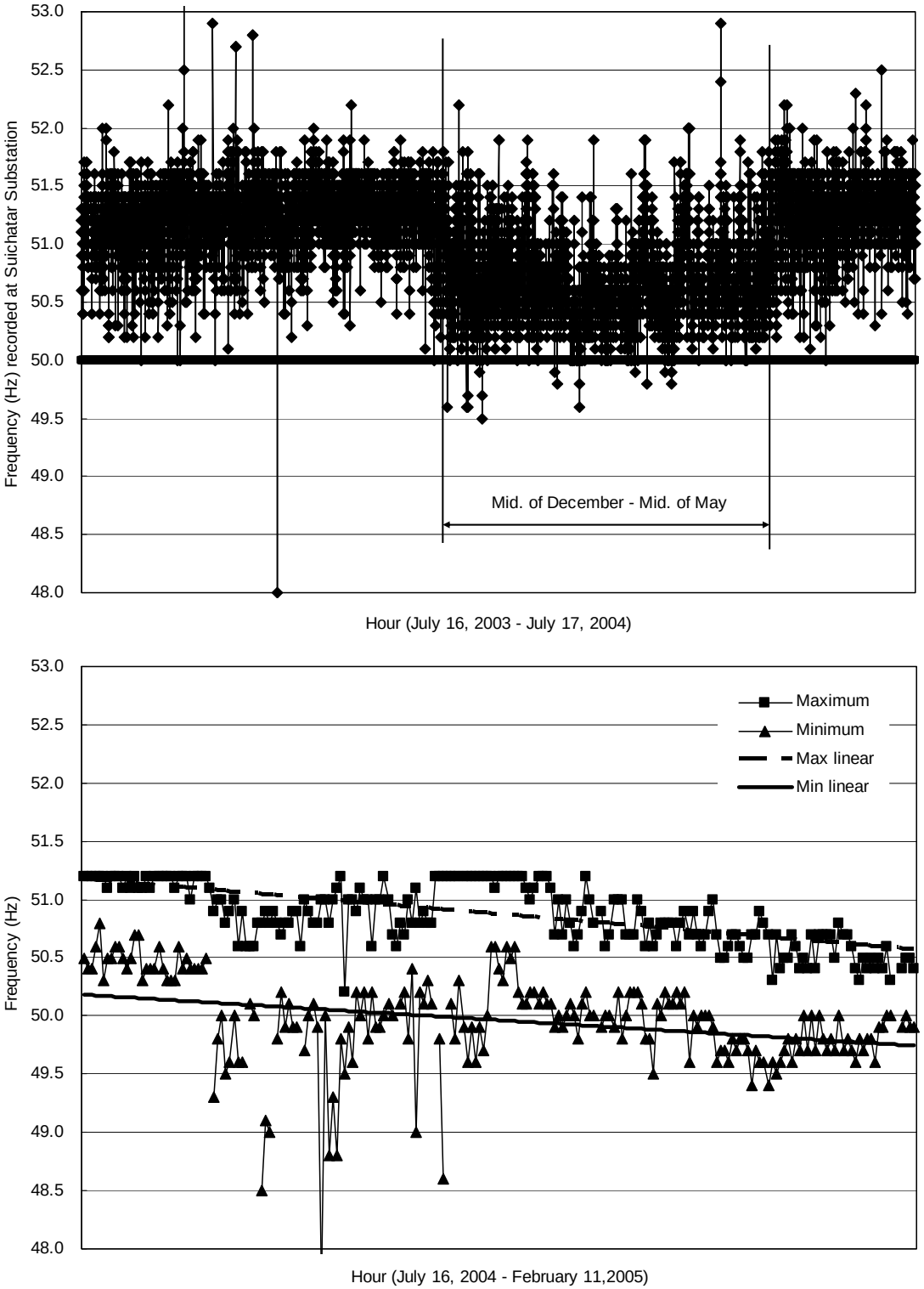


Fig. 5.3.2.1-1　Frequency Variation

前者の変電所の運転記録からも判断されるように、2003 年から 2004 年にかけての周波数変動はかなり大きく、年間では雨期が高く乾期は低くなるように、また全体を通じて定格周波数（50Hz）を下回らないように維持運用されている。

NEA の系統周波数は、運用指針値 50+/–1.0%（49.5–50.5Hz）で制御され、中間運用（昼間）帯ではこの指針値で運用されているが、ピーク負荷（夕方）帯になると急激な負荷増加により、指針値を維持することが困難となり、電気規則（Electricity Regulation, 1993）に規定されている規定値である 50+/–2.5%（48.75–51.25Hz）内で維持されている。

この系統周波数の状況は、定格値（50Hz）を超えた周波数を維持しながら、中心周波数は雨期（7 月）から乾期（翌年 2 月）にかけて徐々に低下する傾向となっている。

このため系統周波数は、年間を通じてプラスシステム時間となるように運用管理されていることを意味する。

現状における系統周波数の個別要因は、以下の通りとなっている。

(1) 自動周波数制御機能

現状の自動周波数制御機能は、年間を通じて Kulekhani-I, Kulekhani-II（ともに Storage）および Marsyangdi (PROR: Peaking Rum-Off-River) 水力発電所の自動発電制御（ガバナーフリー運転）に依存している。中央給電指令所からのオンライン制御は、2005 年 3 月時点では実用化されていない。

Kulekhani-I（ペルトン水車：Pelton Turbine）、Kulekhani -II（フランシス水車：Francis Turbine）およびMarsyangdi（フランシス水車：Francis Turbine）の運転開始は、それぞれ 1982 年、1986 年および 1986 年であり、当初、各発電所の調速機（ガバナー：Governor）は、機械式のため応答速度に問題がありガバナフリー運転には不向きなものであった。このためNEAでは、Kulekhani-IIおよびMarsyangdiの両発電所の調速機を機械式から応答特性に優れたデジタル式に更新し運用を開始した。自動発電制御の速度調定率[2]（Speed regulation）は、各発電所共 5%となっている。

(2) 系統定数[3]（Power-frequency constant）

NEA における電力系統の系統定数は、7–10%であると推定されている。前者の 7%はピーク負荷の運用を除く運用帯に適用され、後者の 10%はピーク運転時に適用されるとしている。実系統による本定数の試験経験はないため、本定数は世界における実系統運用の実績から得られた経験的な値を採用している。

(3) 単位負荷

系統周波数の変動に起因するような大きな単位負荷はない。最も大きな単位負荷は、昼間変則的に運転され夜間には運転されないセメント工場の 5 MW である。

(4) システム負荷率

1974 年から 2006 年までのシステム負荷率を**Table 5.3.2.1-1**に示す。

[2] 速度調定率とは、発電機の出力が変化した場合、速度がどの程度変化するかを示す比。
[3] 系統定数とは、電力系統の発電力と電力需要との不平衡量と周波数変化量との関係を表す定数。

システム負荷率は2000年の産業負荷の急激な増加を反映して51.6%から55.2%にシフトしたがその後は徐々に下げてきている。この傾向は**5.1.2(1)**“負荷率”で述べたように、民生用負荷の成長が大きく低下しない限り52%またはそれ以下で継続すると想定される。このことはピーク負荷の急激な上昇が今後さらに加速されることとなり、系統周波数制御は自動発電制御（ガバナーフリー運転）に依存したシステムではさらに困難になるといえる。

Table 5.3.2.1-1　Load Factor

F.Y.	LF(%)	F.Y.	LF(%)	F.Y.	LF(%)	F.Y.	LF(%)	F.Y.	LF(%)
1974	42.4	1981	51.8	1987	51.7	1993	51.4	2000	55.2
1975	45.9	1978	51.8	1985	58.0	1994	50.9	2001	54.5
1976	49.9	1982	53.5	1988	50.9	1995	52.3	2002	55.4
1977	51.6	1983	59.0	1989	51.2	1996	52.4	2003	54.9
1978	51.8	1984	55.4	1990	50.2	1997	52.1	2004	52.8
1979	53.6	1985	58.0	1991	50.7	1998	49.4	2005	54.1
1980	55.1	1986	50.7	1992	51.9	1999	51.6	2006	52.6

(5)　周波数の運用

NEAにおける電力系統の系統周波数は、**Fig. 5.3.2.1-1**からもわかるように、ピーク負荷の時間帯にもかかわらず年間を通じてプラスシステム時間で運用されており、このプラスシステム時間で運用される時間はかなり長くなっている（面積が大きい）。プラスシステム時間は、系統周波数が定格値（50Hz）よりも上昇していることであり、上昇分（面積分）のエネルギーは、高価な火力発電プラントの運転によって補っている。NEAにおける電力系統は、この上昇分だけ無駄なエネルギーを消費しているシステムであることを意味している。

NEA における電力系統を良質な系統周波数にするための対応策を以下に示す。

- 適切な自動周波数制御原資の確保
- 系統周波数の許容運用値内の維持
- 有効電力の制御システムの改善
- プラスシステム時間運転の低減

1)　自動周波数制御原資の確保

短時間に急速に立ち上がるピーク負荷および系統周波数の変動に対応するため、年間を通じて安定した系統周波数を維持するため、自動周波数制御原資として周波数変動の吸収をする別原資を確保することが重要である。

本プロジェクトは、貯水池式水力として計画されており、短時間に急速に立ち上がる

ピーク負荷への応答および系統周波数の変動吸収の機能を維持することができ、自動周波数制御の供給予備力を確保するため有用である。本発電所は 2014 年時点でピーク時間帯に約 1Hz 系統周波数を調節できる能力を有している。

また、本プロジェクトによって自動周波数制御の供給予備力を確保できるため、周波数調整用の発電所として運用されている Kulekhani-I, Kulekhani-II および Marsyangdi 水力発電所の役割を緩和できる。

2) 系統周波数の許容運用値内の維持

ピーク負荷時間帯に系統周波数を安定させるかは系統運用に関する最重要課題の一つである。現状の自動発電制御に依存した周波数制御システムには限界があり、NEA はピーク負荷時間帯において制御失敗を避けるために現状システムを改善する事が強く求められる。

このため､現状 5%に設定されている水力発電所の速度調定率を 5%から 3%に変更し、新しいセット値が良い結果を産み出すのかどうかの試験運用を開始することが求められる。

本プロジェクトは、出力が大容量で貯水池式であることから、この特徴を最大限に利用しピーク負荷時間帯の系統周波数を安定にするのに非常に有効である。

3) 有効電力の制御システムの改善

NEA の有効電力の制御システムは、各発電所に設置された自動発電制御（ガバナーフリー運転）がそれぞれ個別に制御するオフラインシステムである。この制御では、各発電所の個別制御により、お互いの発電所で有効電力を調整しあう循環制御を行う可能性がある。このため、既存のオフラインシステムから中央給電指令所からのオンラインシステムに機能を改善することが必要である。

4) プラスシステム時間の低減

プラスシステム時間を産み出す原因は、系統周波数制御システムの機能の問題、ガバナー動作の応答遅れおよび手動運転による制御失敗等にあるといえる。

NEA は、系統周波数を改善することにより、上昇分を補っている高価な火力発電プラントの運転による燃料の節約が可能となり、天然資源および火力発電設備の燃料節約面からプラスシステム時間となるような系統運用は良い結果をもたらさない事実を十分に認識する必要がある。

本プロジェクトは、中央給電所の制御システムと本プロジェクトの制御システム間に適切なオンラインシステムを構築することにより制御失敗を防ぐのに役に立つ。

5.3.2.2 系統電圧

2004 年 12 月 8 日 18 時 26 分に記録した潮流図を**Fig. 5.3.2.2-1**に、2003 年 7 月 16 日から 2004 年 7 月 17 日にカトマンズ盆地のSiuchatar変電所の 132kV母線および本プロジェクト近傍のDamauli変電所の 33kV母線で記録した電圧変動の状況を**Fig. 5.3.2.2-2**に示す。

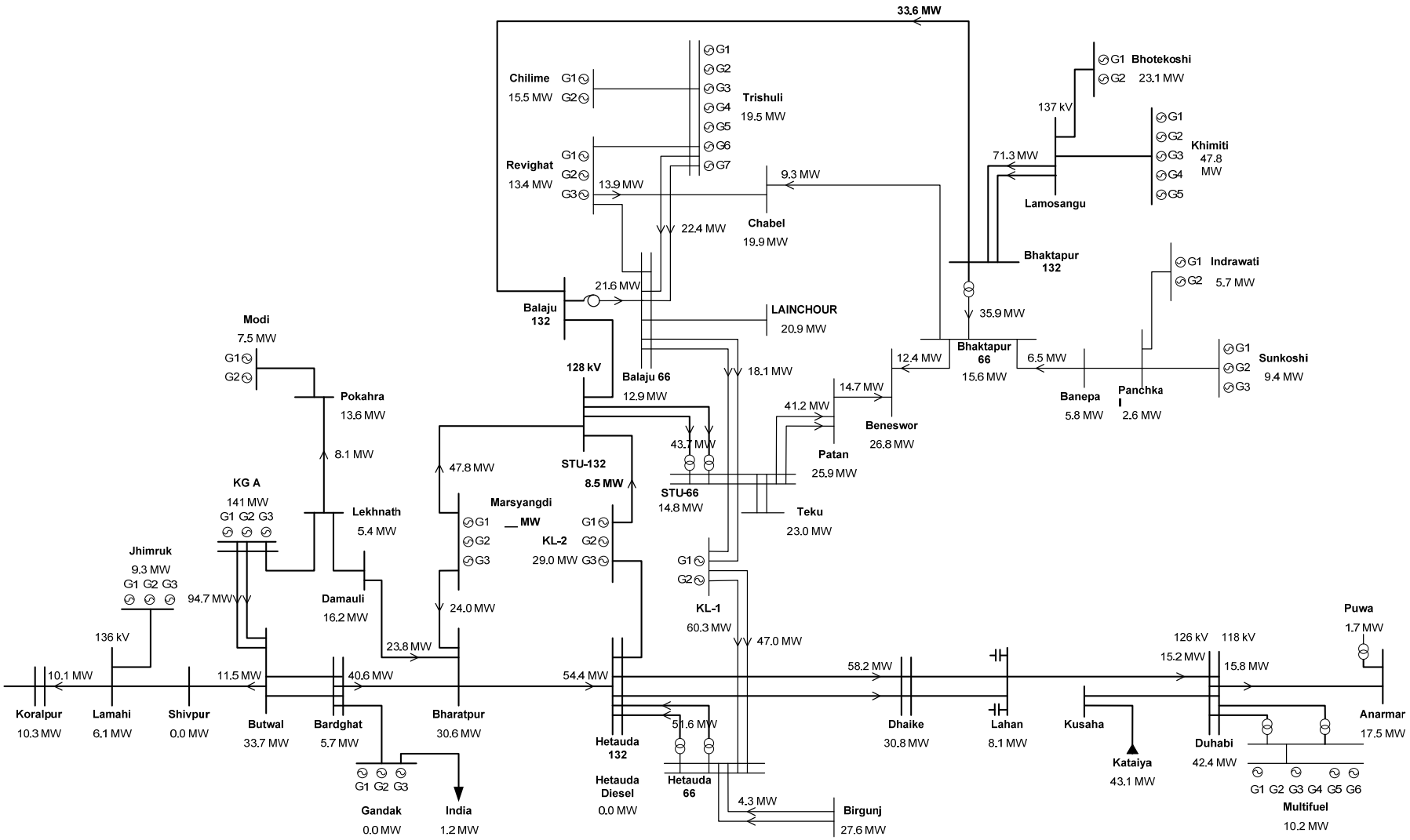
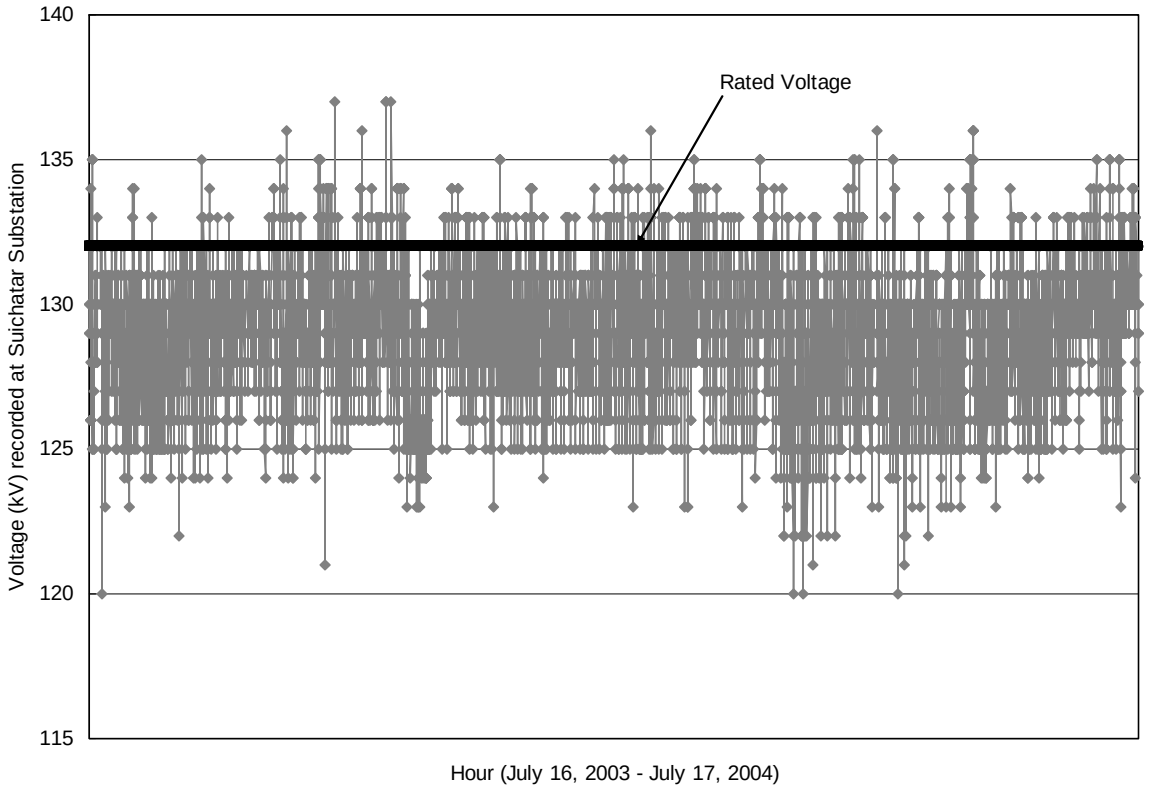


Fig. 5.3.2.2-1 Power Flow Map (8 December 2004, 18:26)



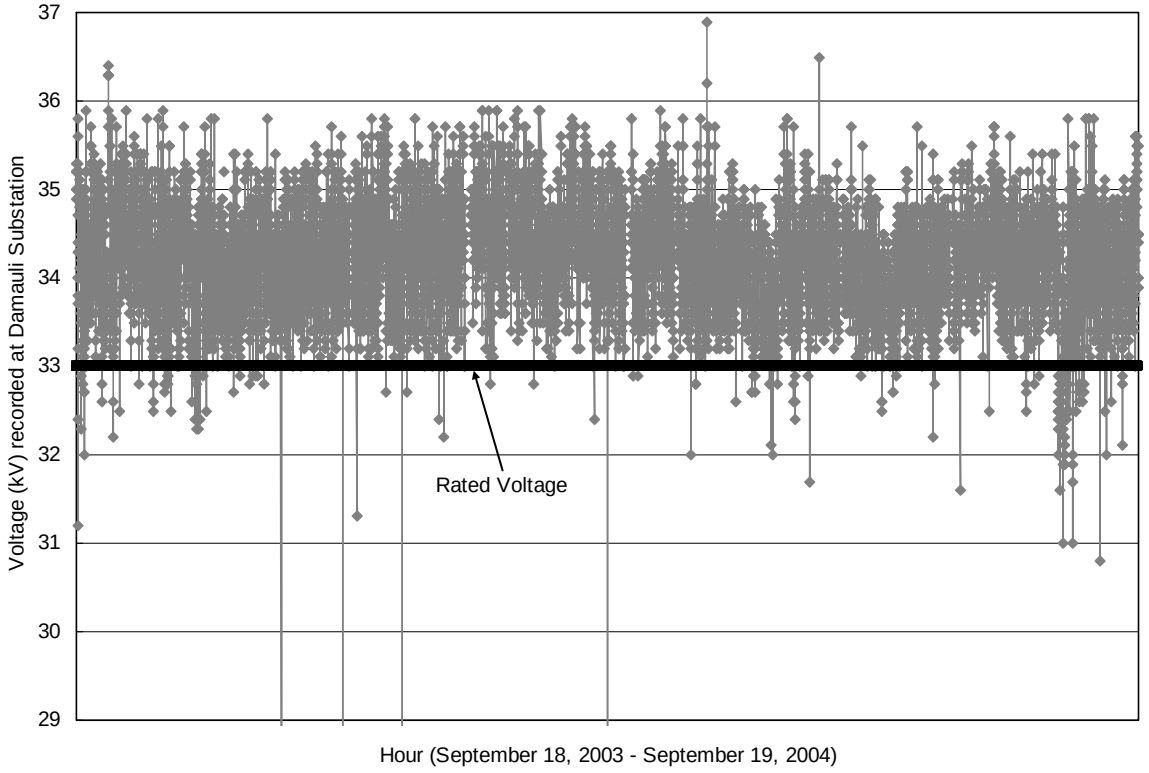


Fig. 5.3.2.2-2 Voltage Fluctuation

NEA電力系統について、**Fig. 5.3.2.2-1**は系統電圧の観点から以下に要約される。

- Kali Gandaki "A"の電源供給区域内の系統電圧は、定格値である 132 kV を超えかなり高めに維持され、Kali Gandaki "A"発電所の母線電圧は 139 kV、Butwal 変電所は 136 kV である。
- Hetauda 変電所の母線電圧は 126 kV、Siuchatar 変電所では 128 kV、東部区域の Duhabi 変電所のそれは 126 kV である。
- Duhabi 変電所では 2 つの運転モードがあり、一つは NEA のグリッドシステムに連系しての運転であり、他方はインドのグリッドシステムへの連系である。NEA のグリッドシステムに連系しての母線電圧は 126 kV であるが、インドのグリッドシステムに連系してのそれでは定格値の 10%より低い 118 kV となっている。

NEAにおける電力系統はまた、**Fig. 5.3.2.2-2**の母線電圧維持の観点から以下に要約される。

- カトマンズ盆地では、年間にわたって一次電圧である 132 kV の維持が容易でない。
- Damauli 変電所は電源供給区域内にあり、従って電圧は年間にわたって高めの運用となる。

この状況は、電力系統の強化策が実現されない限り、年間にわたって系統電圧を定格電圧に近い値に維持し運用することは困難であり、需要増加に従いさらに加速されるおそれがあると想定される。

良質の系統電圧を運用するためには、無効電力による系統電圧の調整が必要であり、年間を通じてピーク負荷時間帯における十分な無効電力を確保にすることが必要である。本プロジェクトでは、発電機力率の設計よって約 80 Mvar の無効電力を系統に送り出すことが可能となり、乾期・雨期および昼間・夜間における変電所の適切な電圧レベルで母線電圧を維持し、系統運用を容易にすることが可能となる。

5.3.2.3 システムに起因する停電

系統運用にとって最も都合の悪い停止は、最初送電線、発電機、変圧器などのような系統構成要素のある部分が事故の発端となり、“送電線過負荷継電器”を作動することにより電力系統に拡大することである。

代表的な例として、Marsyangdi 発電所と Siuchatar 変電所間の 132 kV 一回線送電線遮断のケースが挙げられる。Bharatpur と Hetauda 間の送電線は、Marsyangdi と Suichatar 間遮断後、送電線過負荷条件を検出し送電線を停止させ、電源供給区域である Lumbini 県と Gandaki 県の発電所は発電が過剰となりその結果系統周波数を上昇させこの区域の発電を停止させる。一方で Narayani 県と Baginali 県の系統周波数は著しく低下し同様に系統を停止する。

この状況は Bharatpur と Hetauda 間、Hetauda と Kulekhani-II 間などのような送電線遮断の場合についても発生する恐れがある。

NEA における電力系統運用の問題としてもう一つは、保護継電器システムの維持運用に関することあり、以下に示す。

- 十分な保守がなされていない。これには単相または 3 相回路による保護継電器回路の詳細図面の未整理、保護継電器の保守に関する規則または指針の未整理、保護継電器整定リストの未整理、保護継電器試験結果の報告書未整理などが挙げられる。
- 全国系統を含めた保護継電器協調のガイダンスがない。
- 訓練センターでデジタルタイプ保護継電器に関する適切なカリキュラムが組まれていない。本件はまたデジタルガバナー、デジタル自動電圧調整器、デジタル制御システムにも言及される。

NEA における電力系統の停電を防ぐ対応策を以下に示す。

- 系統の信頼性の向上
- 保護継電器システムに関する適切な組織の確立

a. 信頼できる系統運用の最重要課題は、系統の信頼性をいかにして向上するかにある。特に Butwal と Bharatpur 間、Bharatpur と Hetauda 間、Bharatpur と Siuchatar 間の線路の信頼性を高めることが重要である。

   一段高い系統電圧の導入は 132 kV 送電線に依存した既存システムを強化するには必要にして不可欠である。本プロジェクトで発生した電力の送電に必要な線路は 220 kV の電圧レベルで計画されるが、本送電線はそれ自身では系統の強化にとって機能しない。本送電線は系統強化計画と効果的に組み合わせることにより発生した電力の送電に関する本来の力を発揮する。

b. 保護継電器システムに関する適切な組織を早期に確立し、少しでも系統停止を削減する事は必要である。

5.3.3 電力運用面からの検討

電力運用面からの問題は、ピーク負荷時における急速な負荷変化の割合が年々増加し加速することである。この傾向は特に高い成長率を維持している民生需要の分析結果により裏付けされている。

最大負荷を記録した 2006 年 1 月 12 日の日負荷曲線(**Fig. 4.5.1-8** 参照)からわかるように、一時間に負荷が約 420 MWから 180 MWも増加する。NEAの需要想定では、FY2013/14 ではピーク負荷は約 1,150 MWと予測され、その上昇分の変化はFY2005/06 の 180 MWから約 350 MWになると推測されている。

NEAにおける電力系統のシステム負荷率は、特に全体の需要電力量の約 40%を占める民生需要の増加により少しずつ低下することが予想される。これは 2006 年 1 月 12 日に記録したピーク負荷の上昇が**Fig. 5.3.3-1**に示したようにFY2013/14 には更に急峻になることを示す。

Fig. 5.3.3-1からも容易に理解されるように、ピーク負荷に対応できる発電設備が早い時期に開発されることが求められており、系統周波数の変動を吸収する発電設備が、年間を通じて許

容運用値以内に維持するために不可欠なものとなっている。

本プロジェクトは、このような厳しい要求に答える非常に有望な一つであり建設の実行に向けて努力することが強く要望されている。

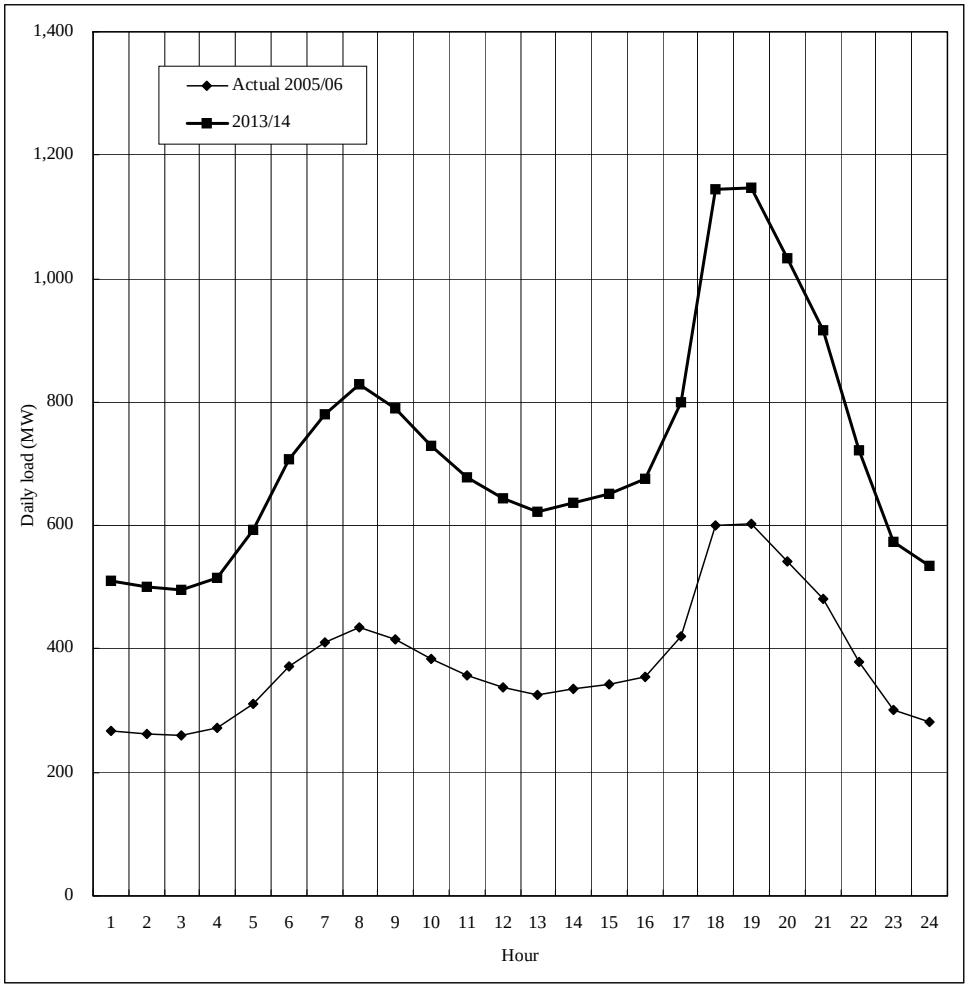


Fig. 5.3.3-1　Daily Load Curve expected

ピーク負荷時間帯の負荷は、流れ込み式水力、Kali Gandaki "A"および Marsyangdi 水力発電所のようなピーク対応流れ込み式、Kulekhani-I, Kulekhani-II のような貯水池式水力、残りは火力発電所の発電を増加し運用制御される。特に貯水池式水力発電所は、最大限の発電能力を発揮し急速に上昇する負荷を調節する役割を担っている。

開発する発電所に必要とされる新規電源の役割は、前述した系統周波数の変動を吸収することに加えて負荷変化に応答することに極めて重要なものである。**Fig. 4.5.1-9**に示したように、本プロジェクトは流れ込み式水力発電所が発電を低下する 12 月の中旬から 4 月の後半にかけての乾期にピーク対応の他にベースも負担することも期待されている。

電力の質向上を考慮した電力運用面から次の役割を果たす発電所の開発が必要である。

a. 比較的大きな出力規模を持ち、負荷変動に応答することができ、しかも周波数変動にも対処できる発電所であること。

b. 貯水池の年間運用により、12 月の中旬から 4 月の後半における乾期に発電できる発電所であること。最渇水期である 2 月から 4 月にかけてはピーク時間帯の発電に限定されずかつ需給バランスにも依存するがベース負荷も分担できること。

c. ピーク時間帯に少なくとも 5 時間程度フル発電を継続することが出来る発電所であること。

d. NEA の変則電力系統を考慮し、変電所の母線電圧を維持するために十分な無効電力を発生できる発電所であること。

e. ピーク発電により、かなり高価な発電コストである火力発電所の運転時間減少が期待できる発電所であること。

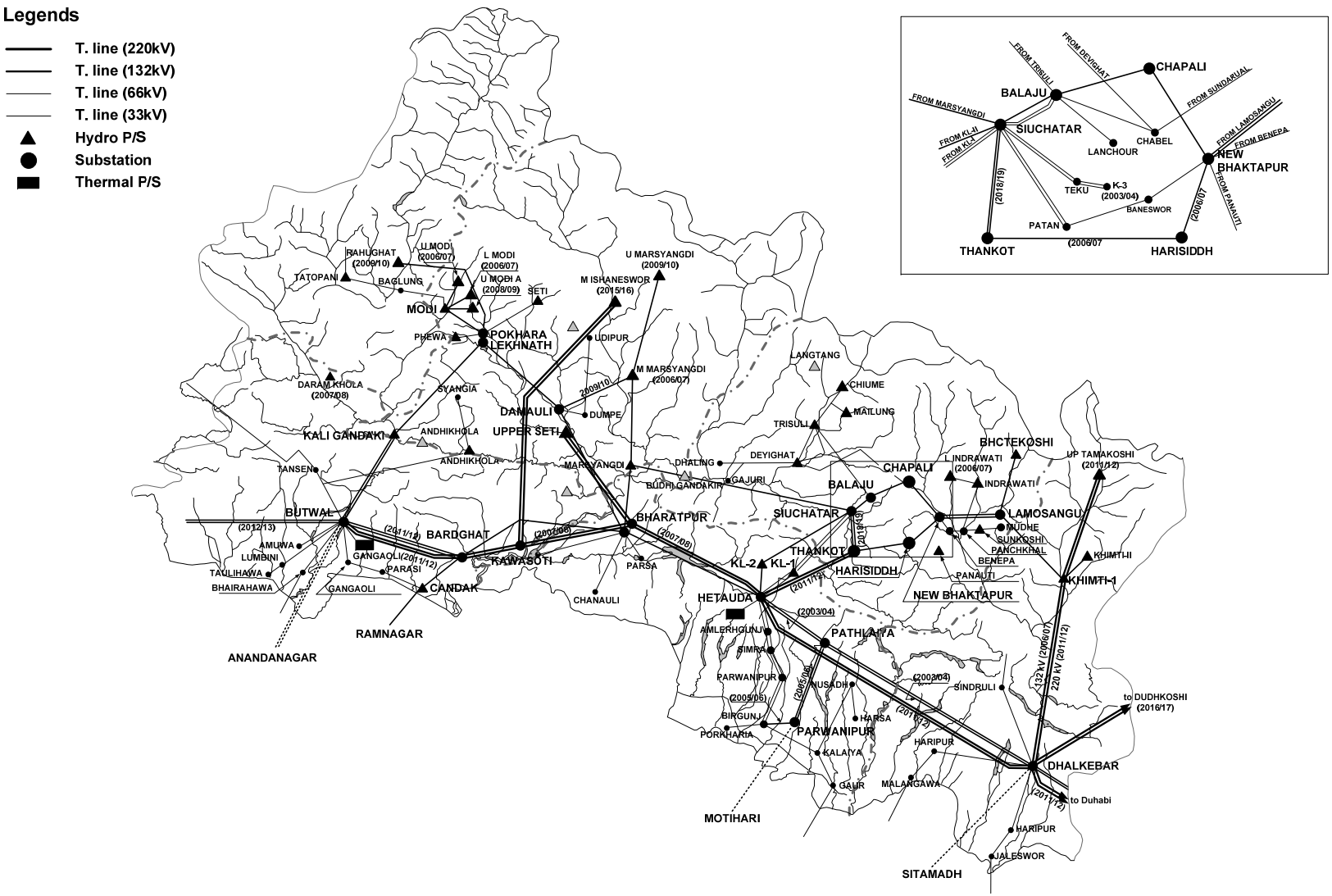
上述の b を除き、ピーク型流れ込み式発電所で対処することが可能であるが、b も含めた機能は、貯水池式水力発電所でしか対応できない。よって、電力運用面からも本プロジェクトは、開発が必要である。

5.3.4 基幹送電線開発計画面からの検討

132 kV 送電線に依存した既存の NEA における電力系統は、上述したように限界を来たしており多くのボトルネックを有している。

5.2.4“送電計画”で述べたように、NEAにおける電力系統は、現在、数多くの系統停止の実績がある。このため電力系統の信頼性の向上は、最も重要な課題の一つとなっている。

新しいプロジェクトで発生した電力の送電を満たし 2020 年あたりまでを含めた信頼性を確実にするために、2 つの計画“電力送電に関する送電線プロジェクト”および“電力系統の強化を要する送電線”が現在NEAで考慮されている。**Fig. 5.3.4-1**は 2020 年時期における電力系統を示している。


Legends
T. line (220kV)
T. line (132kV)
T. line (66kV)
T. line (33kV)
Hydro P/S
Substation
Thermal P/S
CHAPALI
BALAJU
SIUCHATAR
CHABEL
LANCHOUR
NEW BHAKTAPUR
TEKU
K-3 (2003/04)
BANESWOR
PATAN
THANKOT
HARISIDDH
FROM TRISULI
FROM DEVIGHAT
FROM SUNDARIJAL
FROM MARSYANGDI
FROM KL-II
FROM KL-I
FROM LAMOSANGU
FROM BENEPA
FROM PANAUTI
(2018/19)
(2006/07)
(2006/07)
RAHUGHAT (2009/10)
U MOD (2006/07)
L MODI (2006/07)
U MODI A (2008/09)
TATOPANI
BAGLUNG
SETI
MODI
PHEWA
POKHARA
LEKHNATH
U MARSYANGDI (2009/10)
M ISHANESWOR (2015/16)
UDIPUR
M MARSYANGDI (2006/07)
DARAMKHOLA (2007/08)
SYANGIA
DAMAULI
DUMPE
UPPER SETI
KALI GANDAKI
ANDHIKHOLA
TANSEN
MARSYANGDI
DHALING
DEYIGHAT
GAJURI
BUDHI GANDAKI
LANGTANG
CHIUME
MAILUNG
TRISULI
BHCTEKOSHI
UP TAMAKOSHI (2011/12)
INDRAWATI (2006/07)
INDRAWATI
CHAPALI
BALAJU
SIUCHATAR
LAMOSANGU
IPUDHE
SUNKOSHI
PANCHKHAL
BENEPA
PANAUTI
KHIMTI-II
KHIMTI-1
THANKOT
HARISIDDH
NEW BHAKTAPUR
KL-2
KL-1
BUTWAL
(2012/13)
AMUWA
LUMBINI
TAULIHAWA
BHAIRAHAWA
GANGAOLI
PARASI
CANDAK
BARDGHAT
KAWASOTI
BHARATPUR
PARSA
CHANAULI
HETAUDA
AMLERHGUNJ
SIMRA
PATHLAIYA
PARWANIPUR
NUSADH
HARSA
BIRGUNJ
PORKHARIA
KALAYA
GAUR
MALANGAWA
HARIPUR
SINDRULI
DHALKEBAR
to Duhabi
HARIPUR
JALESWOR
SITAMADH
MOTIHARI
RAMNAGAR
ANANDANAGAR
(2011/12)
(2002/03)
(2007/08)
(2009/10)
(2003/04)
(2005/06)
(2009/05)
(2011/12)
(2011/12)
(2011/12

本プロジェクトの送電線は、新規 220 kV で Bharatpur 変電所へ連系するため 220 kV 2 回線線路が適用される。電力系統の強化のための計画線路の一つである Hetauda と Bhadghat 間の 220kV 線路は、本プロジェクトの運用開始以前に完成していることが不可欠である。

本プロジェクトは、システムの信頼性を高めるための強力な 220 kV ループ形成の非常に重要なステップの一つとなり、系統強化のマスタープラン内容の再スタディに有益なものである。

Fig. 5.3.4-1から判断されるように、幾つかのボトルネックはなお残されている。

アッパーセティ発電所と Bharatpur 変電所間の線路完成後の次の課題として下記が挙げられる。

a. Upper Seti ‐ Thankot ‐ Hetauda ‐ Bharatpur ‐ Upper Seti を結ぶ 220 kV ループの形成、Bharatpur ‐ Marsyandgi ‐ Siuchartar を結ぶ 132 kV 線路のボトルネックを解消するための Upper Seti ‐ Marsyangdi - Thankot を結ぶ新規 220 kV 線路の建設計画

b. Madi Ishaneswor と Kawasoti を結ぶ線路計画を Madi Ishaneswor と Upper Seti を結ぶ線路計画にする変更計画

5.3.5 まとめ

電源開発計画面から見た本プロジェクト開発に対する妥当性は、次のように要約される。

(1) 貯水池式発電所として、電力の品質面、電力需要面、運用面から以下の役割を期待されている。

a. 比較的大きな出力規模を持ち、負荷変動に応答することができしかも周波数変動にも対処できる発電所であること

b. 貯水池の年間運用により、12 月の中旬から 4 月の後半までの乾期に発電できる発電所であること。最渇水期である 2 月から 4 月にかけてはピーク時間帯の発電に限定されずかつ需給バランスにも依存するがベース負荷も分担できること

c. ピーク時間帯に少なくとも 5 時間フル発電を継続することが出来る発電所であること。

d. NEA の変則電力系統を考慮し、変電所の母線電圧を維持するために十分な無効電力を発生できる発電所であること

e. かなり高価な発電コストである火力発電所の運転時間減少が期待できる

(2) 本プロジェクトで建設される送電線は、システムの信頼性を高めるための強力な 220 kV ループ形成の非常に重要なステップの一つとなる

NEA の電源開発計画では、本プロジェクト以外に貯水池式発電所の計画が West Seti（750 MW）および Kankai（60 MW）がある。

West Seti については、民間事業者によるインドへの電力輸出用の発電所であり、NEA は出力の 10%（75 MW）をネパール国に供給されることを要望している。NEA との PPA が取交され

ていないので、75 MW の電力がどのようにネパール国内に供給されるか明らかではないが、この発電所は、輸出が主でありネパール国内の電力需要面・運用面への役割に十分には期待できない。

Kankai については、計画地点がネパール国東側の国境沿いに位置していること、発電出力が 60 MW であること等、送電線も含めて、本プロジェクトと比較すれば、電力需要面・運用面への役割は期待できない。

また、ピーク対応流れ込み式発電所については、NEA により数地点計画されているが、本プロジェクトに較べ出力が小さいため、変電所の母線電圧を維持するために十分な無効電力を発生できる発電所とは言えない。

なお、Upper Tamakoshi については、309 MW の流込式発電所であり、ベース電源としての活用が期待される。

第６章　水 文 ・ 堆 砂

目　　次

第 6 章　水文・堆砂 6-1
6.1　概要 6-1
6.2　気象および流量観測所 6-1
6.3　計画地点の流量 6-8
6.4　計画地点の洪水量 6-14
6.4.1　確率洪水量 6-14
6.4.2　可能最大洪水量（PMF） 6-15
6.5　蒸発量 6-29
6.6　堆砂・排砂解析 6-29
6.6.1　流砂測定 6-29
6.6.2　堆砂予測 6-33
6.6.3　貯水池堆砂対策 6-46
6.6.4　貯水池排砂 6-49

LIST OF TABLES

Table 6.2-1 List of Meteorological Stations in the Seti River and Surrounding Basin 6-7
Table 6.2-2 List of Gauging Stations in the Seti River and Surrounding Basin 6-7
Table 6.3-1 Generated Average Monthly River Discharge at Dam Site 6-9
Table 6.3-2 Comparison of Average Monthly River Discharge 6-10
Table 6.3-3 Comparison of Specific Discharge 6-11
Table 6.4.1-1 Maximum Peak Discharge at No.430 Gauging Station 6-14
Table 6.4.1-2 Probable Flood 6-14
Table 6.4.2-1 Computation of Rain and Snow Drift for Computing Precipitation Trajectories 6-20
Table 6.4.2-2 (1/3) Computation of PMP 6-21
Table 6.4.2-2 (2/3) Computation of PMP 6-22
Table 6.4.2-2 (3/3) Computation of PMP 6-23
Table 6.4.2-3 Average PMP of the Basin 6-24
Table 6.4.2-4 PMP Distribution and Effective Rainfall 6-24
Table 6.4.2-5 Synthesis of Unit Hydrographs 6-26
Table 6.5-1 Average Monthly Pan Evaporation at No.815 Meteorological Station 6-29
Table 6.6.2-1 Specific Sediment Yield (1/2) 6-33
Table 6.6.2-1 Specific Sediment Yield (2/2) 6-34
Table 6.6.2-2 Suspended Sediment Yield at No.430 Gauging Station 6-34
Table 6.6.2-3 Specific Sediment Yield at No.430.5 Gauging Station 6-35
Table 6.6.2-4 Reservoir Water Level 6-41
Table 6.6.2-5 Decrease of Effective Storage Capacity 6-44
Table 6.6.4-1 Summary of Sediment Volume in Reservoir 6-51
Table 6.6.4-2 Rating Curve of Seti River at RX-54 Section 6-52
Table 6.6.4-3 Rating Curve of Seti River at RX-53 Section 6-52
Table 6.6.4-4 Summary of Sediment Volume in Reservoir 6-60
Table 6.6.4-5 Summary of Sediment Volume in Reservoir 6-61
Table 6.6.4-6 Summary of Sediment Volume in Reservoir 6-62
Table 6.6.4-7 Summary of Sediment Volume in Reservoir 6-63

LIST OF FIGURES

Fig. 6.2-1 Location Map of Meteorological Stations and Gauging Stations in the Seti River and Surrounding Basin 6-3
Fig. 6.2-2 Isohyetal Map of the Basin 6-5
Fig. 6.3-1 Trend of Generated Average Annual River Discharge at Dam Site 6-10
Fig. 6.3-2 Double Mass Curve of Sum of Precipitations at No.815 Station and River Discharge at No.430 Station (1972-1984) 6-12
Fig. 6.3-3 Double Mass Curve of Sum of Precipitations at No.817 Station and River Discharge at No.438 Station (1978-1996) 6-12
Fig. 6.3-4 Rating Curve of No.430.5 Gauging Station 6-13
Fig. 6.4.2-1 Ground Profile 6-16
Fig. 6.4.2-2 Ground Profile, Air Streamlines and Precipitation Trajectories for PMP Estimation 6-19
Fig. 6.4.2-3 Unit Hydrograph at Dam Site 6-25
Fig. 6.4.2-4 Synthesis of Unit Hydrographs 6-27
Fig. 6.4.2-5 Relation between PMF and Drainage Area for Himalayan Basins in Nepal and India 6-28
Fig. 6.6.1-1 Gradation Analysis Result of Bed Load 6-30
Fig. 6.6.1-2 Gradation Analysis Result of Bed Load 6-30
Fig. 6.6.1-3 Gradation Analysis Result of Bed Load 6-31
Fig. 6.6.1-4 Gradation Analysis Result of Bed Load 6-31
Fig. 6.6.1-5 Gradation Analysis Result of Bed Load 6-32
Fig. 6.6.1-6 Gradation Analysis Result of Suspended Load 6-32
Fig. 6.6.2-1 Trap Efficiency as Related to Capacity-Inflow Ratio 6-35
Fig. 6.6.2-2 Rating Curve of Suspended Load Concentration 6-36
Fig. 6.6.2-3 Gradation Curve of Sediment used for Simulation Analysis 6-37
Fig. 6.6.2-4 Riverbed Profile of Reservoir without Sediment Flushing Gates 6-39
Fig. 6.6.2-5 Rating Curve of Suspended Load Concentration 6-40
Fig. 6.6.2-6 Gradation Curve of Sediment used for Simulation Analysis 6-41
Fig. 6.6.2-7 Riverbed Profile of Reservoir Simulated by NEA with HEC-6 6-42
Fig. 6.6.2-8 Riverbed Profile of Reservoir with Same Conditions as HEC-6 6-43
Fig. 6.6.2-9 Decrease of Effective Storage Capacity 6-44
Fig. 6.6.3-1 Relation between Turnover Rate of Reservoir and Life of Reservoir 6-47
Fig. 6.6.4-1 Reservoir Operation Curve 6-50
Fig. 6.6.4-2 Riverbed Profile of Reservoir with Sediment Flushing Gates (FSL = EL. 375.00) 6-53
Fig. 6.6.4-3 Riverbed Profile of Reservoir with Sediment Flushing Gates (FSL = EL. 395.00) 6-54

Fig. 6.6.4-4 Riverbed Profile of Reservoir with Sediment Flushing Gates (FSL = EL. 425.00) 6-55
Fig. 6.6.4-5 Riverbed Profile of Reservoir with Sediment Flushing Gates (FSL = EL. 435.00) 6-56
Fig. 6.6.4-6 Cumulative Sediment Volume in Reservoir 6-57
Fig. 6.6.4-7 Velocity of Each Section after 72 Years 6-58
Fig. 6.6.4-8 Rating Curve of Seti River near Bhimad Bajar Community (RX-54 Section) . 6-59
Fig. 6.6.4-9 Riverbed Profile of Reservoir with Sediment Flushing Gates (FSL = EL. 415.00) 6-65
Fig. 6.6.4-10 Riverbed Profile of Reservoir with Sediment Flushing Gates (FSL = EL. 415.00, Flushing Gates Sill = EL. 330.00)..... 6-66
Fig. 6.6.4-11 Cumulative Sediment Volume in Reservoir 6-67
Fig. 6.6.4-12 Reservoir Operation Curve without Flushing 6-60
Fig. 6.6.4-13 Riverbed Profile of Reservoir with Sediment Flushing Gates (FSL = EL. 415.00, Flushing every 2 years) 6-68
Fig. 6.6.4-14 Riverbed Profile of Reservoir with Sediment Flushing Gates (FSL = EL. 415.00, Flushing every 3 years) 6-69
Fig. 6.6.4-15 Cumulative Sediment Volume in Reservoir 6-70
Fig. 6.6.4-16 Revised Reservoir Operation Curve..... 6-61
Fig. 6.6.4-17 Riverbed Profile of Reservoir when Sediment Flushing Operation Ends on July 15 6-71
Fig. 6.6.4-18 Riverbed Profile of Reservoir when Sediment Flushing Operation Ends on July 5 6-72
Fig. 6.6.4-19 Cumulative Sediment Volume in Reservoir 6-73
Fig. 6.6.4-20 Riverbed Profile of Reservoir with 100-year Probable Flood in 36th year..... 6-74
Fig. 6.6.4-21 Riverbed Profile of Reservoir with 100-year Probable Flood in 72nd year..... 6-75
Fig. 6.6.4-22 Gradation Curve of Sediment used for Simulation Analysis..... 6-62
Fig. 6.6.4-23 Riverbed Profile of Reservoir with Sediment Flushing Gates (FSL = EL. 415.00, Gradation Curve of Fig.6.6.4-22)..... 6-76
Fig. 6.6.4-24 Cumulative Sediment Volume in Reservoir 6-77

第 6 章　水文・堆砂

6.1　概要

アッパーセティ水力発電計画地点は、ネパール国中部を流れる Trishuri 川の支流であるセティ川の上流部に位置する。セティ川は、ヒマラヤ山脈のアンナプルナ山（標高 7,555 m）に源を発し、ほぼ北から南の方向に流れ、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 km^2 である。

セティ川流域は高山気候から温暖湿潤気候に属する。NEA の報告書によると、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。計画地点付近の Kharini Tar 気象観測の記録によると、4 月~ 6 月が最も暑く、最高気温は平均で 36°C を超え、最も寒い 1 月~ 2 月の最低気温は 5°C 近くまで下がる。

6.2　気象および流量観測所

本計画の流域内およびその周辺には、**Fig. 6.2-1** に示す気象観測所と測水所がある。環境科学技術省（Ministry of Environment, Science and Technology）の下部機関である水文気象局（Department of Hydrology and Meteorology, DHM）が気象、水文観測を行っており、NEA は DHM から観測結果を入手している。気象観測所のうち、気温、湿度、風速、蒸発量を観測しているのはわずかであり、その他のほとんどは雨量観測所である。これらの気象観測所のうち、蒸発量を測定しているのは No.804、No.809、No.811、No.814、No.815 で、気温、風速も測定しているのは No.804 である。当計画流域内にある気象観測所は No.804、No.815、No.818 である。**Table 6.2-1** に本計画の流域とその周辺にある主な気象観測所の観測期間を示した。

Fig. 6.2-2 に流域の等雨量線図を示す。等雨量線図よりセティ川、Madi 川流域で降水量に顕著な差は見られないことおよび、No.814 気象観測所付近で降水量が最大になっていることがわかる。

Table 6.2-2 に主な測水所の観測期間をそれぞれ示す。ほとんどの流量観測所には量水標、自動水位記録装置、ケーブル式吊篭が備えられている。

ダム予定地点から 500 m 下流の Patan at Damauli 地点に No.430.5 測水所が新設され、2000 年から測水が開始されている。

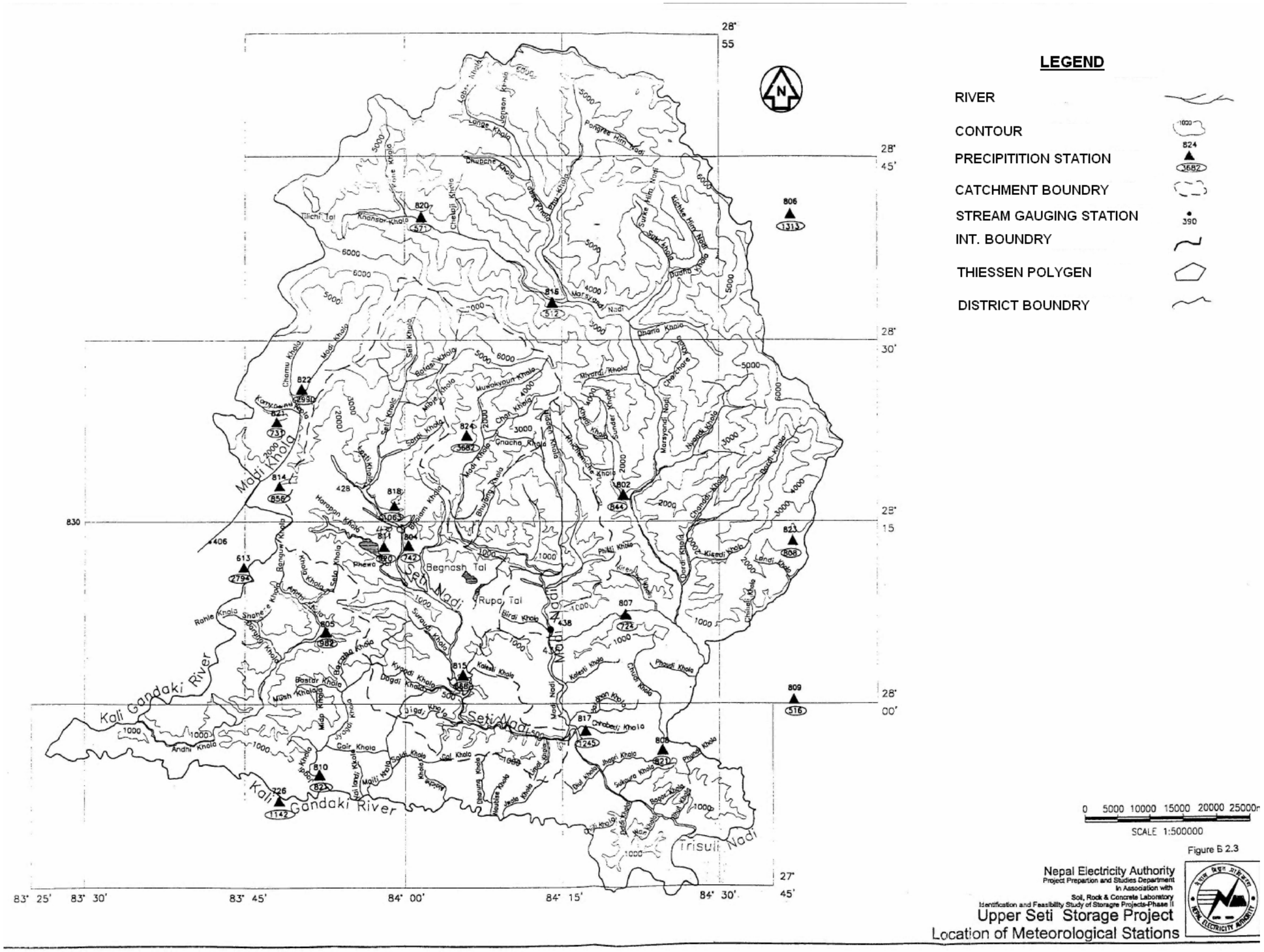


Fig. 6.2-1 Location Map of Meteorological Stations and Gauging Stations in the Seti River and Surrounding Basin

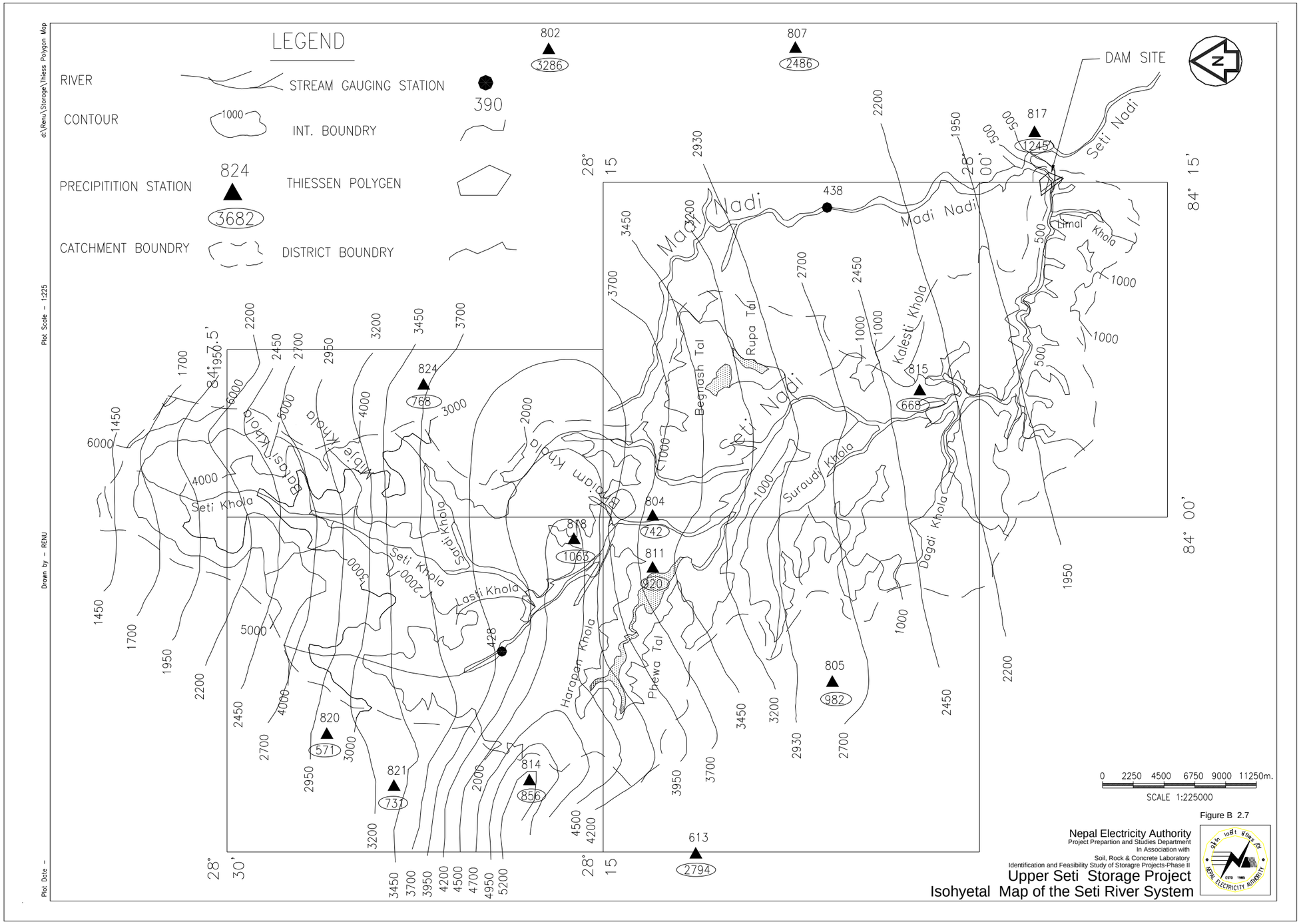


Fig. 6.2-2 Isohyetal Map of the Basin

Table 6.2-1 List of Meteorological Stations in the Seti River and Surrounding Basin

Station No.	Station Name	Elevation (m)	Observation Year from	Observation Year to
613	Karki Neta	1,720	1977	present
706	Damkauli	154	1971	present
726	Garakot	500	1980	present
802	Khudi Bazar	823	1957	present
803	Pokhara Hospital	866	1956	1975
804*	Pokhara Airport	827	1968	present
805	Shyangja	868	1973	present
806	Larke Samdo	3,650	1978	present
807	Kuncha	855	1956	present
808	Bandipur	965	1956	present
810	Chapkot	460	1957	present
811	Male Patan	856	1966	present
813	Bhadaure Deurali	1,600	1985	present
814	Lumle	1,740	1969	present
815*	Kharini Tar	500	1971	present
816	Chame	2,680	1974	present
817	Damauli	358	1974	present
818*	Lamachaur	1,070	1972	present
820	Manag Bhot	3,420	1975	present
821	Ghandruk	1,960	1976	present
822	Khuldi	2,440	1973	1986
823	Gharedhunga	1,120	1976	present
824	Siklesh	1,820	1977	present

Note: * Meteorological Stations located in the Seti river Basin

Table 6.2-2 List of Gauging Stations in the Seti River and Surrounding Basin

Station No.	Station Name	River Name	Drainage Area (km^2)	Observation Year from	Observation Year to
406.5	Nayapool	Modi	647	1988	1994
428	Lahachowk	Mardi	160	1974	1990
430	Phoolbari	Seti	582	1964	1984
430.5	Damauli at Patan	Seti	1,505	2000	present
438	Shisaghat	Madi	858	1978	present
439.3	Khudi Bazar	Khudi	147	1983	1993
439.7	Bimal Nagar	Marsyangdi	NA	1987	1993
439.8	Gopling Ghat	Marsyangdi	3,850	1973	1986

6.3 計画地点の流量

No.430.5 測水所の流量資料だけでは観測期間が短いので、NEA は、確率洪水量や年間発生電力量の算定のために、ダム予定地点近傍の測水所の流量資料を基に、下記のように雨量による重みを考慮した流域面積比換算によりダム地点の 1964 年から 1999 年の間の流量を算出している。計画地点から約 50 km 上流にある No.430 測水所は 1984 年に閉鎖されているので、1964 年から 1984 年の間は No.430 測水所、それ以降の 1985 年から 1999 年の間の流量は、隣の Madi 川流域にある No.438 測水所の流量を基に算出している。

$$Qseti = Qgauge \times Pseti / Pgauge \times Aseti / Agauge \times 0.9$$

ここに、

Qseti：	ダム地点における流量（m^3/s）
Qgauge：	測水所における流量（m^3/s）
Pseti：	流域の平均年間降水量（mm）（= 2,973 mm）
Pgauge：	測水所流域における平均年間降水量（mm）
	$P_{No.430}$ = 3,189 mm
	$P_{No.438}$ = 3,126 mm
Aseti：	ダム地点の流域面積（km^2）（= 1,502 km^2）
Agauge	測水所の流域面積（km^2）
	$A_{No.430}$ = 582 km^2
	$A_{No.438}$ = 858 km^2

NEA の説明によると、No.430.5 測水所の流量資料と換算結果を比較して補正係数 0.9 を掛けているとのことであった。NEA の換算式により求められたダム地点の 1964 年～1999 年の月平均流量を **Table 6.3-1** に、年平均流量の傾向を **Fig. 6.3-1** に示す。

換算式によって求められた期間内の年間平均流量は 107.2 m^3/s となっている。

Table 6.3-1 Generated Average Monthly River Discharge at Dam Site

(Unit: m^3/s)

Month Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Avg
1964	31.8	30.4	30.1	31.9	68.9	78.0	134.3	460.5	313.1	112.4	82.0	53.8	118.92
1965	34.0	29.5	29.7	32.7	36.3	151.0	293.5	368.5	190.3	62.6	46.9	31.3	108.86
1966	24.6	22.2	21.0	19.4	22.2	63.5	228.4	259.6	159.8	66.0	38.6	25.5	79.23
1967	20.6	20.7	20.1	22.8	24.5	57.8	231.3	213.2	185.8	77.2	43.5	33.8	79.28
1968	24.9	20.5	24.7	25.3	34.9	141.9	336.1	287.0	222.7	326.6	42.1	23.7	125.86
1969	18.3	14.6	15.2	15.0	16.6	34.4	128.0	315.0	264.0	79.5	40.3	26.1	80.58
1970	20.2	17.3	16.3	24.6	35.3	91.2	380.8	412.0	202.1	106.1	56.8	33.4	116.34
1971	23.7	18.7	18.8	29.1	39.6	187.7	291.2	300.6	212.8	145.7	67.7	40.0	114.62
1972	25.7	20.3	19.4	20.5	52.9	106.6	325.6	362.5	251.6	108.6	51.4	33.4	114.87
1973	25.1	17.6	18.0	25.8	39.2	176.3	244.0	389.0	265.3	259.4	74.4	39.1	131.10
1974	36.8	33.7	32.6	40.8	39.0	91.7	343.3	411.6	254.4	131.7	43.8	34.1	124.45
1975	33.0	32.1	30.2	22.8	24.0	84.9	427.0	328.4	305.5	139.2	54.1	30.4	125.97
1976	22.3	23.1	19.8	24.9	40.9	190.2	380.3	342.3	216.0	88.4	43.6	33.8	118.80
1977	22.7	20.4	20.7	30.2	46.8	92.4	288.5	409.0	248.3	111.8	74.8	43.3	117.40
1978	32.3	29.6	27.2	29.4	68.7	162.1	381.0	349.6	215.6	106.0	64.3	47.7	126.12
1979	37.7	33.7	29.8	37.7	51.9	84.7	315.0	447.0	239.4	107.2	57.5	34.6	123.00
1980	25.2	22.9	25.3	26.6	37.1	107.9	425.1	446.5	313.7	82.5	43.8	26.2	131.90
1981	18.2	14.9	15.6	28.7	40.1	95.9	400.6	376.5	242.7	97.0	50.2	36.9	118.09
1982	33.3	30.8	36.1	40.1	48.9	96.9	257.7	271.3	155.5	85.9	54.5	45.3	96.37
1983	39.8	36.6	35.3	34.5	46.7	72.8	210.4	270.5	276.7	143.2	54.7	35.6	104.74
1984	28.0	21.2	21.7	24.0	62.8	151.9	445.1	287.3	243.5	96.1	58.6	41.3	123.46
1985	36.9	33.5	33.0	39.1	61.1	114.9	333.4	197.5	202.9	126.2	56.5	36.0	105.90
1986	24.7	19.8	21.4	28.5	27.9	117.6	260.7	259.8	280.2	147.9	59.2	30.7	106.53
1987	23.5	20.4	21.4	23.6	31.2	72.2	280.0	279.5	183.6	87.3	54.2	39.2	93.01
1988	30.2	26.8	27.0	28.8	40.7	111.7	264.4	320.5	238.9	102.6	52.9	38.6	106.93
1989	33.9	27.8	27.8	30.5	59.4	146.6	251.7	310.7	240.2	113.9	53.8	36.4	111.06
1990	28.1	24.8	26.0	35.9	55.2	152.9	271.9	237.3	194.1	102.8	44.5	27.3	100.06
1991	20.0	17.6	16.8	20.3	33.4	114.9	281.0	320.4	250.2	117.2	56.3	39.0	107.25
1992	31.1	27.9	26.5	25.2	35.7	82.0	188.9	289.8	197.4	124.8	50.3	30.5	92.52
1993	23.2	20.6	14.5	14.7	30.0	97.8	218.4	321.3	215.4	122.4	56.8	33.3	97.37
1994	29.3	27.5	29.8	30.1	37.0	106.8	184.2	233.9	142.8	37.7	17.7	12.9	74.14
1995	10.5	9.9	11.3	11.9	28.3	255.9	314.9	193.9	175.9	129.9	85.9	52.7	106.75
1996	30.1	21.6	30.9	31.0	37.6	69.2	227.0	319.8	252.2	107.6	45.8	31.5	100.37
1997	27.2	24.0	28.4	32.6	38.4	74.9	229.6	258.9	141.6	61.8	35.0	33.1	82.12
1998	24.2	21.5	24.9	29.1	48.7	149.3	288.1	452.6	207.3	64.2	35.6	26.0	114.29
1999	21.3	18.5	17.0	18.8	34.8	93.1	264.8	238.7	174.2	67.4	23.1	15.3	82.24
Avg.	27.0	23.7	24.0	27.4	41.0	113.3	286.8	320.6	224.3	112.4	52.0	34.2	107.24

No.438 測水所の 2000 年、2001 年、2003 年の流量資料を基に換算したダム地点における流量と、No.430.5 測水所の流量の月間平均値を比較した結果を **Table 6.3-2** に示す。表で、Gen. の列の流量は下記の式で求めている。

$$Q_{seti} = Q_{No.438} \times P_{seti} / P_{No.438} \times A_{seti} / A_{No.438}$$
$$= Q_{No.438} \times 2{,}973 / 3{,}126 \times 1{,}502 / 858$$

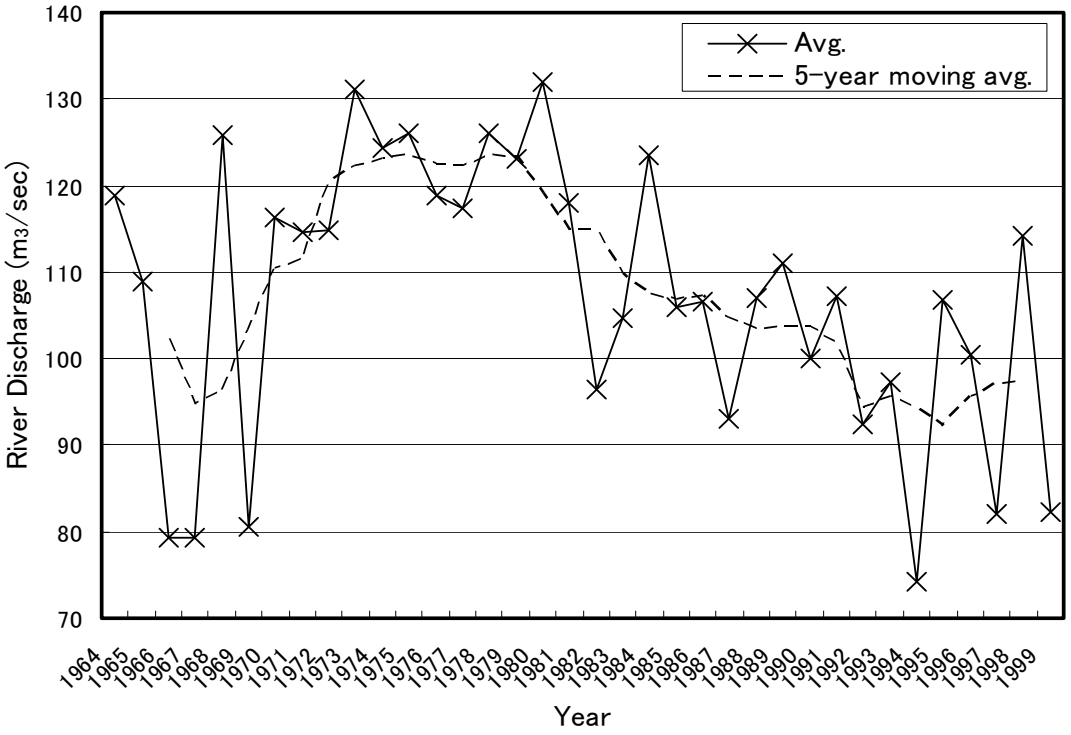


Fig. 6.3-1 Trend of Generated Average Annual River Discharge at Dam Site

Table 6.3-2 Comparison of Average Monthly River Discharge

Year	2000			2001			2003		
	A	B	Ratio	A	B	Ratio	A	B	Ratio
Month	Gen.	No.430.5	B/A	Gen.	No.430.5	B/A	Gen.	No.430.5	B/A
1	26.53	22.39	0.84	29.27	19.74	0.67	67.88	28.20	0.42
2	22.49	18.76	0.83	26.09	16.83	0.65	64.79	24.13	0.37
3	22.06	18.08	0.82	22.71	14.34	0.63	65.72	21.52	0.33
4	30.10	20.74	0.69	28.21	13.31	0.47	71.48	25.87	0.36
5	55.25	65.37	1.18	55.04	33.79	0.61	75.66	31.38	0.41
6	233.89	291.45	1.25	178.85	135.67	0.76	154.86	199.15	1.29
7	381.46	379.31	0.99	334.35	250.83	0.75	437.60	728.28	1.66
8	377.01	385.22	1.02	508.41	711.66	1.40	374.50	419.83	1.12
9	262.36	246.10	0.94	229.28	242.51	1.06	281.72	338.69	1.20
10	100.97	77.68	0.77	159.31	97.33	0.61	131.18	105.53	0.80
11	53.38	41.34	0.77	106.87	49.81	0.47	75.70	47.75	0.63
12	36.50	25.56	0.70	86.18	29.17	0.34	57.44	28.13	0.49
Avg.	133.50	132.67	0.90	147.05	134.58	0.70	154.88	166.54	0.76

表より、両流量の比にはばらつきがあるので、流量資料と換算方法の妥当性を検証する必要がある。

流量資料を検証するために、まず、**Table 6.3-3** に示すように、流量資料の補完に用いられた測水所の比流量を算出した。

Table 6.3-3 Comparison of Specific Discharge

No. of station	No.430	No.438	No.430.5
Catchment Area (km^2)	582	858	1,502
Year	Specific Discharge ($m^3/s/km^2$)		
1964	0.0944		
1965	0.0864		
1966	0.0629		
1967	0.0629		
1968	0.0999		
1969	0.0639		
1970	0.0923		
1971	0.0910		
1972	0.0911		
1973	0.1040		
1974	0.0988		
1975	0.1000		
1976	0.0943		
1977	0.0932		
1978	0.0921	0.1071	
1979	0.0828	0.1115	
1980	0.0991	0.1093	
1981	0.0951	0.0940	
1982	0.0918	0.0763	
1983	0.0771	0.0917	
1984	0.0866	0.1084	
1985		0.0833	
1986		0.0838	
1987		0.0732	
1988		0.0841	
1989		0.0874	
1990		0.0787	
1991		0.0844	
1992		0.0728	
1993		0.0766	
1994		0.0583	
1995		0.0840	
1996		0.0783	
1997		0.0646	
1998		0.0836	
1999		0.0647	
2000		0.0980	0.0883
2001		0.1070	0.0896
2002			0.0809
2003		0.1134	0.1109

表より、各測水所において比流量の変動が認められるので、流量資料の精度や観測状況を確認する必要がある。

次に、流量の補完に用いた測水所について、年間平均流量と近傍の気象観測所の年間降水量を用いて **Fig. 6.3-2**, **Fig. 6.3-3** に示すようにダブルマスカーブを作成した。図より、急な勾配変化はないので、流量資料は妥当と考えられる。

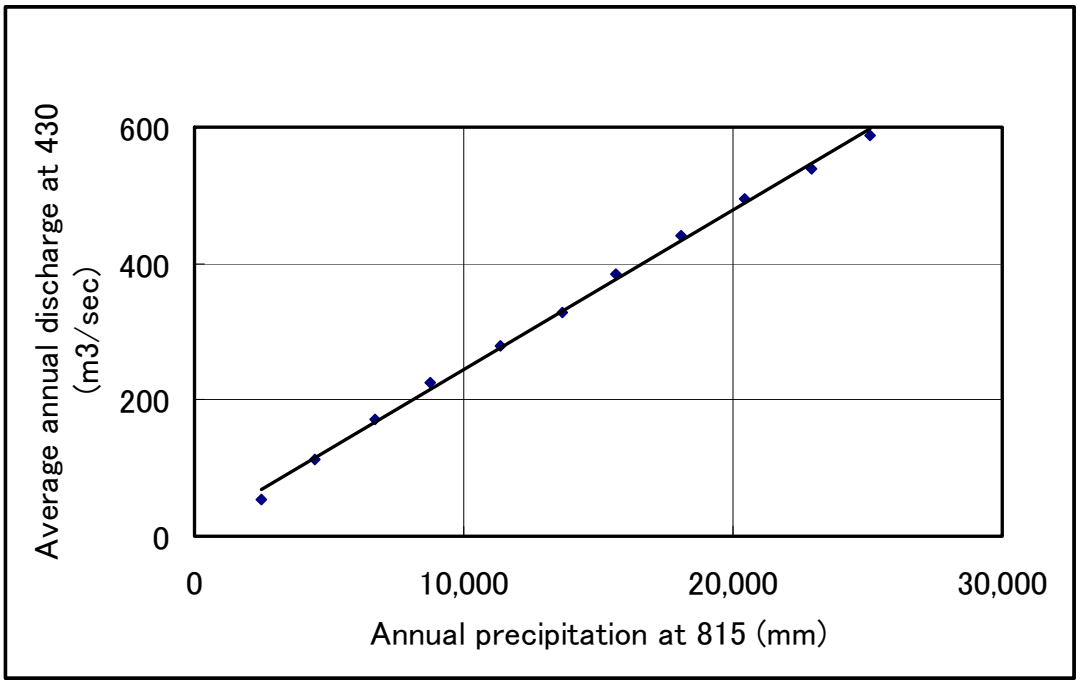


Fig. 6.3-2 Double Mass Curve of Sum of Precipitations at No.815 Station and River Discharge at No.430 Station (1972-1984)

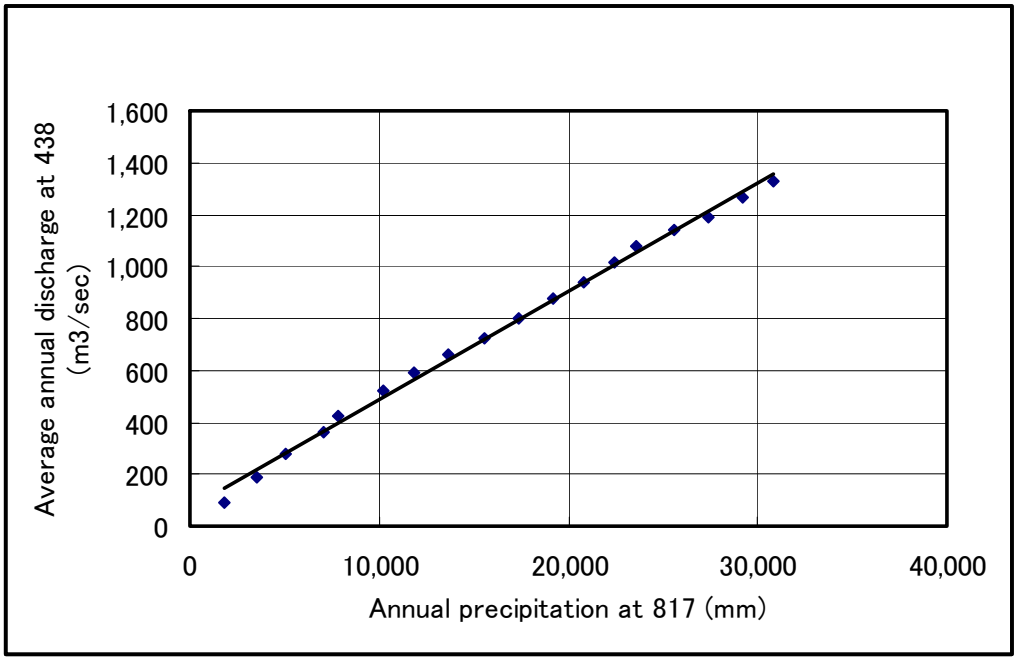


Fig. 6.3-3 Double Mass Curve of Sum of Precipitations at No.817 Station and River Discharge at No.438 Station (1978-1996)

No.438 測水所の 2000 年、2001 年、2003 年の流量については、まだ流量表が作成されていなかったので、水位標の読みと断面流量の測定結果を DHM から入手し、断面流量測定結果から水位流量曲線を作成し、水位標の読みを流量に換算している。DHM によると、日流量の算定には、9 月から翌年の 8 月末までの間に測定された断面流量を基に n 次曲線式で水位流量曲線式を作成して毎年更新しているとのことだったので、同様の方法で n 次曲線式を作成して日流量を算定した。日本では 2 次曲線式が一般的に用いられているが、**Fig. 6.3-4** に示すように、n 次曲線式と 2 次曲線式による水位流量曲線を比較すると、高水位において n 次曲線式の方が多い流量を出す傾向にある。

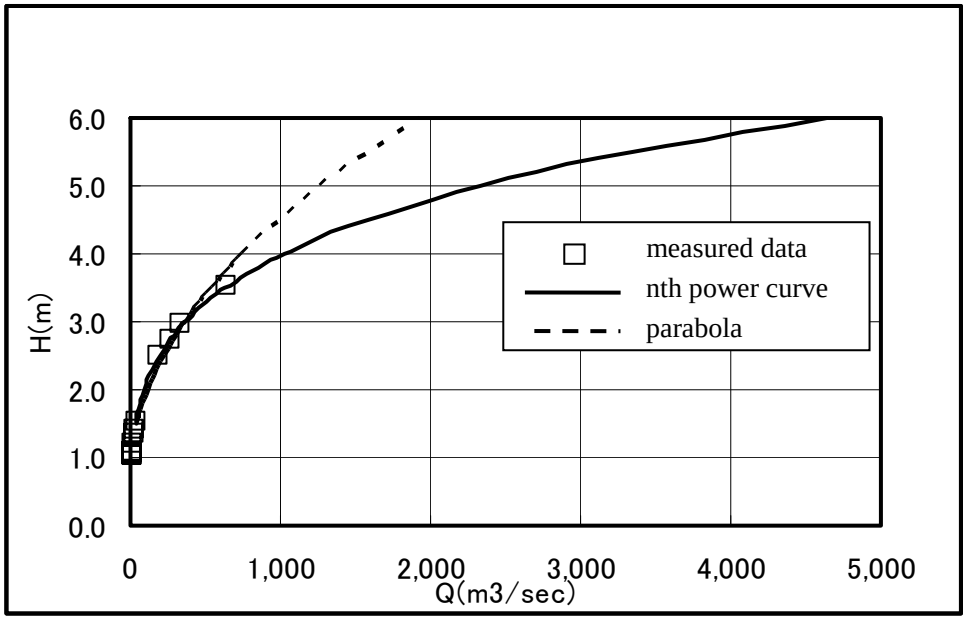


Fig. 6.3-4　Rating Curve of No.430.5 Gauging Station

DHM からの聞き取りによると、平水時の流量を測定して作った水位流量曲線を外挿して洪水時の高水位の流量を算定すると実際の流量よりも多い値が出ているかもしれないので、2005/06 年度から雨期の間測水所に観測員を常駐させて洪水時の断面流速を実測して流量を求め、高水位の水位流量曲線を補正する予定であるが、セティ川流域の測水所はその対象になっていないとのことだった。今後検討を進めるに当たって、No.430.5 測水所や No.438 測水所において洪水時の断面流速を実測する必要がある。