

No.

ネパール王国

カトマンズ地区送配電網拡張整備計画調査

要約

平成3年12月

国際協力事業団

鉦計資

J R

91 - 148

ARY
21

116 / 64.4 / MPV

ネパール王国

カトマンズ地区送配電網拡張整備計画調査

要約

JICA LIBRARY



1095582(1)

23259

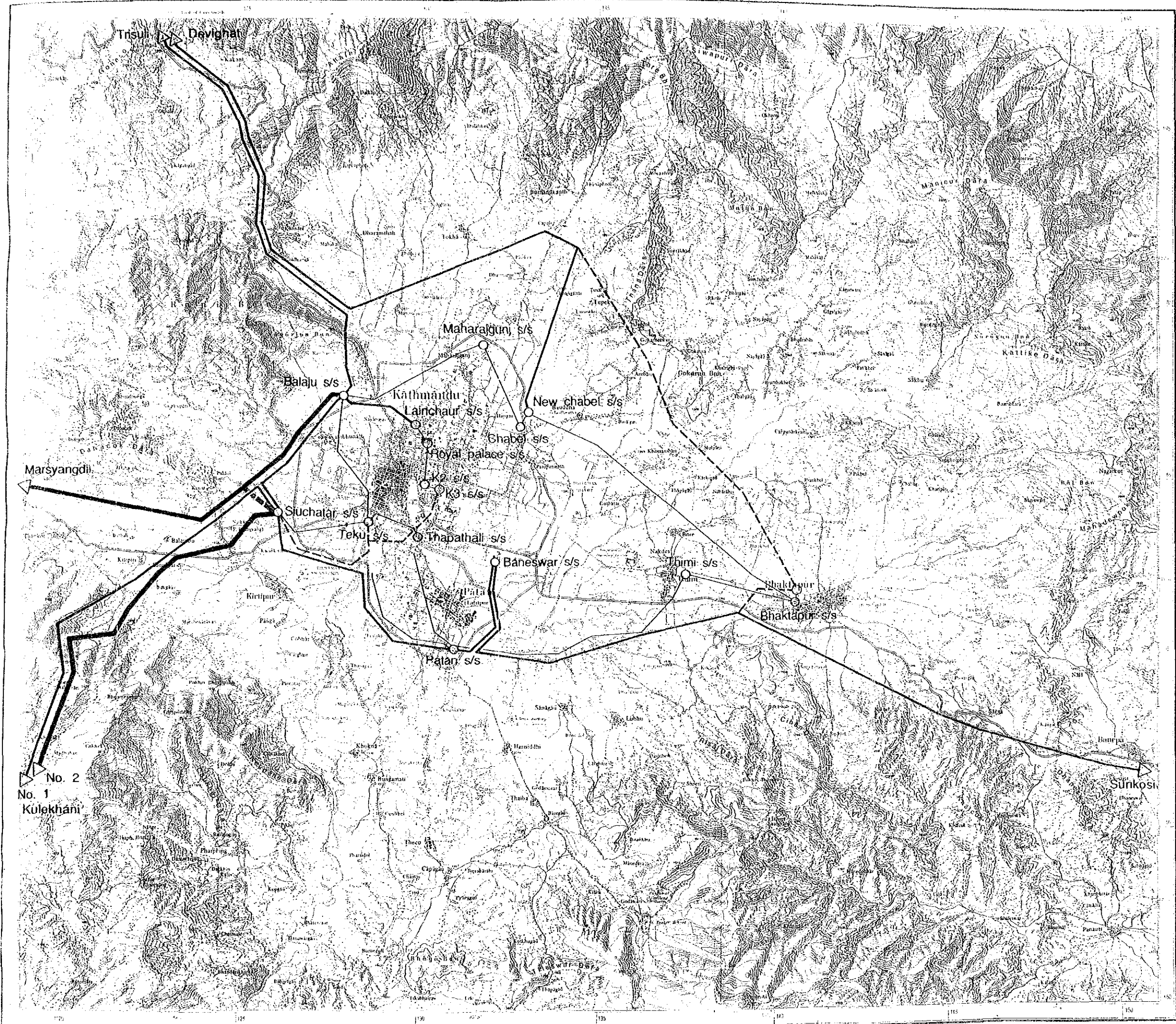
平成3年12月

国際協力事業団








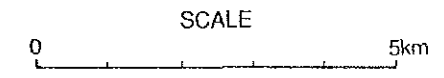
国際協力事業団

23259



LEGEND

-  132KV LINE
-  66KV LINE
-  11KV LINE
-  132KV LINE (PLANNED BY 1995)
-  66KV LINE (PLANNED BY 1995)



KATHMANDU VALLEY

要 約

目 次

	頁
1. 序	
1.1 計画の背景及び目的	1
1.2 調査内容	1
2. ネパールの電力系統	
2.1 発電設備	1
2.2 電力輸送設備	2
2.3 カトマンズ地区の電力設備	2
2.4 カトマンズ地区の送配電システムの問題点	3
3. 電力市場	
3.1 電力需要	3
3.2 カトマンズ盆地の負荷密度	5
4. 需要予測	
4.1 過去の需要予測	5
4.2 全国レベルの需要予測	6
4.3 カトマンズ盆地の地域別電力需要予測	7
4.4 変電所毎の最大電力予測	8
5. リングメイン・システムを含む送電系統の拡張整備総合計画	
5.1 計画基準	8
5.2 潮流解析の基本条件	9
5.3 系統解析のための電源拡充計画	9
5.4 電力系統解析の結果	10
5.5 短絡計算	10
5.6 整備、拡張計画の評価	11
6. 11kV配電系統の拡張整備総合計画	12
7. カトマンズ地区の実施中の送配電網整備計画	13

8. 高圧送電系統および配電網のフィージビリティ調査	
8.1 序	14
8.2 高圧送電システム	15
8.3 配電システム	16
8.4 計画実施の優先順位	18
8.5 計画実施に伴う効果	18
9. 実行予算および計画工程	
9.1 実施予算	18
9.2 計画工程	19
10. 経済的、財務的評価	
10.1 序	19
10.2 経済的、財務的評価	20
10.3 感度解析	20
10.4 結論	21

表5.1 拡張整備計画案

図2.1 中央電力系統の系統図

図2.2 送電線およびリングメイン配電線の既存系統図

図3.1 変圧器容量より算定した負荷密度分布

図3.2 電力料金徴収地域別負荷密度分布

添付-1 S/W及びS/W協議議事録

要 約

1. 序

1.1 計画の背景及び目的

首都カトマンズを擁するカトマンズ盆地は政治、経済、行政、文化等あらゆる点においてネパールの中心的役割を担っている。しかしながら、1970年代より1980年代初頭に於けるカトマンズ盆地の電力事情は非常に悪い状態にあった。即ち送配電設備の不備及び電源不足等による頻繁な停電及び電圧降下等により人々の日常生活が妨げられていた。

このような状況を改善するために、送配電網整備計画が1980年代に3回に亘って日本政府の資金援助で実施され、さらに、Kulekhani No. 1、Kulekhani No. 2、Devighat及びMarsyangdi発電所等の発電設備が開発された。

これらの開発整備計画によって、電力供給系統が改善されたが、実際の需要が急速に増加しており、改善されたシステムも間もなく過負荷状態になるであろう。

以上のような状況下で、ネパール政府は日本政府に対して、本調査の実施を要請した。

1.2 調査内容

本調査の目的は次の通りである。

- (a) カトマンズ盆地の今後10年間（1991年—2000年）の需要に見合った、電力系統の整備、拡張計画のためのマスタープランの策定。
- (b) マスタープランで確認された整備、拡張計画の内、今後の5年間に緊急に必要となる送配電設備のフィージビリティ調査の実施。

尚、ネパール電力公社(NEA)と国際協力事業団(JICA)との間で合意された調査内容の協議議事録を添付-1に示す。

2. ネパールの電力系統

2.1 発電設備

ネパールにおける1990年現在の総発電設備容量は、257MWで、その可能発生出力は228MWである。これらの発電設備の殆ど（98%）が132kVと66kV送電線で中央系統（Central Nepal Power System、CNPS）に連系されている。

既設発電設備の内訳を下表に示す。

既設発電設備

発電設備	中央系統	その他	合計
水 力	227.2MW	1.9MW	229.1MW
ディーゼル	25.0MW	3.1MW	28.1MW
合 計	252.2MW	5.0MW	257.2MW

上記発電設備の他に、下記の設備が建設中である。

- (a) Biratnagarに総出力26MW (4 x 6.5MW) のディーゼル発電所 (1992年完成予定)
- (b) Andikola水力発電所 (5MW、1991年完成予定)
- (c) Jhimruk水力発電所 (12MW、1995年完成予定)

2.2 電力輸送設備

同国の送電電圧は132kV、66kV、33kVの3種類で構成されている。1979年にGandak発電所とHetauda変電所を接続するため、最初に採用された132kV送電系統は、その後拡張されてきている。現在の送電系統を図2.1に示す。

電圧別送電線亘長及び変圧器容量の概要を以下に示す。

	送電線 (回線Km)	変圧器容量(MVA) /1	
		全 体	バグマテ地区
132kV	1000	213.8/2	82.8
66kV	379.5	188.7	153.9
合計	1379.5	402.5	236.7

- (注) /1: 発電所の昇圧用変圧器を含まない。
 /2: 132/66kV変圧器を含む。

2.3 カトマンズ地区の電力設備

カトマンズ地区への電力供給は、Marsyangdi及びKulekhani No. 2発電所より132kV送電線を介して、Kulekhani No. 1、Trisuli、Devighat及びSunkosi発電所より66kV送電線を介して行なわれている。さらに、送られてきた電力を盆地内の需要家に配電するため、下記の設備がある。

132/66/11kV変電所	2ヶ所	Siuchatar, Balaju
66/11kV変電所	4ヶ所	New Patan, Banaswar, Lainchaur, New Chabel
11kV開閉所	9ヶ所	Teku, Royal Palace, K2, Maharajgunj, Old Patan, Old Chabel, Thapathali, Thimi, Bhaktapur
11kV配電線	68フィーダー、	総亘長560km

カトマンズ地区の11kVリングメイン・システムを含む電力供給システムを図2.2に示す。

前章1.1で説明したごとく、日本政府無償資金協力の下に、同地区の送配電網設備の整備拡張が、1980年、1982年及び1986年の3回に亘って、下記のごとく実施された。

カトマンズ盆地の配電線及び配電用変圧器の推移

	1978	第1期第1次 1980	第1期第2次 1982	第2期 1986
a) 配電線 (回線km)				
11kV	250	342	422	450
3.3kV	64	39	20	0
合 計	314	381	442	450
b) 配電用変圧器(MVA)/l				
11/0.4-0.23kV	31.64	57.26	84.33	93.23
3.3/0.4-0.23kV	8.82	4.00	2.00	2.00
合 計	40.46	61.26	86.33	95.23

(注) l: 病院、工場等需要家によって設置された変圧器は含まず。

以上の3回の整備事業の完成によって、1990年現在、カトマンズ盆地の人口の84%が電気の供給を受けるようになった(全国8.9%)。

2.4 カトマンズ地区の送配電システムの問題点

カトマンズ地区の送配電システムは配電システムの一部に電圧降下による問題が出ていて定常時の電力供給に重大な弊害は出ていない。しかしながら、なんらかの事故停止が送電線等のシステム上に発生した場合、電力の安定供給上、以下に述べるいくつかの問題点が顕在化している。

- (a) 66kV Siuchatar-Patan送電線が停止した場合の、バタン、バネスワール及びカトマンズ中心部への電力供給不足、
- (b) 66kV Patan-Baneswar送電線が停止した場合の、Baneswar変電所の電力供給不足、
- (c) 132kV Marsyangdi-Bharatpur送電線が停止した場合の、電力システムへの供給力の低下、
- (d) 66kV Trisuli-Balaju送電線が停止した場合の、電力システムへの供給力の低下、
- (e) Lainchaur変電所の火災による焼失した屋内開閉機器の復旧
- (f) 66kV及び11kV遮断器の遮断容量の不足、等

3. 電力市場

3.1 電力需要

過去10年間の発生電力量、最大電力、販売電力量、損失の実績値を以下に示す。

ネパール全体の電力市場

	発生電力量 (GWH)	最大電力 (MW)	販売電力量 (GWH)	損 (GWH)	失 (%)
1980/81	235.4	59.5	164.4	71.0	30.2
1981/82	275.2	75.1	186.4	88.8	32.3
1982/83	347.0	83.7	235.6	111.4	32.1
1983/84	382.4	96.8	252.3	130.1	34.0
1984/85	420.8	104.5	293.0	127.8	30.4
1985/86	488.5	113.7	341.4	147.1	30.1
1986/87	571.0	123.0	402.6	168.4	29.5
1987/88	627.0	135.2	465.2	161.8	25.8
1988/89	672.3	149.5	496.2	176.1	26.2
1989/90	769.7	176.2	548.1	221.6	28.8
平均増加率					
80/81-85/86	15.7	13.8	15.7	15.7	
85/86-89/90	12.0	11.6	12.6	10.8	
80/81-89/90	14.1	12.8	14.3	13.5	

- (注) (1)発生電力量はインドよりの輸入を含む
(2)販売電力量はインドへの輸出を含む
(3)損失率 = (発生電力量 - 販売電力量) / 発生電力量

連けいされた系統の電力料金別の過去10年間の需要増加率を以下に示す。

電力料金別需要増加率

	1980/81 (GWh)	1989/90 (GWh)	増加率 (%)
家庭用需要	79.0 (48)	231.4 (42)	12.7
工業用需要	53.8 (33)	178.3 (33)	14.2
その他	31.6 (19)	138.4 (25)	17.8
合計	164.4 (100)	548.1 (100)	14.3

上表において、その他の需要の増加率が大きいのは、1983年、1985年に行なわれた電力料金体系の大幅な変更が原因である。

日負荷曲線は2つのピークがあり、高いほうのピークは夕方6時から7時の間に発生し、低い方のピークは朝8時前後に発生する。1989/90年の各月毎の夜及び昼の最大電力を以下に示す。

月別最大電力(MW)

月	夜ピーク	昼ピーク	月	夜ピーク	昼ピーク
7/8	128.9	84.9	1/2	170.3	139.8
8/9	127.9	90.2	2/3	150.9	114.4
9/10	135.0	90.9	3/4	150.7	109.9
10/11	146.6	110.4	4/5	149.6	109.3
11/12	167.7	125.7	5/6	153.3	108.7
12/1	171.6	137.5	6/7	153.1	104.5

ネパールにおける電力需要の特徴は、暖房の必要な冬期に年間を通じた最大電力が発生し、夏場のピークは冬期の70～80%と低いことである。渇水期である冬期は、特に流れ込み式発電所の出力が大幅に低下する。このことは、典型的な水主火従の電源構成であるネパールにとって、その分多くの発電設備が必要となることを意味し、電源開発上好ましい事ではない。

3.2 カトマンズ盆地の負荷密度

カトマンズ盆地内の1989/1990年に於ける負荷密度を把握するために、以下の2つの調査を実施した。

- a) 配電用変圧器の分布及びその容量
- b) 電力料金徴収地域毎の販売電力量実績

単位面積当りの配電用変圧器容量より求めたカトマンズ盆地内の負荷密度分布、及び電力料金徴収地域別負荷密度を図3.1及び3.2に示す。

4. 需要予測

4.1 過去の需要予測

NEA及びEDFによって行なわれた需要予測を以下に示す。

需要予測比較

	NEA1986		EDF1989		Actual	
	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW
1985/86	473.3	107.1			488.5	103.0
1986/87	557.5	124.0			571.0	123.0
1987/88	635.5	141.1	611.0	141.0	627.0	135.2
1988/89	709.7	157.7	656.0	150.0	672.3	149.5
1989/90	787.0	177.4	691.0	160.0	769.7	176.2
1995/96	1,281.3	286.5	1,176.8	269.0		
2000/01	1,705.4	381.2	1,910.0	436.0		
2005/06	2,225.7	510.3	2,822.8	632.0		

(注) GWh: 発生電力量、MW = 最大電力

4.2 全国レベルの需要予測

カトマンズ地区の送配電網の整備、拡張計画を策定するために、将来のカトマンズ地区の各地域毎または変電所、開閉所単位の需要の伸びを想定する事が重要である。一方、カトマンズ地区の細分化した地域の需要想定はそれを含むより大きな地域の需要想定と整合性がなければならない。

全国レベルの需要想定は2010/11年迄の20年間とし、全国をバグマテ地区及びその他の地区の二つに分けて実施する。その理由は、検討対象期間にわたって各地区別に実施された信頼のおける人口予測値が入手出来なかったためである。

需要想定はNEAの電力料金の分類に従い、次の五つのグループに対して実施した。

- a) 家庭用需要
- b) 工業用需要
- c) 商業用需要 (主にホテル)
- d) 農業用需要 (灌漑用ポンプ)
- e) その他

20年間の (1989/90-2010/11) の需要予測の結果を以下に示す。

発生電力量予測

	(GWh)				
	1989/90	1995/96	2000/01	2005/06	2010/11
バグマティ	371.9	600.0	925.8	1,378.4	1,986.3
その他地域	374.6	719.0	1,208.1	1,829.0	2,736.6
全 国	746.5	1,319.0	2,133.9	3,207.4	4,722.9

最大電力予測

	(MW)				
	1989/90	1995/96	2000/01	2005/06	2010/11
バグマティ	96.1	150.8	227.8	332.0	468.5
その他地域	75.5	142.0	234.5	349.2	520.7
全 国	171.6	292.8	462.3	681.1	989.2

消費電力量の部門別構成比

	1989/90	1995/96	2000/01	2005/06	2010/11
(%)					
バグマティ					
一家庭用	57.7	57.9	57.9	58.6	57.8
一工業	16.5	18.4	20.3	21.1	22.9
一その他	25.8	23.7	21.8	20.3	19.3
その他地域					
一家庭用	30.6	28.7	28.6	30.6	30.9
一工業	51.4	54.3	56.3	56.5	58.0
一その他	18.0	17.0	15.1	12.9	11.1

上表より明らかなごとく、現在、約50%を消費しているバグマテ地区の電力消費の比率は2000/01年に43%、2010/11年に42%に低下する。

4.3 カトマンズ盆地の地域別電力需要予測

前節4.2で求めたバグマティ地区の需要想定の結果を使って、各支店別、即ち中央カトマンズ、東カトマンズ、西カトマンズ、ラリトプール、バクタプール支店別の需要想定を行なった。

地域別需要想定の為、各支店別の1985/86年及び1989/90年の12月6日から2月15日迄（ネパール暦Poush及びMagh）の販売電力量実績が収集された。これらのデータは、3.2節で説明したカトマンズ地区の現在の負荷密度及び将来の動向の検証にも利用した。販売電力量及びその増加率は次の通りである。

販売電力量実績

							(MWh)
	1985/86			1989/90			増加率 (%)
	Poush	Magh	合計	Poush	Magh	合計	
中央カトマンズ	7,772	8,059	15,831	11,636	10,733	22,369	9.03
東カトマンズ	1,593	1,671	3,264	3,171	3,148	6,319	17.95
西カトマンズ	2,237	1,938	4,175	4,060	3,861	7,921	17.36
ラリトプール	2,546	2,387	4,933	4,027	3,919	7,946	12.66
バクタプール	723	772	1,495	1,352	1,423	2,775	16.71
合計	14,871	14,829	29,700	24,246	23,084	47,330	12.36

上記実績の下に、地域別販売電力量想定に時間要素を考慮した比率法（Ratio Method）を適用した。その結果を以下に示す。

地域別販売電力量予測

	(％&GWh)					
	1989/90		1995/96		2000/01	
	比率	需要	比率	需要	比率	需要
中央カトマンズ	45.19	118.16	38.02	173.35	33.19	248.84
東カトマンズ	12.77	33.38	15.69	71.56	17.75	133.07
西カトマンズ	16.00	41.84	19.23	87.84	21.50	161.24
ラリトプール	16.06	41.97	16.05	73.20	15.02	119.35
バクタプール	5.61	14.66	6.66	30.38	7.43	55.73
カブレ	1.73	4.53	1.70	7.77	1.67	12.50
ヒンドウ/ドルカ	1.36	3.56	1.34	6.10	1.31	9.82
ラスワ/ヌワコット	1.28	3.36	1.26	5.76	1.24	9.28
合計	100.00	261.45	100.00	455.96	100.00	749.87

4.4 変電所毎の最大電力予測

各変電所の現在の供給範囲より、上記地域別の需要増加率、送配電線及び変圧器等の損失、負荷率を組み合わせて最大電力の予測を実施した。その結果を以下に示す。

変電所	(MW)			
	1989/90	1995/96	2000/01	Growth (%)
Kathmandu - 2	12.40	16.86	21.77	5.25
Teku	9.03	13.13	17.94	6.44
Lainchaur	6.89	9.37	12.10	5.25
Thapathali	5.30	7.20	9.31	5.25
Maharajgunj	1.97	2.68	3.46	5.25
Old Chabel	8.08	12.66	18.40	7.77
New Chabel	1.74	3.35	5.78	11.53
Baneswar	13.50	23.51	37.32	9.68
Siuchatar	6.34	11.99	20.38	11.20
Balaju	5.37	10.15	17.26	11.20
Old Patan	7.22	11.57	17.13	8.17
Bhaktapur	5.61	10.00	16.18	10.11
Thimi	1.78	3.34	5.64	11.05
Trisuli	1.20	1.89	2.76	7.87
Sunkosi	1.56	2.46	3.59	7.87
合計	87.99	140.14	209.02	8.18

5. リングメイン・システムを含む送電系統の拡張整備総合計画

5.1 計画基準

変圧器や送電線の過負荷、電圧降下及び送電損失は整備、拡張計画判定のため重要な基準である。カトマンズ地区の需要増に伴って生じる系統の過負荷や電圧降下の検討及び電力損失を計算するためにコンピュータによる潮流解析を実施した。

電力潮流解析は、送電線一回線が運転停止した状態（異常時）及び運転停止がない状態（正常時）に対し実施した。

計画された系統の信頼性及び技術的妥当性を判定するための基準値として、以下の値を仮定した。

— 定常時：	変圧器の需要率	100%以下
	送電線配電線の許容電流	適用導体の連続許容電流以下
	電圧降下	7%以下
— 異常時：	変圧器の需要率	120%以下
	送電線配電線の許容電流	適用導体の連続許容電流以下
	電圧降下	10%以下

5.2 潮流解析の基本条件

(1) 電力系統

潮流計算の対象となる電力系統には、カトマンズ盆地内の全ての送電線、変電所、開閉所、11kVリングメイン配電線、およびカトマンズに電力を供給しているカトマンズ盆地外の発電所とその送電線が含まれている。1990年1月5日の既存の系統構成に予測負荷を使用して、その結果、発生する問題点に対策を系統に施しながら計算を繰り返した。1990年の系統構成を図2.2に示す。

(2) 系統解析のための変電所最大負荷

基準年度（1989/90年）の潮流計算には、同年度の最大電力が記録された1990年1月5日の午後7時の各変電所あるいは開閉所の実績を使用した。1990/91年度から2000/01年度迄の潮流計算では、第4.4章で予測された各変電所と開閉所の最大負荷を使用した。

(3) 電圧調整

11kV母線の電圧調整は、変電所変圧器のタップにより行なった。タップの調整幅は、既存の変圧器ではその変圧器の変圧比内、新規に増設を計画された変圧器に関しては+/-10%とした。

5.3 系統解析のための電源拡充計画

アルンNo. 3水力発電所運開迄の供給不足は、次のようにNEAによって算定されている。

ネパールシステムの供給力不足

年	ピーク電力(MW)	電力量(GWh)
1994/95	15	3
1995/96	42	42
1996/97	69	118
1997/98	99	213
1998/99	129	333
1999/00	169	487

カトマンズ地区の送電系統の2000/01年迄の解析を実施する上で、供給力と需要が平衡している必要がある。従って、計算の簡単化の為、上記供給力不足に見合った仮想発電所をHctanda変電所に設置するものと仮定した。

5.4 電力系統解析の結果

定常状態時だけでなく、異常時（送電線一回線故障）でも、安定した電力の供給が出来るかどうかを、潮流解析にて確認した。尚、電圧降下または過負荷等の供給支障が解析上発生した場合、妥当な対策を選び、潮流解析でその効果を確認し、最適な対策を選定した。

前述の潮流解析の結果を表5.1にシナリオ-Aとして示す。

シナリオ-Aにおいて、New Bhaktapur変電所及び66kV New Bhaktapur - New Chabel線の新設は、供給信頼度を著しく高めるための最も効果的な対策である。一方、将来66kVシステムではカトマンズ地区への電力供給力は不足となり、盆地全体をカバーする132kV供給システムの導入が必要になるので、以下の代替案を想定した。

シナリオ-B

シナリオ-AにおいてNew Bhaktapur変電所を新設する時点で、132kVシステムをSiuchatar変電所より延長し、当該地点に132/66kV変電所を新設する。そのための132kV送電線は将来の132kV環状システムの一部を構成するものとなる。

シナリオ-C

シナリオ-A及びBに於て、Siuchatar変電所の132kVシステムの拡張が必要であり、用地取得の困難さが考えられる。特に、将来132kV環状システムを形成する際、用地問題が更に難しくなることが予想される。

従って、この問題を解決するため、シナリオ-Bに於て、New Bhaktapur変電所を新設する際、同時に132kV開閉所もThankot地域に新設し、既存の132kV Kulekhani No. 2線及びMarsyangdi線を接続する計画とした。

上記2シナリオについても潮流解析を実施し、シナリオ-Aと同様の検討を行なった。必要となる整備、拡張のための諸対策を表5.1に併せて示す。

5.5 短絡計算

上記のシナリオの系統に対して3相短絡計算を行なった。計算の結果、電力系統の整備、拡張につれて、以下の開閉所で、系統の短絡電流が遮断器の定格短絡容量を上まわることが判明した。

開閉所	定格容量(kA)	短絡電流/l (kA)	盤数
<u>1989/90時点</u>			
1) Old Patan	7.88	12.5	11
2) Teku	7.88	9.1	11
3) Royal Palace	7.88	9.1	5
<u>1995/96時点</u>			
4) Chabel	7.88	10.8	10
5) Old Patan /2	13.10	13.5	1
<u>2000/01時点</u>			
6) Thimi	7.88	8.4	6

(注) /1: シナリオ-A

/2: ディーゼル発電機回路

5.6 整備、拡張計画の評価

(1) 建設費

前章で選定されたサブ・プロジェクトの建設費を、過去3回に亘って日本政府の無償資金協力によって実施されたカトマンズ地区の配電網整備計画の実績値だけでなく、最近の国際市場価格の動向、現場の地質条件等を基に以下に示すように算出した。

	シナリオ-A	シナリオ-B	シナリオ-C
(1) 1995/96年	23,400	26,914	29,487
(2) 2000/01年	19,135	13,639	13,639
(3) 合計	42,535	40,553	43,126

(注) 単位: 1000ドル

(2) 評価の結果

最適な実施計画を選定するために、各シナリオは建設費と電力損失を現在価値に変換して評価した。その結果は以下の通りである。

	シナリオ-A	シナリオ-B	シナリオ-C
(a) 建設費	26,806	27,620	29,981
(b) システム損失	12,417	12,200	12,092
合計	39,223	39,820	42,073

(注) a) 単位: 1000ドル

b) 割引率: 10%

c) 損失: US\$130/kW、US\$0.75/kWh

各選定されたシナリオの経済的な実施の可能性を、不確実性を有する次の要因の変化に対して確認した。以下、その結果を示す。

(a) 割引率が変化した場合

	8%	10%	12%
シナリオ-A	42,988	39,223	35,941
シナリオ-B	43,199	39,820	36,860
シナリオ-C	45,475	42,073	39,091

(注) 単位：1000ドル

(b) 建設費が変化した場合

	-20%	0%	+20%
シナリオ-A	33,861	39,223	44,584
シナリオ-B	34,296	39,820	45,344
シナリオ-C	36,077	42,073	48,070

(注) 単位：1000ドル

6. 11kV配電系統の拡張整備総合計画

適切な補強、改良対策を講じなければ、カトマンズ盆地の配電系統に下記のような深刻な問題が生じることが予想される。

- (a) 過度な電圧降下および電力損失の増加
- (b) 配電用変圧器容量の不足
- (c) 配電線の不足
- (d) 電力量計の精度の低下

既存の配電網の問題点を具体的に解明するために、予測需要電力に従って2000/01年迄の各フィーダーの電圧変動、電線の電流容量の状態を検討した。その結果、下記の23フィーダーを2000/01年以前に補強・改良すべきであることが判明した。

電力区	フィーダー名	問題点	予測発生率	
カトマンズ中央 カトマンズ東部	Budhanilkantha	電流容量	1999/00	
	Airport (New Chabel)	〃	1994/95	
	Airport (New Baneswar)	電圧降下	1993/94	
	Boudha-Jorpati	電流容量	1990/91	
	Sundarijal (New Chabel)	電圧降下	1998/99	
	Sundarijal (Chabel)	〃	1989/90	
	Baneswar (Chabel)	電流容量	1994/95	
	Baneswar (New Baneswar)	〃	2000/01	
	Godawari-1	電圧降下	1993/94	
	Godawari-2	〃	1989/90	
	Shankhamul	電流容量	2000/01	
	Patan	〃	1999/00	
	カトマンズ西部	Kirtipur (Ropeway)	電圧降下	1994/95
		Thankot	〃	1992/93
Dharmasthali		電流容量	1996/97	
B.I.D		〃	1992/93	
ラリトプール	Old Patan-1	〃	1993/94	
	Old Patan-2	〃	1996/97	
	Pharping	電圧降下	1995/96	
	Mangal Bazar	電流容量	2000/01	
バクタプール	Byasi	電圧降下	2000/01	
	Banepa	〃	1998/99	
	Nagarkot		1994/95	

尚、この表には記載されていないが多数の11kVフィーダーの支線および低圧配電線も電圧降下の改善、電力損失の低減、供給信頼度向上の面から補強・改良対策を必要としている。

配電網の整備対策を計画するに当たって、(a) 1995/96年迄に完成させなければならない緊急案件と (b) 2000/01年迄に完成させるべき案件に分類し、前者の緊急案件をフィージビリティ調査の対象とした。

7. カトマンズ地区の実施中の送配電網整備計画

NEAの電力料金収入の半分以上をしめるカトマンズ地区の急増する需要に対応するため、いくつかの既存の送配電システムの整備、改善計画が実施中又は近い将来実施が予定されている状態にある。

ネパール王国の要請に基づいて、世銀とアジア開発銀行はネパールの電力セクターの診断調査を1987年に実施した（Power Sector Review (PSR)、1988年5月15日）、そして、そのPSRの勧告をNEAが実行することを補助するために、世銀は第3次技術協力計画（Third Technical Project, Cr. 1902-NEP）を実施した。

以下の主要な調査がこのCr. 1902-NEP資金の下に実施された。

- (a) 長期限界費用と電力料金調査（Long-run Marginal Cost and Tariff Study）
- (b) 最少費用発電設備拡充計画の更新（Update of Least Cost Generation Expansion Plan）
- (c) 送配電総合10ヶ年計画（Ten Year Transmission and Distribution Master Plan）

- (d) 地方電化総合10ヶ年計画 (Rural Electrification Ten Year Master Plan)
- (e) 35MWトリスリーデビガット集合体の改善と刷新のためのフィージビリティ調査 (Feasibility Study for Upgrading and Refurbishing the 35MW Trisuli-Devighat Complex)

(1) 電力セクター効率化計画

上述調査結果報告書で提起されている問題の解決及びアルン水力発電プロジェクトの完成までの発電のギャップを埋める必要性から電力セクター効率化計画 (Power Sector Efficiency Project) が形成された。これは電力設備の補強に対する投資、NEAの制度開発、省エネルギーの活動の支援等に取り組むためのものである。

この電力セクター効率化計画の一環として、カトマンズ地区の既存の送配電網の整備、増強計画が実施される (以下PSEP)。これは(i) 66kV系統の増容量、(ii) 66kV変圧器増容量及び2変電所の建設、(iii) 132kV送電線の建設、及び(iv)機器、予備品、工具の供与等の実施を含んでいる。

(2) 損失逓減計画

1985/86から1989/90年の間の年平均システム損失は発生電力量の27%から32%であり、このような高い損失はNEAの運営及び資金面に深刻な問題を及ぼしている。不正な料金徴収、不法な接続、正確でないメーターなどによる非技術的損失はシステム損失の約半分を占めている。

このような高い損失、主に非技術的損失、を逓減するために、Marsyangdi水力発電計画のための資金 (Cr. 1478-NEP) で、世銀は損失逓減プログラム (Loss Reduction Program, LRP) の第1次計画のための資金供与を行ない、システム損失調査が1986年BEI (英国) により実施された。尚、この調査は5年間に渡って損失を逓減するための段階的な実施計画を打ち出している。引き続き、同じ資金で、カトマンズ地区の損失逓減達成のため、LRPの最初の2年間の計画 (Phase II) が実施された。

第3次計画 (Phase III) はカトマンズ地区での第2次計画を続行すると共に、全国にその成果を反映されることを意図している。

(3) その他

カトマンズ地区の上記送配電網整備に加え、以下の整備計画が予定されている。

- (a) NEAによる66kV Siuchatar~Patan送電線の増架工事 (1992年3月完成予定)
- (b) Lainchaur変電所の復旧工事 (KfW (独) の資金を予定)

8. 高圧送電系統および配電網のフィージビリティ調査

8.1 序

フィージビリティ調査の対象となる1995/96年迄に整備を完成させる緊急案件は主として下記事項を目的として選定した。

- (a) 系統容量の増加

- (b) 老朽設備の更新
- (c) 11kVフィーダーと低圧配電線の電圧変動及び過負荷の改善
- (d) 電力損失の軽減

8.2 高圧送電システム

前節で説明した如く、世銀 (PSEP) や他の援助機関によって既存システムの整備計画が進行中である。これら進行中の整備計画の殆ど全てが、第5節で策定した総合計画に含まれている。従って、本計画での整備実施対象施設は、現在進行中の整備計画が計画通り完成されるものと仮定して、選定した。即ち、進行中の整備計画が完成した後の系統に、1995/96年時点の想定負荷を用いて、第5節と同様に、潮流解析を実施し、必要な整備、拡張対策を検討した。検討の結果、以下の整備対象施設が選定された。

(1) K3変電所の新設

カトマンズ市中心街の電力需要増への対処およびK2, Royal Palace開閉所、Lainchaur変電所の11kV母線電圧降下対策としてK3変電所をK2開閉所近くに建設する。K3新変電所への電力は、世銀プロジェクトで新設されるSiuchatar-Teku両変電所間の66kV 2回線から供給される。従ってこの分岐点からK3変電所に至る2.8 kmの区間の66kV 2回線送電線もK3変電所新設に伴って建設されることになる。

(2) Siuchatar変電所の132/66kV変圧器増設

Siuchatar変電所の既設主変圧器は1995/96年迄に過負荷状態に直面することが予測された。対策として132/66kV、37.8MVAの変圧器、関連開閉器類を増設し、既設変圧器と並列運転を行なう。

尚、第5節で検討した11kVリングメイン・システムの老朽化した設備の整備計画は前述の世銀等の援助による整備計画に含まれていない。従って、以下の施設の整備対策が緊急に必要である。

(3) 11kV開閉所の不足容量対策

1995/96年迄に11kV開閉機器の定格遮断電流が系統短絡電流に耐え得ない機器が多数稼働している。既設11kV電力設備の増容量対策としてOld Patan、Royal PalaceとOld Chabelの各開閉所の11kVキュービクルの取り換え、またはキュービクルの追加を実施する。本案件では合計36のキュービクルを供給し据付・試験を行なうことになる。尚、Teku開閉所の11kV開閉機器の更新はPSEPによって実施されるので、本計画より除外してある。

(4) 11kV地中ケーブル線の新設

カトマンズ市中心街への電力供給は主としてLainchaur変電所-K2開閉所の間に布設されている地中ケーブル及びNew Patan変電所-K2開閉所の間の11kV架空配電線に依存している。この地中ケーブルは布設後約30年を経過しており劣化が著しく事故も頻発している。特に1990年にはケーブル事故のために6ヶ月に亘りこの線による電力供給停止を余儀なくされた。この事故はNEAが復旧したもののケーブルの信頼性は乏しく市の中心街への電力供給の不安は解消していない。供給安定化のため、この1.9 kmの区間にケーブルを新たに増設する。

8.3 配電システム

配電システムの選定された整備計画は次の通りである。

(1) 11kV主要配電線の緊急整備対策

第6節で説明した総合計画の内、緊急に補強・改善を必要としているフィーダーは下記の通りである。

- (a) Boudha-Jorpatiフィーダー
- (b) Sundarijalフィーダー (New Chabel変電所引出)
- (c) Gadawari-1とGadawari-2フィーダー
- (d) Thankotフィーダー
- (e) Baralgau~Gokaneswar 11kV支線
- (f) Pharpingフィーダー
- (g) Aripotフィーダー (New Chabel変電所引出)
- (h) Banaswarフィーダー (Chabel開閉所引出)
- (i) Nagarkotフィーダー
- (j) Kathmandu市内のフィーダー支線の一部
- (k) Dharmasthaliフィーダーの拡張

上記フィーダーの整備に必要な資機材は次の通りである。

資機材項目	数量
(a) 鋼心アルミより線	174 km
(b) 11kV3心地中ケーブル	4.9 km
(c) 11kV絶縁ケーブル	17 km
(d) 鋼管柱 (11kVと低圧線共架用)	344 本
(e) 11kV区分開閉器	30 台
(f) 柱上変圧器総数	79 台
(g) 柱上変圧器総容量	7,875kVA
(h) 関連低圧架空電線	151 km
(i) 関連低圧配電線用ポール	330 本
(j) 11kVドロップ・アウト・スイッチ	50 個
(k) 11kV避雷器	50 個

(2) 上記以外の11kV配電線の整備対策

前記 (1) 以外の11kV配電線の整備は下記フィーダーに対して実施される。

- (a) Kathmandu市中心部のフィーダー支線
- (b) Kirtipurフィーダーの負荷の切替
- (c) Airportフィーダー (Banaswar変電所引出)
- (d) Naya Bazar-Budhanilkantha両フィーダーの連係
- (e) Nagarkot-Bramhakhel間のフィーダー更新
- (f) Thimiフィーダーの支線の新設
- (g) 各電力区のフィーダーの部分的整備

主要資機材とその数量は以下の通りである。

資機材項目	数量
(a) 鋼心アルミより線	60 km
(b) 11kV3心地中ケーブル	17.6 km
(c) 11kV絶縁ケーブル	23 km
(d) 鋼管柱 (11kVと低圧線共架用)	980 本
(e) 11kV区分開閉器	50 台
(f) 柱上変圧器総数	189 台
(g) 柱上変圧器総容量	18,250kVA
(h) 関連低圧架空電線	31 km
(i) 関連低圧配電線用ポール	135 本
(j) 11kVドロップ・アウト・スイッチ	520 個
(k) 11kV避雷器	520 個

(3) 低圧配電網の整備対策

各電力区の稼働している低圧配電線設備の中には、経年劣化した設備が多く需要家に安定した電力を供給し得ない地域がある。これらの設備の補強・改良・拡張対策が求められている。

整備に必要な資機材のうち主要なものは次の通りである。

	カトマンズ			ラリト	バクタ	計
	中央	東部	西部	プール	プール	
鋼心アルミより線：ACSR Weasel(km)	15	15	15	85	60	190
ACSR Rabbit (km)	40	20	25	55	35	175
低圧絶縁ケーブル (Al-OW) (km)	84	5	0	12	16	117
低圧地中ケーブル (XLPE) (km)	4	0	0	0	0	4
低圧配電線用鋼管柱 (本)	150	200	230	550	415	1,545
金具付きスプール碍子 (個)	800	800	1,000	2,200	2,000	6,800
配電用遮断器 (個)	141	50	45	181	149	566

(注) *Al-OW : 屋外用アルミ導体ビニル絶縁電線

*XLPE : クロスリンク・ポリエチレン絶縁ポリビニール・シース・ケーブル

(4) 保守用器具・工具等

送配電網の適切な運転・保守を実施するための、種々の器具、工具、車輛、無線装置の供給がNEAから求められている。同種の器具、工具等が過去に実施されに日本のカトマンズ配電網整備計画の中で供給されたが、殆どは劣化状態にある。

8.4 計画実施の優先順位

以上により選定された計画は、下記のように実施の優先順位を決めた。

- (a) 発電設備を保有しないカトマンズ盆地に於ては、周辺から送電される電力の受電用の変電施設及びそれに付随する高圧送電系統は重要な役割を担っている。この観点から11kV基幹線を含む送変電設備の整備対策の内、緊急な案件が最優先されるべきである。
- (b) 第2優先順位の案件は、11kV幹線の整備対策である。
- (c) 盆地の設備容量不足を解消するためにK3変電所とその関連送電線の新設並びにSiuchatar変電所への主変圧器と開閉機類の増設を第3優先案件とした。
- (d) 上記優先案件以外の対策は引き続き実施されるべきである。

8.5 計画実施に伴う効果

本計画が完成されればカトマンズ盆地の電力系統並びに住民に対して下記の効果が期待される。

- (a) 劣化設備の更新、容量不足の設備の増容量による電力の安定供給
- (b) 電力の良質化と電力損失の軽減による発電電力の有効利用
- (c) 補強・改善された系統による工業化の促進
- (d) 良質な電力供給と電力供給増に対する需要家の要望の実現
- (e) 損失電力の減少に伴う電力有効利用による薪炭エネルギー、輸入エネルギーの減少
- (f) 既設劣化設備の改善によるNEAの運転・保守費の節減
- (g) 電力損失の低減、運転・保守費の節減、停電事故の減少によるNEA 財務への貢献
- (h) 良質電力供給による住民の生活環境の向上

9. 実施予算および計画工程

9.1 実施予算

1995/96年迄に完成される案件の実施予算額は1991年6月のカトマンズおよび日本の市場価格を基に算出された。

資金枠と支出計画を勘案して、選定した案件を第1期と第2期に分けた。

- 第1期の案件には、
 - (a) 11kV開閉所の容量対策
 - (b) 11kV地中ケーブル線の新設
 - (c) 11kV主要配電線の緊急設備
- 第2期の案件として、
 - (d) K3変電所及び関連66kV送電線の新設
 - (e) 132/66kV変圧器及び関連開閉装置の新設
 - (f) 主要配電線以外の11kV配電線の整備
 - (g) 各電力区の低圧配電線の整備

を各々計画した。各期の実施予算は次の通りである。

	第1期	第2期	計
(i) CIFおよび工事費	1,345,200,000	3,681,500,000	5,026,700,000
(ii) 技術経費	160,000,000	160,000,000	320,000,000
(iii) 対物価上昇及予備費	79,800,000	611,500,000	691,300,000
	1,585,000,000円	4,453,000,000円	6,038,000,000円

9.2 計画工程

各期計画の完成には両国政府の交換公文締結後2年を要する。第1年度は、計画の詳細設計、業者選定、業者契約、機器・資材の製作、工場試験、出荷迄、第2年度は輸送、現地工事、試験、引渡しの作業内容を含む。

第1期計画完成に引き続き第2期計画を開始する工程であれば第1期開始から第2期完成間迄は4年を要することになる。

10. 経済的、財務的評価

10.1 序

経済的、財務的內部収益率（EIRR及びFIRR）をカトマンズ地区の送配電系統の整備、拡張計画の妥当性の評価の指標として採用する。尚、評価の対象となる整備、拡張計画に世銀等の資金援助で実施が予定されている計画も含める。

EIRR及びFIRRの計算に用いるこれらの計画の投下資金は以下の通りである。

(Unit: US\$1,000)

	高圧系統		中圧系統	LV系統		合計
	PSEP	JICA	JICA	LRP	JICA	
1991/92	4,600	-	-	1,104	-	5,704
1992/93	4,830	-	7,112	1,190	-	13,132
1993/94	4,830	-	4,170	1,190	-	10,190
1994/95	1,840	10,124	6,359	482	4,312	23,117
1995/96	-	5,862	3,726	-	1,083	10,670
合計	16,100	15,986	21,367	3,966	5,394	62,813

(注) JICA = 本調査によって選定された計画

このような整備計画によって可能となるカトマンズ地区内の追加電力量販売収入を評価のための便益と考える。追加販売電力量は本調査で実施した需要想定の結果より次のごとく算定した。

	(GWh)					
	91/92	92/93	93/94	94/95	95/96	96/97
バグマティ地区	308.5	340.3	375.3	413.7	456.0	504.0
カブレ、トリスリ、スンコシ地区	13.5	14.8	16.3	17.9	19.6	21.6
カトマンズ地区	295.0	325.5	359.0	395.8	436.4	482.4
追加電力量	-	30.5	64.0	100.8	141.4	187.4

便益計算のための単位便益の算定に、以下に示す長期限界費用及び料金調査の報告書（1990年12月）で提言されている長期限界費用（LRMC）をEIRRの計算に、理論的料金をFIRRの計算に利用する。即ち、低圧需要家料金と高圧需要家料金の差を単位便益として適用する。

	現在の料金	理論的料金	長期限界費用
発電端	-	-	Rs.1.28
高圧需要家	Rs.1.31	Rs.1.04	Rs.2.01
中圧需要家	Rs.1.47	Rs.1.50	Rs.3.34
低圧需要家	Rs.1.40	Rs.3.21	Rs.5.35
平均	Rs.1.40	Rs.2.75	-

10.2 経済的、財務的評価

計画に含まれる全ての費用は外貨分は1.0、内貨分は0.9の標準換算率を用いて経済的費用に換算してある。経済的評価のための単位便益として、提言されているLRMCより算定したRs.3.34/kWhを用い、EIRRは35.1%と計算された。財務的評価には単位便益として理論的料金を使い、Rs.2.17/kWhの下、FIRRは21.3%と計算された。

10.3 感度解析

カトマンズ地区の整備、拡張計画の実行可能性を、不確実性を有する主なる要因に対して検討した。

電力料金は、長期限界費用と電力料金調査の報告書にも提言されているように、現行料金は近い将来改定されるであろうが、未だ決定がなされていない。従って、本調査ではいくつかの料金水準に対し、その実行可能性を検討した。その結果は次の通りである。

EIRR

単位便益	EIRR
a) 基本ケース (LRMC)	35.1%
b) LRMCの-15%	29.2%
c) LRMCの-30%	23.4%
d) 理論的料金	21.5%

FIRR

単位便益	FIRR
a) 基本ケース（理論的料金）	21.3%
b) 理論的料金の-15%	17.7%
c) 理論的料金の-30%	13.8%
d) 現行の料金水準	9.0%

資本費及び運転、保守（O/M）費用に対し、コスト増に伴うEIRR及びFIRRの変化の様子を検討した。

	EIRR	FIRR
a) 基本ケース	35.1%	21.3%
b) 建設費		
: +10%	31.5%	19.2%
+20%	28.6%	17.4%
c) O/Mコスト		
: +25%	34.6%	20.8%
+50%	34.0%	20.3%

10.4 結論

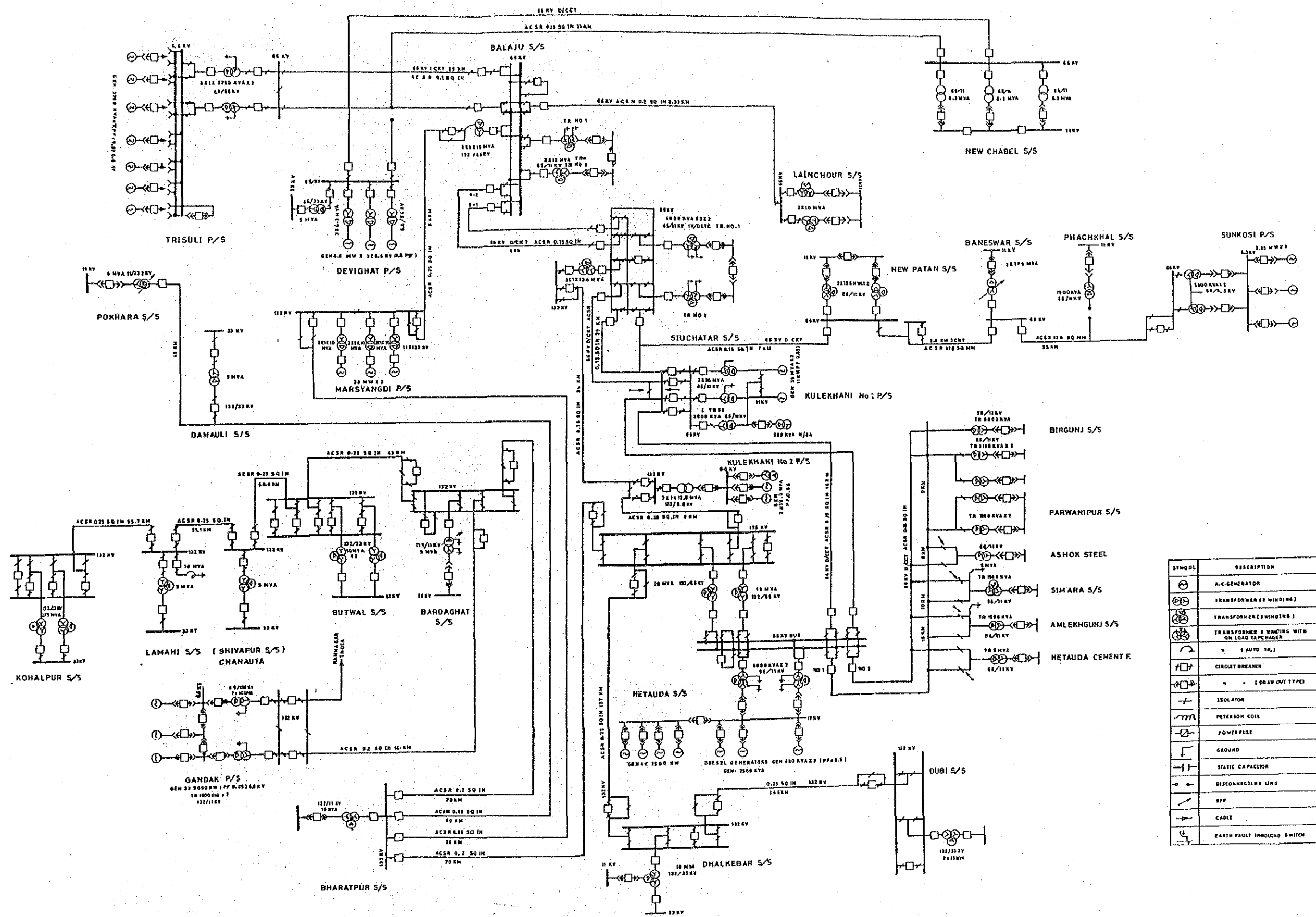
上記に述べた如く、カトマンズ地区の送配電網の整備拡張計画は経済的、財務的見地より、妥当なものと云える。

表

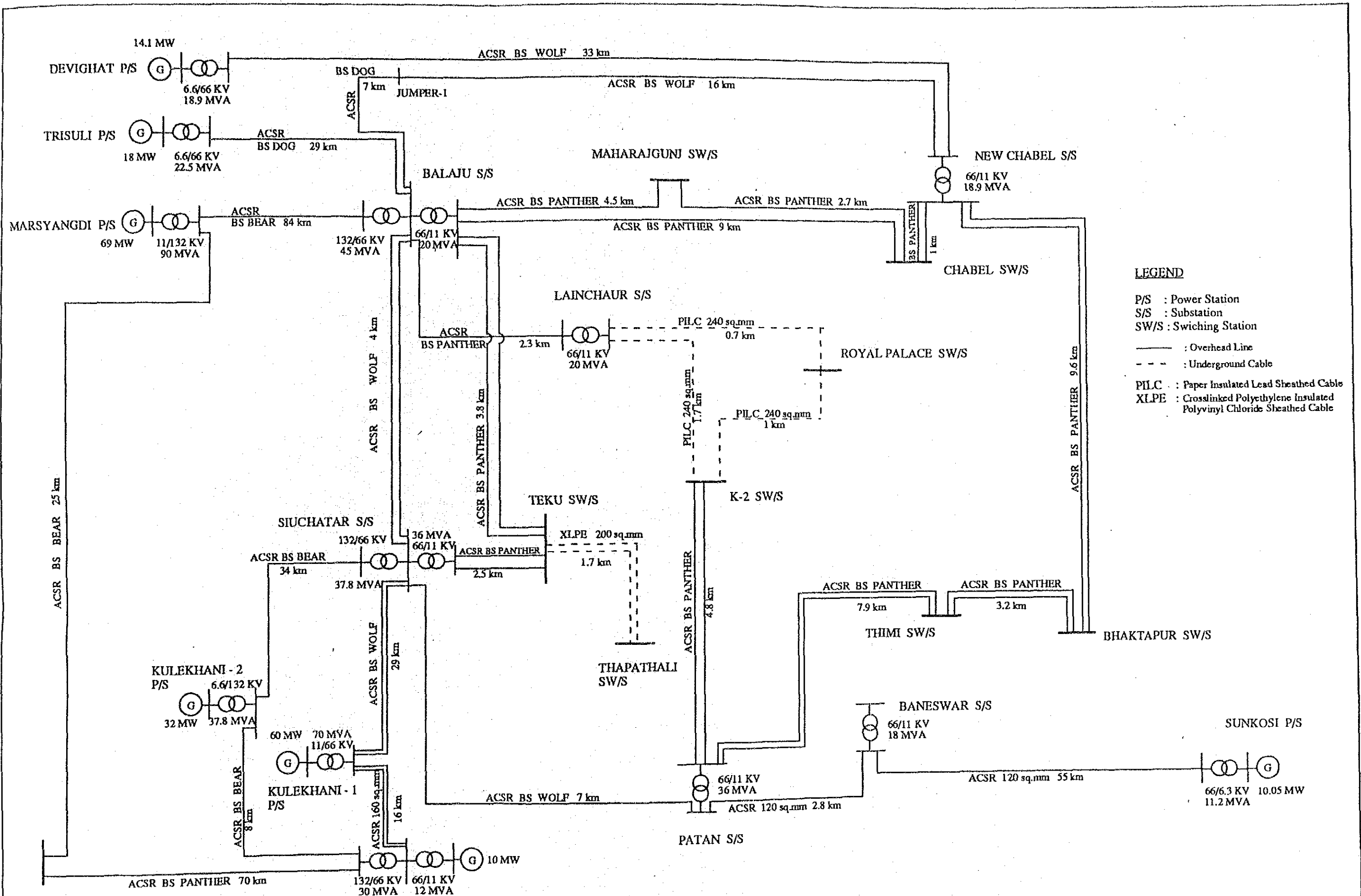
表5.1 拡張整備計画案

Year	Sub-project of Scenario A	Sub-project of Scenario B	Sub-project of Scenario C
1990/91	(1) 2nd circuit of 66kV Sluchatar - Patan line Includ. 66kV T/L bay at Patan and Sluchatar		
1991/92	(2) Creation of 66/11kV New Bhaktapur S/S, 1x10MVA Includ. connection of Sunkosi line and 11kV line	(1) Creation of 132/66kV New Bhaktapur S/S, 132/66kV 45MVA and 132/11kV 1x18MVA Includ. connection of Sunkosi line and 11kV line	(1) Creation of 132kV switching station near Thankot (2) Creation of New Bhaktapur S/S, 132/66kV 1x45MVA and 132/11kV 1x18MVA. Includ. Includ. connection of Sunkosi line and 11kV line
	(3) 66kV 1cct New Bhaktapur - New Chabel line Includ. 66kV switchgear at New Chabel	(2) 132kV Sluchatar-New Bhaktapur line, 1st cct Includ. 132kV switchgear at Sluchatar	(3) 132kV Sluchatar-New Bhaktapur line (1st cct) Includ. 132kV switchgear at Sluchatar
1992/93	(4) Modification of 66kV switchgear at Trisuli P/S and jumper connection between Trisuli and Dewighat	(3) Modification of 66kV switchgear at Trisuli P/S and jumper connection between Trisuli and Dewighat	(4) Modification of 66kV switchgear at Trisuli P/S and jumper connection between Trisuli and Dewighat
	(5) Connection of Marsyangdi line to Sluchatar S/S Includ. 132kV switchgear(2 T/L bays)	(4) Connection of Marsyangdi line to Sluchatar Includ. 132kV switchgear	(5) Augmentation of 66/11kV transformer at Baneshwar Includ. 66kV switchgear
	(6) Addition of 66/11kV transformer at Baneshwar Includ. 66kV switchgear, 2x18MVA in total	(5) Augmentation of 66/11kV transformer at Baneshwar Includ. 66kV switchgear	
1993/94	(7) Creation of 66kV K3 S/S, 2x18MVA Includ. 11kV switchgear for transformer circuit	(6) Creation of 66kV K3 S/S, 2x18MVA Includ. 11kV switchgear for transformer circuit	(6) Creation of 66kV K3 S/S, 2x18MVA Includ. 11kV switchgear for transformer circuit's
	(8) 66kV Sluchatar-K3 2cct line Includ. switchgear at Sluchatar	(7) 66kV Sluchatar-K3 2cct line Includ. switchgear at Sluchatar	(7) 66kV Sluchatar-K3 2cct line Includ. switchgear at Sluchatar
1994/95	(9) Addition of 132/66kV transformer at Sluchatar Includ. 132kV and 66kV switchgear		
1995/96	(10) Upgrading of Teku SW/S to 66kV 1x18MVA S/S Includ. incoming lines from Sluchatar-K3 line	(8) Augmentation of 132/66kV transformer at Sluchatar Includ. 132kV and 66kV switchgear	(8) Augmentation of 132/66kV transformer at Sluchatar Includ. 132kV and 66kV switchgear
	(11) Addition of 66/11kV transformer at New Bhaktapur, 2x10MVA In total	(9) Upgrading of Teku SW/S to 66kV 1x18MVA S/S Includ. incoming lines from Sluchatar-K3 line	(9) Upgrading of Teku SW/S to 66kV 1x18MVA S/S Includ. incoming lines from Sluchatar-K3 line
1996/97	(12) Replacement of 66/11kV transformers at New Chabel S/S from 3x6.3MVA to 2x18MVA	(10) Replacement of 66/11kV transformers at New Chabel S/S from 3x6.3MVA to 2x18MVA	(10) Replacement of 66/11kV transformers at New Chabel S/S from 3x6.3MVA to 2x18MVA
1997/98	(13) Replacement of 66/11kV transformers at Lainchaur from 2x10MVA to 2x18MVA	(11) Replacement of 66/11kV transformers at Lainchaur from 2x10MVA to 2x18MVA	(11) Replacement of 66/11kV transformers at Lainchaur S/S from 2x10MVA to 2x18MVA
	(14) Creation of 66/11kV Banepa S/S Includ. connection of Sunkosi line and 11kV cubicles	(12) Creation of 66/11kV Banepa S/S, 1x10MVA Includ. connection of Sunkosi line and 11kV cubicles	(12) Creation of 66/11kV Banepa S/S Includ. connection of Sunkosi line and 11kV cubicles
1998/99	(15) 132kV Sluchatar-New Bhaktapur 2cct line (16) Upgrading of New Bhaktapur S/S to 132kV Includ. 132kV switchgear at Sluchatar	(13) 2nd circuit of 132kV Sluchatar - New Bhaktapur line Includ. 132kV switchgears	(13) 2nd circuit of 132kV SW/S - New Bhaktapur line Includ. 132kV switchgears
	(17) Creation of 132/11kV Chapagon S/S, 1x18MVA	(14) Addition of 66/11kV transformer at Teku S/S, 2x18MVA In total	(14) Addition of 66/11kV transformer at Teku S/S, 2x18MVA In total
	(18) Addition of 66/11kV transformer at Teku S/S, 2x18MVA In total	(15) Creation of 132/11kV Chapagon S/S, 1x18MVA	(15) Creation of 132/11kV Chapagon S/S, 1x18MVA
	(19) Replacement of 66/11kV transformers at Balaju S/S from 2x10MVA to 2x18MVA	(16) Replacement of 66/11kV transformers at Balaju from 2x10MVA to 2x18MVA	(16) Replacement of 66/11kV transformers at Balaju from 2x10MVA to 2x18MVA
1999/00	(20) Installation of static condenser at New Bhaktapur 66kV bus, 2x10MVA	(17) Augmentation of 132/11kV transformer at New Bhaktapur, 2x18MVA in total	(17) Installation of static condenser at New Bhaktapur 66kV bus, 2x10MVA
2000/01	(21) Augmentation of 132/11kV transformers at New Bhaktapur, 1x18MVA	(18) Installation of static condenser at New Bhaktapur 66kV bus, 2x10MVA	(18) Augmentation of 132/11kV transformer at New Bhaktapur, 2x18MVA in total





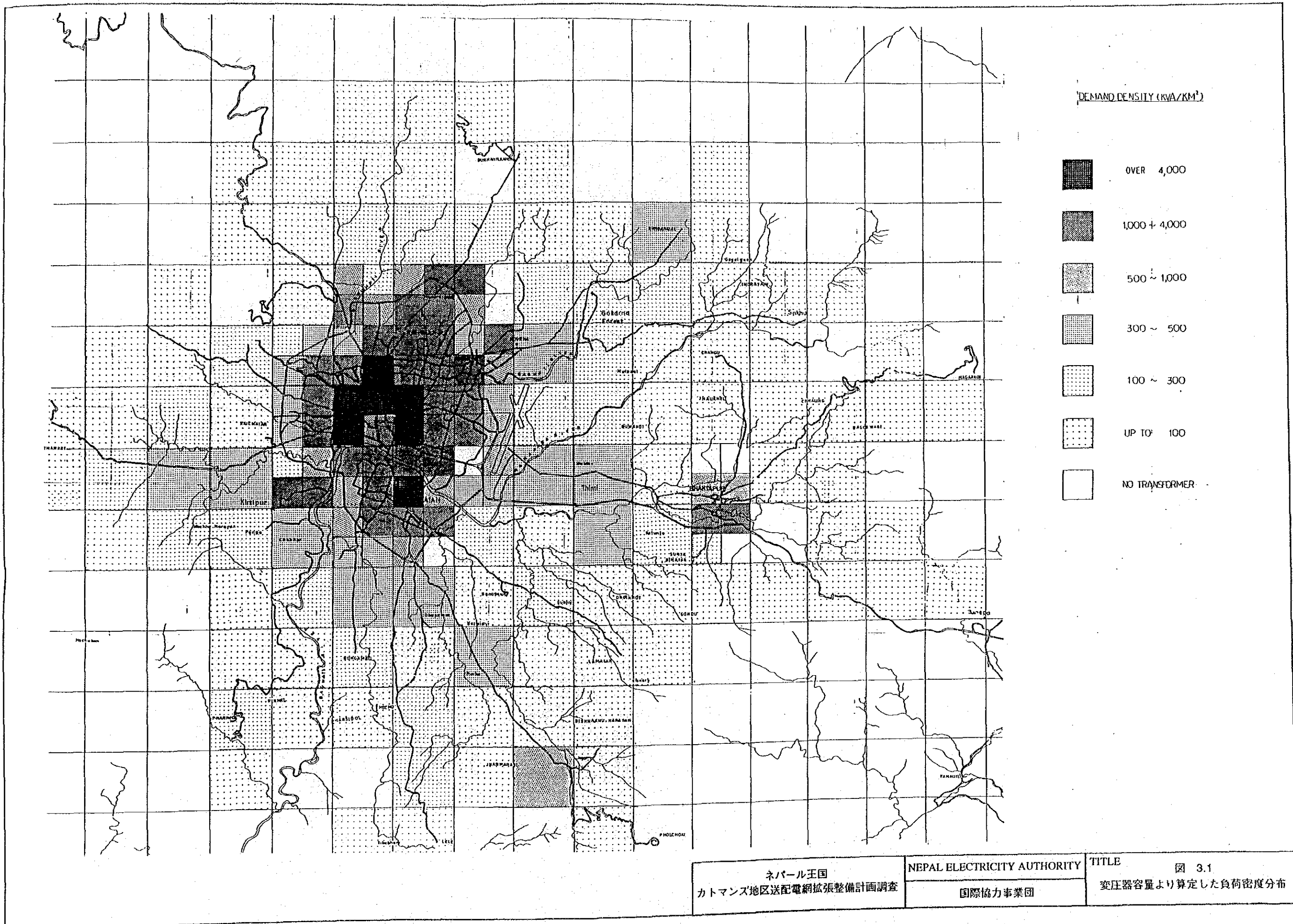
SYMBOL	DESCRIPTION
	A.C. GENERATOR
	TRANSFORMER (3 WINDING)
	TRANSFORMER (2 WINDING)
	TRANSFORMER 2 WINDING WITH ON LOAD TAPCHANGER
	" (AUTO TR.)
	CIRCUIT BREAKER
	" (DRAW OUT TYPE)
	ISOLATOR
	PETERSON COIL
	POWER FUSE
	GROUND
	STATIC CAPACITOR
	DISCONNECTING LINE
	SPF
	CABLE
	EARTH FAULT INTERRUPTING SWITCH

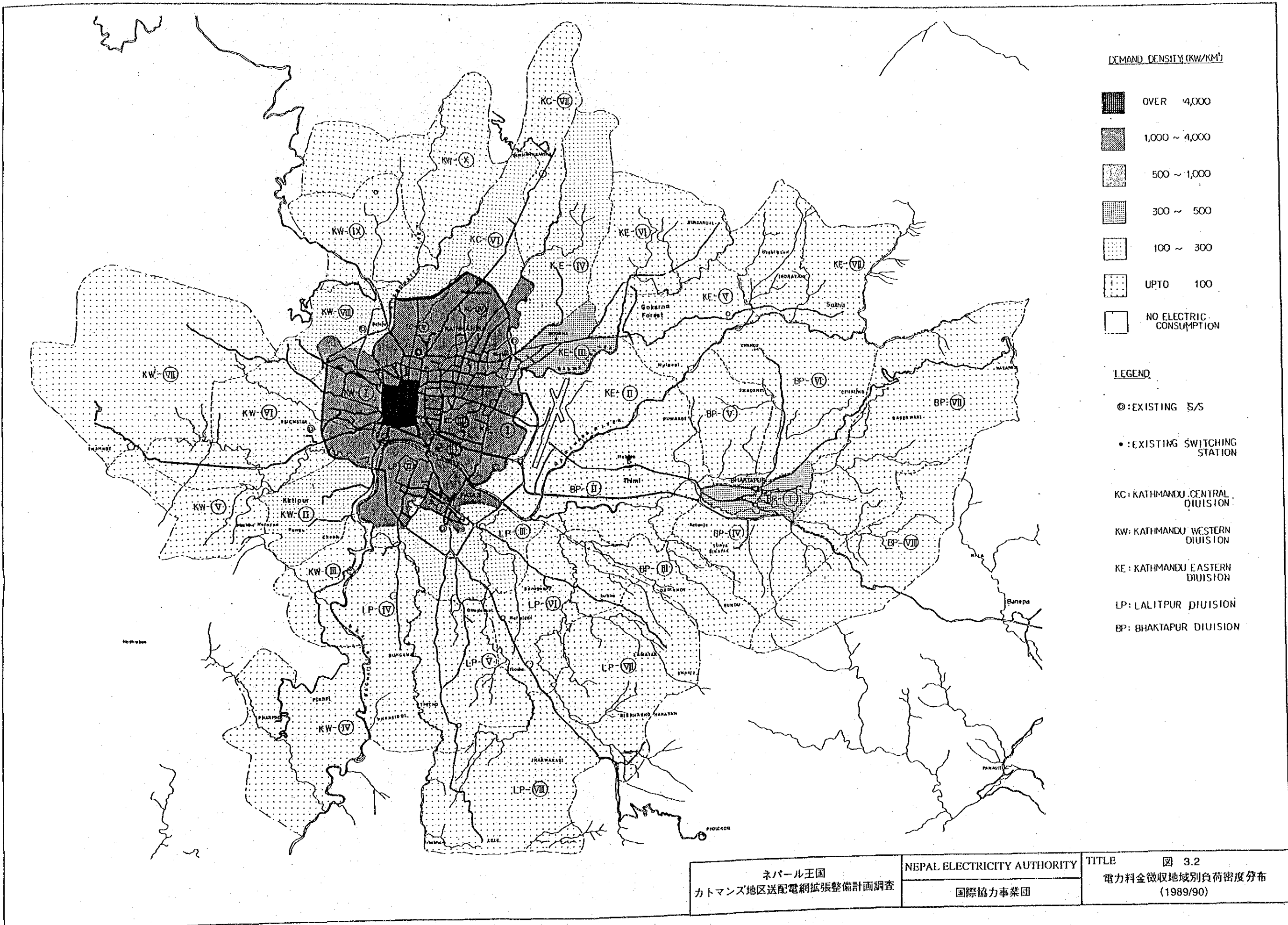


LEGEND








- P/S : Power Station
- S/S : Substation
- SW/S : Switching Station
- : Overhead Line
- - - : Underground Cable
- PILC : Paper Insulated Lead Sheathed Cable
- XLPE : Crosslinked Polyethylene Insulated Polyvinyl Chloride Sheathed Cable

नेपाल王国 काठमांडू地区送配電網拡張整備計画調査	NEPAL ELECTRICITY AUTHORITY 国際協力事業団	TITLE 図 2.2 送電線およびリングメイン配電線の既存系統図
-----------------------------------	--	--------------------------------------







DEMAND DENSITY (KW/KM²)

-  OVER 4,000
-  1,000 ~ 4,000
-  500 ~ 1,000
-  300 ~ 500
-  100 ~ 300
-  UPTO 100
-  NO ELECTRIC CONSUMPTION

LEGEND

-  : EXISTING S/S
-  : EXISTING SWITCHING STATION
- KC: KATHMANDU CENTRAL DIVISION
- KW: KATHMANDU WESTERN DIVISION
- KE: KATHMANDU EASTERN DIVISION
- LP: LALITPUR DIVISION
- BP: BHAKTAPUR DIVISION

ネパール王国
カトマンズ地区送配電網拡張整備計画調査

NEPAL ELECTRICITY AUTHORITY
国際協力事業団

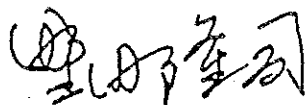
TITLE 図 3.2
電力料金徴収地域別負荷密度分布
(1989/90)

添 付

SCOPE OF WORK
FOR
MASTER PLAN STUDY
AND
FEASIBILITY STUDY
ON
EXTENSION AND REINFORCEMENT
OF
POWER TRANSMISSION AND DISTRIBUTION SYSTEM
IN
KATHMANDU VALLEY

AGREED UPON BETWEEN
NEPAL ELECTRICITY AUTHORITY
AND
THE JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

KATHMANDU
MARCH 19, 1990



TAKASHI NODA
LEADER
PRELIMINARY STUDY TEAM
THE JAPAN INTERNATIONAL
COOPERATION AGENCY



K.C. THAKUR
MANAGING DIRECTOR
NEPAL ELECTRICITY
AUTHORITY

I. INTRODUCTION

In response to the request of His Majesty's Government of Nepal (hereinafter referred to as "HMG/N"), the Government of Japan has decided to implement the Master Plan Study and Feasibility Study on Extension and Reinforcement of Power Transmission and Distribution System in Kathmandu Valley in accordance with the relevant laws and regulations in force in Japan.

Accordingly the Japan International Cooperation Agency (hereinafter referred to as "JICA"), the official agency responsible for the implementation of the technical cooperation programs of the Government of Japan, will undertake the Study in close cooperation with the authorities of HMG/N.

Nepal Electricity Authority (hereinafter referred to as "NEA") shall act as counterpart agency to the Japanese Study Team and also coordinating body in relation with other governmental and non-governmental organizations concerned for the smooth implementation of the Study.

The present document sets forth the Scope of Work with regard to the Study.

II. OBJECTIVE OF THE STUDY

The objective of the Study is to formulate the Master Plan and to assess technical, economic and financial feasibility of the project for Extension and Reinforcement of Power Transmission and Distribution System in Kathmandu Valley.

Bob

6/20

III. SCOPE OF THE STUDY

The study consists of the following two (2) parts :

1. Master Plan Study
2. Feasibility Study

The Scope of the Study for the respective parts are itemized as follows :

1. Master Plan Study

1-1. Collection and Review of Data

Collection and review of existing data, study reports and relevant information for the Study.

1-2. Field Survey

- (1) Existing power generation, transmission, substation and distribution line facilities.
- (2) On-going and planned projects sites for power generation, transmission, substation and distribution networks.
- (3) Existing telecommunication facilities and load dispatching facilities.
- (4) Power supply reliability.
- (5) System loss and counter measures for loss reduction.
- (6) Tariff system.
- (7) Load shedding and blackout.

1-3. Power Demand Forecast

- (1) Integrated power demand forecast for twenty (20) years from commencement of the Master Plan Study.

(P/W)

[Signature]

- (2) Areawise power demand forecast for ten (10) years from commencement of the Master Plan Study.

1-4. Planning of Power Transmission and Substation Facilities

- (1) Study on load flow analysis and system stability.
- (2) Study on application of 11kV, 33kV, 66kV and 132kV voltages.
- (3) Study on upgrading of existing 11kV substations to 66kV.
- (4) Study on ring system of transmission line.
- (5) Formulation of optimum plan for power transmission and substation facilities.
 - Construction plan of transmission line.
 - Plan for new construction, reinforcement and rehabilitation of substation facilities including existing circuit breakers.

1-5. Planning of Distribution Line Facilities

- (1) Study on adoption of 11 kV multi-circuit switching gear for underground cable.
- (2) Study on application of underground cable and insulated overhead line cable.
- (3) Formulation of optimum plan for new construction, reinforcement and rehabilitation of distribution line facilities.

1-6. Implementation Schedule

1-7. Cost Estimation

2. Feasibility Study

Feasibility Study shall be conducted for the works which will be executed within five (5) years from commencement of this Feasibility Study.

2-1. Detailed Field Survey for Candidate Construction Site

2-2. Feasibility Design

Feasibility Design shall be prepared for the projects identified in the Master Plan such as :

(1) Transmission line.

- Route, voltage, conductor size, number of circuit, support, etc.

(2) Substation.

- Number of bank, unit transformer capacity, protective relay system, insulation system, number of feeder, etc.

(3) Distribution network.

- Route, voltage, number of phase, conductor size, overhead or underground system, insulation method, etc.

2-3. Implementation Schedule

2-4. Cost Estimation

2-5. Economic Evaluation and Financial Analysis



IV. STUDY SCHEDULE

The whole work will be conducted in accordance with the tentative time schedule as shown in Appendix.

V. REPORT

JICA shall prepare and submit the following reports in English to NEA according to the attached schedule.

- 1) Inception Report 30 copies
- 2) Progress Report 10 copies
- 3) Interim Report 30 copies
- 4) Draft Final Report 30 copies

NEA shall forward his comments on the Draft Final Report to JICA within one (1) month after receiving the reports.

- 5) Final Report 50 copies

This report shall be submitted two (2) months after receiving the comments on the Draft Final Report from NEA.

VI. UNDERTAKING OF HMG/N

1. To facilitate the smooth conduct of the Study, HMG/N shall take the following necessary measures :

- (1) To secure the safety of the Japanese study team,
- (2) To permit the members of the Japanese study team to enter, leave and sojourn in Nepal for the duration of their assignment therein.

(Handwritten initials)

(Handwritten signature)

- and exempt them from alien registration requirements and consular fees,
- (3) To exempt the members of the Japanese study team from taxes, duties and any other charge on equipment, machinery and other materials brought into or taken out of Nepal for the conduct of the Study,
 - (4) To exempt the members of the Japanese study team from income tax and charges of any kind imposed on or in connection with any emolument or allowance paid to the member of the Japanese study team for their services in connection with the implementation of the Study,
 - (5) To provide the necessary facilities to the Japanese study team for remittance as well as utilization of the funds introduced into Nepal from Japan in connection with the implementation of the Study,
 - (6) To secure permission for entry into private properties or restricted areas for the conduct of the Study,
 - (7) To secure permission to take all data and documents (including photographs) related to the Study out of Nepal to Japan by the Study team, and
 - (8) To provide medical services as needed. Its expenses will be chargeable on the members of the Japanese study team.
2. HMG/N shall bear claims, if any arises against the members of the Japanese study team resulting from, occurring in the course of, or otherwise connected with the discharge of their duties in the implementation of the Study, except when such claims arise from gross negligence or willfull misconduct on the part of the Japanese study team.

4/2/12

RCC

3. NEA shall, at its own expense, provide the Japanese study team with the followings, in cooperation with other relevant organizations :

- (1) Available data and information related to the Study.
- (2) Counterpart personnel,
- (3) Suitable office space with necessary equipment in Kathmandu.
- (4) Credentials or identification cards,
- (5) Necessary vehicles with drivers, fuel and spare parts for the implementation of the Study, and
- (6) Any other necessary communication facilities during the course of the Study, such as telephone, telex and tranceivers etc.

VII. UNDERTAKING OF JICA

For the implementation of the Study, JICA shall take the following measures :

- (1) To dispatch, at its own expense, the Japanese study team to Nepal, and
- (2) To pursue technology transfer to the Nepalese counterpart personnel in the course of the Study.

VIII. CONSULTATION

JICA and NEA shall consult with each other in respect of any matter that may arise from or in connection with the Study.

CSA

CC

Appendix TENTATIVE SCHEDULE

Master Plan and Feasibility Study on

Extension and Reinforcement of Power Transmission and Distribution

in Kathmandu Valley

■ Work in Nepal by JICA
□ Work in Japan

Working Item	Project Month												1981												1982																						
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Calendar Month	1980												1981												1982																						
1. Field survey and data collection	■																																														
2. Analysis of collected data	□																																														
3. Power demand forecast	□																																														
4. Master plan	□																																														
5. F/S study																																															
- Feasibility Design													□																																		
- Cost Estimation													□																																		
- Economic Evaluation and Financial Analysis																									□																						
Reports																																															
Inception Report																									▽																						
Interim Report																																															
Progress Report																									▽																						
Draft Final Report																									▽																						
Final Report																									▽																						

BEI

Handwritten initials

MINUTES OF MEETING

Subject: Master Plan Study and Feasibility Study on Extension and Reinforcement of Power Transmission and Distribution System in Kathmandu Valley.

Venue : Nepal Electricity Authority, Kathmandu.

Date : March 11, 1990 to March 19, 1990.

Participants :

NEA (Nepal Electricity Authority)

1. Mr. K.C. Thakur
Managing Director
2. Mr. T.B. Pradhanang
Director-In-Chief
Distribution and Consumer Services
Directorate
3. Dr. M.R. Tuladhar
Director,
Technical Service Department.
4. Mr. S.B. Pun
Director,
Bagmati Department.

JICA (Japan International Cooperation Agency)

1. Mr. Takashi Noda
Team Leader, JICA.
2. Mr. Shinji Shibata
Coordinator, JICA.
3. Mr. Toshinori Honma
Electrical Engineer, JICA.
4. Mr. Yoshiyuki Kudo
Electrical Engineer, JICA.

(A) LA

ST

Discussions were held at NEA office in Kathmandu between NEA officials and members of JICA Preliminary Study Team (hereinafter referred to as "the JICA Team") from March 11, 1990 to March 19, 1990 in connection with the Draft Scope of Work for Master Plan Study and Feasibility Study on Extension and Reinforcement of Power Transmission and Distribution System in Kathmandu Valley. After extensive discussions the following points were mutually agreed by both parties:

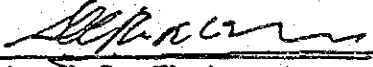
1. The JICA Full Scale Study Team will review the Load Forecast Study report prepared by NEA / EDF.
2. NEA requested the JICA Team to train two of NEA Engineers on Distribution Planning in Japan for technology transfer.
3. NEA explained the JICA Team that some of the existing Network Facilities in Kathmandu Valley need urgent improvement such as :
 - a. To increase the transformer capacity at (i) Banerwar (ii) Lainchaur and (iii) New Chabel 66/11 KV substations.
 - b. To Construct a 132 KV pie-connection on the Marsyangdi-Balaju Transmission Line to connect Siuchatar 132 KV Substation with Marsyangdi Hydro Power Station for the enhancement of the system operation flexibility.
 - c. To string second circuit between Siuchatar and Patan at 66 KV substations.
 - d. To construct a 66 KV switching substation at Raniban to connect Devighat and Trisuli Power Stations at 66 KV.
 - e. To Construct a 66 KV substation at existing 11 KV switching station at Teku.
4. NEA also explained the JICA Team that :
 - a. NEA will provide the JICA Full Scale Study Team necessary office space in Kathmandu.
 - b. NEA will assist the JICA Full Scale Study Team to procure vehicle rental services and the cost will be borne by the JICA Full Scale Study Team.
 - c. NEA will provide telephone.

(A)
2/10

[Handwritten signature]

5. Both parties agreed to cooperate with each other for the benefit of the Study.
6. The Scope of Work and the conditions therein is subject to the approval of HMG/N which will be obtained before the end of May 1990.

Kathmandu,
March 19, 1990



(K.C. Thakur)
Managing Director
NEA



(Takashi Noda)
Team Leader
JICA

JICA