

地域別販売電力量予測

(%&GWh)

	1989/90		1995/96		2000/01	
	構成比	需 要	構成比	需 要	構成比	需 要
中央カトマンズ	45.19	118.16	38.02	173.35	33.19	248.87
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	15.92	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	1.28	3.36	1.26	5.76	1.24	9.28
ラスワ/ヌコワット	1.36	3.56	1.34	6.10	1.31	9.82
合 計	100.00	261.45	100.00	455.96	100.00	749.87

(3) 電力料金徴収地域別の負荷密度 (5.3節参照)

比率法 (Ratio Method) を売電量等の解析のために必要なデータのある、より小さい地域、即ち電力料金徴収地域量単位の需要予測に適用した。

1995/96年の需要予測の結果を図6.4に、2000/01年の結果を図6.5に示す。

6.3.4 変電所、開閉所別電力需要予測

(1) 各地域別需要の増加率

損失

送電線・変圧器損失及び配電損失を以下の如く仮定した。

	T/L及びTr	D/L	合 計
1989/90	9.7%	20.0%	29.7%
1995/96	9.0%	15.0%	24.0%
2000/01	8.0%	11.0%	19.0%

年負荷率

カトマンズ盆地内の各変電所、開閉所における年負荷率を収集した実績販売電力量及び上記仮定した損失率より、次の如く仮定した。

	バグマティ (注-1)	カトマンズ
1989/90	44.2%	42.4%
1990/91	45.5%	44.2%
2000/01	46.4%	45.7%

(注-1) : 表6.10参照

電力需要の増加率

6.3.3節で求めた販売電力量予測値に上記損失率及び年負荷率を適用すると各地域毎の最大電力を算定できる。その結果は次の通り。

地域別最大電力予測 (MW)

	1989/90	1995/96	2000/01	増加率(%) (89/90-00/01)
中央カトマンズ	39.77	52.68	69.85	5.25
東カトマンズ	11.23	21.74	37.35	11.54
西カトマンズ	14.08	26.69	45.26	11.20
ラリトプール	14.13	22.24	33.50	8.17
バクタプール	4.93	9.23	15.64	11.06
カブレ	1.52	2.36	3.51	7.88
ヒンドウ/ドルカ	1.20	1.85	2.76	7.88
ラスワ/ヌワコット	1.13	1.75	2.60	7.88

(2) 変電所、開閉所毎の最大電力予測

各変電所、開閉所の現在の供給範囲より、上記地域別の需要増加率を組み合わせ、最大電力の予測を実施した。

結果を表6.12に示す。

電気所	(MW)			
	1989/90	1995/96	2000/01	増加率 (%) (89/90~00/01)
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
Maharjgunj	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

第7章

リングメイン・システムを含む送電システムの整備、拡張総合計画

第7章

リングメイン・システムを含む送電システムの整備、拡張総合計画

7.1 計画基準

効果的かつ経済的な送電システムの整備拡張計画作成のため、変圧器や送電線の過負荷、極端な電圧降下および送電損失は整備、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システム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、電力潮流をコンピューターによりシミュレーションした。

(1) 電力設備の過負荷

設備の過負荷は送電線又は変圧器などの設備が運転停止になった状態（異常時）及び正常に運転されている状態（定常時）の夫々について検討した。即ち、定常時に限らず異常時においても系統は需要家に対して、安定した電力供給を可能な限り続けなければならないからである。尚、本調査では送電線の1回線停止を異常時の条件として採用した。

信頼度の高い電力供給を維持するために、資機材の購入に要するリード・タイム、及び実施のための資金手当て及び設計を含めた建設工程を考慮して、過負荷の基準値として、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値以下
－ 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値以下

(2) 11kV母線の電圧降下

各変電所及び開閉所より引き出される11kV配電線の電圧降下を考慮して、定常時及び異常時の11kV母線の電圧降下が以下に定める基準値以内であることとした。

－ 定常時	7%
－ 異常時	10%

(3) 送電損失

検討対象となる系統の総合送電損失が、潮流計算によって得られる。この損失は、最適計画を決定するための評価の対象となる。

7.2 電力潮流解析の為の基本条件

(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の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日現在の既存の系統構成を図7.1に示す。

将来系統に対する検討では、本調査での予測負荷を使用して、追加、改善されてきた系統の潮流計算を年度毎に行なった。即ち潮流計算によって判明した系統の問題点に対して、その改善計画案を作成し、次の年度の検討を実施した。

(2) 系統の定数

潮流計算に使用した既存設備の発電機、変圧器、送電線、およびリングメイン配電線の定数をそれぞれ表7.1、7.2および7.3に示す。

(3) 系統解析のための変電所最大負荷

基準年度の潮流計算には、同年度の最大負荷が記録された1990年1月5日の各変電所または開閉所における最大負荷を採用した。1990/91年度から2000/01年度までの潮流計算では、第6.3.4節で予測された年度毎の各変電所と開閉所の最大負荷を使用した。

負荷の力率に関しては、ログシートから得られたいくつかの変電所の力率が97%程度であったので、これらを考慮して95%を使用した。

(4) 電圧調整

11kV母線の電圧は、各変電所で監視され、変圧器のタップで調整されている。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、新規投入として計画した変圧器に関しては $\pm 10\%$ 以内とした。

以下に、カトマンズ盆地内の既設変圧器それぞれが持つ変圧比の幅を示す。

変電所	電圧 (kV)	タップレンジ (%) (高圧側)
Balaju	132/66	± 10
Balaju	66/11	± 10
Siuchatar	132/66	± 10
Siuchatar	66/11	+5/-15
New Chabel	66/11	± 10
Lainchaur	66/11	± 10
Baneswar	66/11	+5/-15
New Patan	66/11	+5/-15

7.3 系統解析のための電源拡充計画

第6.1節で説明した需要予測に基づいて、NEAが将来の需給バランスを策定している。これによると、今後の電源拡充計画は次の開発の組み合わせになっている。

- (a) 負荷管理
- (b) 1999年迄は中速ディーゼル発電機の開発
- (c) アルン-3水力発電所(402MW)を2期に分割して開発する。即ち、268MWを2001年に、134MWを2005年に運開する。

(d) アッパー・アルン (360MW) を2009年に運開する。

アルン-3水力発電所運開迄の供給力不足は次のように、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

ネパールの電力系統は、上表に示す如く、1994/95年よりピーク電力及び電力量の供給力不足が発生する。その不足を補うために、建設期間の短い中速ディーゼル発電所又はガスタービン発電所の建設が必要となる。

カトマンズ地区の送電系統の2000/01年迄の解析を供給力と需要が平衡している状態で実施する必要がある。従って、計算の簡略化のためもあり、供給力不足に見合った仮想発電所をヘタウダ変電所に設置するものと仮定した。

7.4 整備拡張計画のための代替案

7.4.1 序

第4.3節で指摘された問題点を解決するため及びカトマンズ地区の2000/01年迄の信頼性の高い電力供給を維持するために、以下に示すような送電系統の整備、拡張のための代替案が考えられる。

7.4.2 修復計画

(1) Lainchaur変電所の修復

Lainchaur変電所は先の第4.3節でのべたように昨年の火災事故により焼失しており、現在、応急処置として、66kV開閉装置を介さずに電力を供給している。この変電所の復旧工事は他の援助機関の資金によって行なわれる計画となっている。

(2) 11kV 地下ケーブルの修復

Lainchaur変電所とK2開閉所を結ぶ11kV 地下ケーブルは1990年の現地調査の時点では損傷していたが、1991年にNEA自身によって修復されている。

7.4.3 新設計画

(1) New Bhaktapur変電所

既設のBhaktapur開閉所近傍に変電所を新たに設け、同地区の電圧降下を改善すると共に系統の信頼性を向上させる必要がある。変電所の電圧は、最初66kVとし、後に132kVに昇圧することが望ましい。電力は、新設の66kV送電線によりNew Chabelからと、Patan～Sunkosi線のバイ引込によりPatanおよびSunkosiから供給される。11kVのThimi～Bhaktapur線もバイ引込を行ない、両開閉所の電圧降下を改善する。

(2) K3 変電所

市街地の需要増加をまかなうため、新設の変電所を展示場の傍に建設する。変圧器は66/11kVとし、電力は新設の66kV送電線によってSiuchatarより送られる。

(3) Chapagaon変電所

本変電所新設の目的は、カトマンズ盆地西部、特にGodawari地区の電圧降下改善にある。同地区は現在、11kV配電線によってBaneswar変電所から電力供給を受けており、すでに著しい電圧降下(8.5%)を生じている。電力は132kVの送電線によってSiuchatar変電所または、66kVの送電線によってPatan変電所から供給される。

(4) 132kV 送電線 : Siuchatar～New Bhaktapur

New Bhaktapur変電所とChapagaon変電所に電力を供給するため、Siuchatar～New Bhaktapur間に132kVの送電線を新設する。

(5) 132kV 送電線 : Siuchatar～Balaju

Marsyangdi発電所からの電力を、有効かつ高い信頼性でカトマンズ盆地に供給するため、Siuchatar～Balaju間に132kV 1回線送電線を新設する。しかしながら、Balaju変電所の既設132kV GISは増設不可能な設計となっているため、Balaju変電所での132kV GIS新設が必要となる。このような投資を避けるため、代替案として、既設のMarsyangdi～Balaju線をSiuchatar変電所にバイ引込することも考えられる。

(6) 66kV 送電線 : Siuchatar～K3

K3変電所への電力供給を強化するために、66kV 2回線送電線をSiuchatar～K3間に新設する。送電線ルートは、Balkhu、Bagmati、Tukucha川沿いにとり、Bagmati川からK3変電所までは既設の11kVバタン～K2線のルートが使用可能である。

(7) 66kV 送電線 : Siuchatar～Teku

Siuchatar変電所から、変電所に昇格されたTeku変電所に66kV送電線を新設する。この線は、K3変電所が新設される場合には、Siuchatar～K3線をバイ引込するものとし、そうでない場合には、Siuchatar～Teku間に66kV 2回線送電線を新設する。

(8) 66kV 送電線 : New Chabel~New Bhaktapur

New Bhaktapur変電所に電力を供給するため、New Chabel~New Bhaktapur間に66kV 1回線送電線を新設する事が考えられる。送電線ルートとしては、カトマンズ盆地の東北部山ぎわとする。

(9) 66kV 送電線 : Balaju~Lainchaur

市の中心部への電力供給の信頼性を維持するために、Balaju~Lainchaurの間に66kVの送電線を追加することが考えられる。Lainchaur変電所は現在、Balaju変電所より66kV 架空送電線1回線により電力供給を受けている。したがって、同送電線の故障によりLainchaur及びK2変電所より供給されている全ての負荷が11kV Patan-K2線を介して送られる事になって、同線が過負荷状態になるので、広範な負荷制限を避けることができない。このよな停電を防ぐため、66kV送電線の2回線化が早急に必要である。送電線ルートとしては、既設の送電線ルートが利用可能であるが、2回線化工事の期間中、市中央部の負荷制限が必要となる。

(10) 66kV 送電線 : Patan~Chapagaon

Chapagaon変電所がPatan変電所より電力を供給される場合、Patan~Chapagaon間に66kV 1回線の送電線が必要となる。

(11) 11kV 地下ケーブル : Teku~K2

K3変電所が新設されない場合、Teku~K2間に11kVに2回線の地下ケーブルの新設が考えられる。

(12) 132kV 開閉所

カトマンズ盆地での、信頼性の高いかつ運用上より優れた132kV送電系統を構成するため、Siuchatar変電所近傍に132kV開閉所を新設することが妥当と考える。同開閉所には、Marsyangdi線およびKulekhani No.2線を接続し、既存の132kV線にてSiuchatarおよびBalaju変電所に電力を供給する。また、新設の132kV線にてBhaktapur地区の新設変電所に電力を供給する。

7.4.4 増強整備計画

(1) 増架 : 66kV Siuchatar~Patan線

Patan、Baneswar及び市中心地域への電力供給の信頼性を強化するため、既設66kV Siuchatar~Patan線に1回線を増架することが考えられる。尚、新設のNew Bhaktapur変電所に、Siuchatar変電所または132kV開閉所から132kV送電線によって電力が供給される場合、本線の増架工事を遅らせることができる。

(2) Trisuli発電所とDevighat発電所の接続

4.3.2節にてすでに述べたように、TrisuliおよびDevighat両発電所の電力を有効に運用するため、両発電所を既設66kV送電線にて接続することが考えられる。

(3) Teku開閉所の66kV変電所への昇格

市街地の需要増加をまかなうため、既設のTeku開閉所を66kV変電所に昇格することが有効である。

(4) 変圧器容量の増設

カトマンズ盆地での電力需要増加に伴い発生する変圧器の過負荷を防ぐため、各変電所での変圧器増設または取り替えが必要となる。

(5) 増架 : 132kV開閉所～Siuchatar線

132kV開閉所が新設された場合、開閉所～Siuchatar間は既設の132kV Kulekhani No.2線にて結ばれる。この線は2回線鉄塔の1回線架線である。両変電所、開閉所間の電力輸送の信頼性を高めるために、本線の増架工事は有効である。

(6) 増架 : 既存132kV送電線

カトマンズ盆地の電力需要増加をまかなうため、発電設備がカトマンズ盆地外に必要となり、発電された電力がHetauda変電所から既設の132kVおよび66kV送電線を通して送られる場合、以下の増架が必要となる。

- a) 132kV Kulekhani No.2 発電所～Siuchatar変電所線の1回線増架
- b) 132kV Hetauda変電所～Kulekhani No.2 発電所線の1回線増架

7.5 電力系統解析の結果

第6章で検討した需要の増加に伴って、定常状態時だけでなく、異常時においても、需要家に安定した電力を供給出来るかどうかを、潮流解析にて確認した。尚、ある年で過度の電圧降下(定常時7%、異常時10%以上)又は過負荷等の供給支障が解析上判明した場合、7.4節で示してある代替案より、妥当な対策を選び、潮流解析でその効果を比較、確認する。このような検討をマスタープラン策定期間である10年間に亘って繰り返し行なう。

上記解析の結果、明確になった電力系統構成上の主なる問題点は以下の通りである。

(1) 緊急度の高い計画

定常時では132kV、66kV及び11kV系統に過度な電圧降下や過負荷等の供給支障が認められなかった。しかしながら、送電線1回線が故障した場合、以下の問題点が確認された。

66kV Siuchatar～Patan送電線(1回線)の故障

Sunkosi発電所の出力が小さいため、Patan及びBaneswar地区の負荷のかなりの部分が11kVリングメイン系統を介してLainchaur変電所より供給される。そのためLainchaurの変圧器が過負荷(200%)になり、併せて、Lainchaur変電所、K2開閉所間の地下ケーブルが過負荷(

180%)になる。10%以上の過度の電圧降下がPatan、Baneswar変電所及びThimi、Bhaktapur開閉所の11kV母線で認められる。

上記対策として、既存のSiuchatar～Patan線（2回線鉄塔）の増架は効果が最も高く、経済的である。

66kV Balaju～Lainchaur送電線（1回線）の故障

Lainchaur変電所及びK2開閉所の全負荷がPatan変電所より11kV 2回線を介して供給されることになり、過負荷（110%）となる。

技術的見地より、市中心部に将来に渡って大量の電力を11kVシステムで送る事は適当でないので、架空11kV線の補強より、66kV 1回線送電線をBalaju～Lainchaur間に追加する方が有利である。しかしながら、以下の理由により、この時点でBalaju～Lainchaur間に66kV線を追加することは考慮しなかった。

- (a) 既設送電線のルート長は2.3kmと短く、事故又は災害による運転停止の確率は非常に低い。
- (b) この時点における11kV線の過負荷の度合いが未だ少なく、K2及びLainchaurの負荷をBalaju、Teku及びNew Chabel変電所に移すことによって回避出来る。

66kV Patan～Baneswar送電線（1回線）の故障

Baneswar地区の需要に比較して、Sunkosi発電所の出力は少なく、当該地区の大幅な負荷制限を実施しなければならない。

対策としてPatan～Baneswar間に66kV線1回線を追加することで問題を回避することが出来るが、Patan変電所付近は住宅が密集しており、送電線の新設が困難である。その代案として、New Bhaktapur変電所及び66kV New Bhaktapur～New Chabel線を新設し、66kVの環状システムを構築することが有効である。

(2) 1992/93年迄の計画

定常状態に於いて、以下の問題点が発生する。

- a) Baneswar変電所の変圧器の過負荷（1992/93年に107%）
- b) Bhaktapur開閉所の11kV母線の過度の電圧降下

(b)の対策としては、Bhaktapur地区に変電所（New Bhaktapur変電所）を新設し、66kV Sunkosi～Baneswar線を同変電所に引き込むことが経済的であり、系統構成上有利である。

上記に加え、New Bhaktapur、New Chabel間に66kV線を新設することを併せて実施することが重要である。この結果、カトマンズ市の回りに66kVの環状システムを構成することになり、システム全体の供給信頼度を著しく向上するだけでなく、前述のPatan～Baneswar線故障によるBaneswar地区の電力供給支障を併せて解決することになる。

上記対策を施した結果、カトマンズ全地区のいずれの送電線の故障によっても問題が生じなくなる。但し、4.3.2節(3)及び(4)で説明した如く、132kV Marsyangdi～Bharatpur線及び66kV

Trisuli～Balaju線の故障により、システム全体の電力の供給力が低下し、ピーク負荷時にディーゼル発電機の運転が必要になる。従って、以下の対策を講ずる。

- a) 132kV Marsyangdi～Balaju線のSiuchatar変電所への引込み
- b) Trisuli発電所の66kV開閉装置の改善及びTrisuli、Devighat両発電所の接続

(3) 1995/96年迄の計画

主として、以下の変圧器及び11kV線に供給支障が発生するので、変圧器の増強及び変電所の新設が必要となる。

- a) 11kV Patan-K2線の停止による11kV Lainchaur～K2地中ケーブルの過負荷 (1993/94)
- b) Siuchatar変電所の132/66kV変圧器の過負荷 (1994/95)
- c) New Bhaktapur変電所の66/11kV変圧器の過負荷 (1995/96)
- d) 11kV Siuchatar～Teku線の停止によるBalaju変電所の66/11kV変圧器及び11kV Balaju～Teku線の過負荷 (1995/96)

(a)の過負荷対策として、カトマンズ市の中心部に変電所を新設する事が、重要施設の集まる当該地区の安定供給を図る上からも重要である。

上記供給支障 (d) に対しては、Teku開閉所の66/11kV 1x18MVA変圧器を設備した変電所への昇格を実施すべきである。

(4) 2000/01年迄の計画

以下の過負荷及び電圧降下が発生する。

- a) New Chabel変電所の66/11kV変圧器の過負荷 (1996/97)
- b) Lainchaur変電所の66/11kV変圧器の過負荷 (1997/98)
- c) Teku変電所の66/11kV変圧器の過負荷 (1998/99)
- d) Balaju変電所の66/11kV変圧器の過負荷 (1998/99)
- e) 66kV Patan～Baneswar送電線の故障により、New Bhaktapur変電所の11kV母線の電圧降下 (1998/99)
- f) New Bhaktapur変電所の66/11kV変圧器の過負荷 (2000/01)

供給支障(e)を解消するための対策としては、New Bhaktapur変電所を132kVに昇圧し、Siuchatar変電所と接続することが、将来のカトマンズ盆地の系統構成上からみても最も妥当な対策である。

以上のカトマンズ地区内の送電網の整備、拡張に加え、アルンNo. 3発電所から220kV送電線をカトマンズ地区迄延長する以前に、盆地外より大量の電力を輸送するために、132kV Hetauda～Kulekhani No. 2送電線及び132kV Kulekhani No. 2～Siuchatar送電線の増架が1990年代の後半に必要となる。

7.6 選定された整備、拡張計画

前述の潮流解析の結果、問題の緊急性、重要性や建設期間、用地取得の困難さ等を考慮して、各計画の実施順序を決定した。その結果を表7.4にシナリオ-Aとして示す。

シナリオ-Aに基づいた1995/96及び2000/01年時点に於ける単線結線図を夫々図7.2及び7.3に示す。

シナリオ-Aにおいて、New Bhaktapur変電所及び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の電力供給は不可能になり、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、本マスタープランでは、それらを取捨する以下の代替案を想定した。

シナリオ-B

New Bhaktapur変電所を新設する時点で、132kVシステムをSiuchatar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送電は将来の132kV環状システムの一部を構成するものとなる。

これにより、シナリオ-Aの対策の内、次の対策が不要となる。

- a) 66kV Siuchatar～Patan線の増架
- b) 66kV New Bhaktapur～New Chabel線の新設

このシナリオでは、132kV Marsyangdi線のSiuchatar変電所への引込みは必要である。

シナリオ-C

シナリオ-A及びBに於いて、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、用地問題がさら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-Cとして用地取得の比較的容易な時期に、132kV開閉所を建設し、既存の132kV Kulekhani線及びMarsyangdi線を接続し、そこからNew Bhaktapurに132kV線を引き出す計画を想定した。

将来132kV環状システムを構築する際、Balaju変電所の大幅な改造を必要としない利点がある。

7.5節の潮流解析に加えて、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の詳細を表7.4にシナリオ-Aと併せて示す。両シナリオの1995/96年及び2000/01年の系統図を図7.4～7.7に示した。

7.7 短絡計算

(1) 計算条件

既設の開閉装置の定格遮断容量を以下の条件において、計画された各システムの3相短

絡計算によって検討した。

- 一 故障点
カトマンズ盆地内にある変電所および開閉所の11kV母線を故障点と考える。
- 一 対象系統
以下の系統に対し短絡計算を実施した。
 - 1989/90年度既存系統
 - 1995/96年度シナリオ-A
 - 2000/01年度シナリオ-A
 - 1995/96年度シナリオ-B
 - 2000/01年度シナリオ-B
 - 1995/96年度シナリオ-C
 - 2000/01年度シナリオ-C
- 一 負荷条件
短絡故障発生前の負荷は、潮流計算と同様当該年度の最大負荷とする。
- 一 電源構成と発電機リアクタンス
1989/90年度と1995/96年度については既存の発電所のみを計算対象に含めたが、2000/01年度では負荷の増加に合わせ、潮流計算と同じく222MVAの仮想発電機をヘタウダ変電所の132kV母線に加えた。
計算に使用した発電機の過渡リアクタンスを以下に示す。

	単位 %
Marsyangdi	28.00
Kulekhani No. 1	26.00
Kulekhani No. 2	28.00
Trisuli	34.30
Devighat	28.00
Sunkosi	30.00
Hetauda (既設ディーゼル)	17.40
仮想発電機	40.00 /1

/1: 変圧器のリアクタンスも含む

(2) 計算結果

計算結果と既存の11kV遮断器の定格遮断電流を表7.5に示す。

Patan変電所、TekuおよびRoyal Palace開閉所の短絡電流は同表からわかるように、すでに定格遮断電流の値を越えている。Lainchaur変電所で発生したような損壊事故を未然に防ぐため、該当する11kV遮断器は早急に取り替える必要がある。

前節7.5及び7.6で説明したように、11kVリングメインシステムにおける電圧降下、過負荷などの供給支障は、その上位の66kV又は132kVシステムの整備、拡張によって全て改善されている。しかしながら、既存11kV開閉設備の機器の定格容量と本節で求めた将来の電力系統の短絡電流の動向(表7.5)を対比した場合、以下の問題点を指摘することができる。

最も古いEnglish Electric社製(油入型)の遮断器の定格短絡容量は7.88kAと小さく、電力

系統の整備、拡張につれて、以下の開閉所で、系統の短絡電流が定格短絡容量を上まわる。尚、その他の11kV開閉設備の定格容量は2000/01年迄予想される短絡電流を上まわっている。

開閉所	定格容量(kA)	短絡電流/1 (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) Old 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

1989/90年時点で既に短絡電流が定格短絡容量を超過している開閉設備は母線や開閉所近くでの短絡故障の確率は比較的小さいとはいえ、出来るだけ早い取替えが必要である。その取替えの際、Lainchaur変電所の焼失の原因となった開閉盤と同じ型の併設されている油入型開閉盤も同時に取替える必要がある。尚、新規に建設する変電所には、配電網の切替えの為の開閉盤を新設する。それらの概略を以下に、詳細を表7.6に示す。

整備の対象となる11kV開閉盤

	緊急	1995/96	2000/01	合計
a) 取替	19	25	6	50
b) 追加	-	4	-	4
c) 移設/取替	-	6	-	6
d) 新設変電所	-	22	10	32
合計	19	57	16	92

(注) 単位=盤数

7.8 整備、拡張計画の評価

7.8.1 建設費

前節で選定されたサブ・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算定した。

ネパールはチベット及びインドによって囲まれた内陸国であり、建設工具、機械を含む殆ど全ての機器、材料を長距離、インドを経由して輸送せねばならない。さらに、カトマンズ盆地

に至るには、峻険な山岳地を通過する必要がある。

各サブ・プロジェクトの建設費の概要が以下に又、その詳細を表7.7、7.8及び7.9に示す。建設費は外貨分として機器、材料、工具及び建設機械の調達費用、及び内貨として現地で調達可能なセメント、鉄筋、建築材料などを含むが、エンジニアリング・サービス、土地の購入、補償費用、NEAの管理費等は含んでいない。

送電システムの整備、拡張

7.6節で選定された各シナリオの建設費は次の通りである。

	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

11kVリングメインシステム

7.7節で説明したように、旧型の11kV開閉盤の取替えのみが必要となる。取替、追加に必要な建設費は次の通りである。

	盤 数	建設費
(1) 1995/96	76	3,385.7
(2) 2000/01	16	828.6
(3) Total	92	4,214.3

(注) 単位：1000ドル

7.8.2 送電システムの整備、拡張計画の評価

7.6節で選定されたサブ・プロジェクトの最適な実施順序を決定する基準は次の通りである。

- a) 運転経費を含めた建設費が安い。
- b) 系統の電力損失が小さい。

最少投資シナリオの選定は、各シナリオの建設費及び損失を現在価値（1990/91）に変換して評価する。

(1) 系統損失

損失費用は、現在東部地区で建設中の中速ディーゼル発電プラント（4×6.5MW）の建設費より算定されたkW価値と、この発電所で消費されるであろう燃料費と等価のkWh価値で構成される。

評価に使用するkW及びkWh価値は夫々、130ドル/kW/年及び、0.075ドル/kWhである。尚、その詳細を表7.10に示す。

(2) 評価の結果

現在評価は10%の割引率を用いて求めた。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) 単位：1000ドル

(3) 感度解析

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。以下のその結果を示す。

(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

7.8.3 結論

前節で評価した結果、シナリオ-Aが最も妥当なものと判断される。

今回の種々のケースについて電力系統の解析を実施した結果を要約すると次の事がいえる。

- (1) 現在の電力供給系統は定常時では供給上の支障が見受けられない。しかしながら、送電線1回線の故障停止を考えた場合、過負荷又は過度の電圧降下がいくつかの箇所で見られる。従って、これらの箇所の整備を最優先で実施する必要がある。
- (2) 供給信頼度を高めるため、カトマンズ市周辺に、環状システムを形成する事が有利である。この場合、需要の面よりみて既存の66kV送電線を利用してまず最初に、ループを形成する事は、経済的に有利である。
- (3) 上記に関連して、Bhaktapur地区の変電所及びNew Chabel変電所と接続するための66kV送電線を新設するための工事を出来るだけ早く開始することが望ましい。

第8章

11kVカトマンズ盆地配電網拡張・補強対策の総合計画調査

第8章

11kVカトマンズ盆地配電網拡張・補強対策の総合計画調査

8.1 概要

配電網の改良・補強には通常各事態に対して下記の1つまたは複数の対策を講ずる。

- (1) 電圧変動または電力損失の改善策
 - (a) 新配電用変電所の増設
 - (b) 電線・ケーブルのサイズ・アップ
 - (c) 配電電圧の昇圧
 - (d) 他のフィーダーへの負荷配分
 - (e) 自動電圧調整器の設置
 - (f) 多回線化または新フィーダーの増設
 - (g) 既設11kV配電線の延長

- (2) 配電線の増容量対策
 - (a) 電線・ケーブルのサイズ・アップ
 - (b) 配電電圧の昇圧
 - (c) 他のフィーダーへの負荷配分
 - (d) 多回線化または新フィーダーの増設

- (3) 電力供給信頼度の改善策
 - (a) 絶縁電線の使用
 - (b) 他のフィーダーへの負荷配分
 - (c) 多回線化または新フィーダーの増設
 - (d) 多回路開閉器の設置
 - (e) 区分開閉器の設置

- (4) 配電用変圧器利用率の平均化対策
 - (a) 既設変圧器の配置換え
 - (b) 変圧器の増設
 - (c) 変圧器の相バランス化

上記対策案を考慮して2000/01年迄のカトマンズ盆地配電網の改善策を検討する。

8.2 既設配電線の2000/01年迄の問題点

8.2.1 概要

適切な対策を講じない場合、カトマンズ盆地配電網に次の様な問題が発生すると予想される。

(a) 電圧降下および電力損失

電力需要増、既設設備の老朽化に伴い電圧降下および電力損失・供給不安定は幾何級数的に増加する。尚、盗電防止の法制定とその厳格な適用も必要である。

(b) 配電用変圧器の不足

既設配電用変圧器の総容量195MVAは、近年の最大電力需要の85MW-100MWに比し適正に思えるが、機器劣化に伴う容量低下、劣化変圧器の取り替え、系統内の変圧器設備位置の不適性等を考慮すれば、既設容量では不十分となる。

(c) 11kV配電線の不足

広範囲にわたり種々の負荷が増加するに伴い電力供給の対応が不可能になる。安定した電力供給を維持するには、区分開閉器・自動再閉路器・地中線の増設を含む配電線の増強が求められる。

(d) 積算電力計の精度の低下

需要家端の積算電力計の定期的な較正が実施されずNEAおよび需要家双方の電力の不適正な計量が増加する。

8.2.2 既設設備の検討

既設配電網の問題点解明のため、既設各フィーダーの2000/01年までの電圧変動率・電線・ケーブルの電流容量を検討した。その結果は、表8.1に纏めてある。検討に際しては下記の条件を仮定した。

- (a) 既設設備の容量を検討するため、既設の電線・ケーブルは将来共変更を加えない
- (b) 各フィーダーの負荷は、その全線にわたり均等に分散している（負荷配分に関する詳細データがないため）
- (c) 工場負荷が急速に伸びると想定されるが、その規模は現在の力率に影響を与えるまでには至らないと推定される故、現在の系統の力率は2000/01年まで変化しない
- (d) 各フィーダーの負荷増加は、第6章で検討された需要想定値による

系統内の11kVの最大許容電圧降下を定格電圧の7.5%とした。

上記仮定の下での検討結果、下記11kVフィーダーを電圧変動率、電線・ケーブルの電流容量の

面から改善する必要があることが判明した。

電力地区	フィーダー名	問題点	予想発生年度
カトマンズ中央地区	Budhanilkantha	電流容量不足	1999/00
カトマンズ東部地区	Airport (New Chabel S/S)	電流容量不足	1994/95
	Boudha-Jorpati	電流容量不足	1990/91
	Sundarijal (New Chabel S/S)	過度な電圧降下	1998/99
	Baneswar (Chabel S/S)	電流容量不足	1994/95
	Sundarijal (Chabel S/S)	過度な電圧降下	1989/90
	Baneswar (New Baneswar S/S)	電流容量不足	2000/01
	Airport (New Baneswar S/S)	過度な電圧降下	1993/94
	Godawari-1	過度な電圧降下	1993/94
	Godawari-2	過度な電圧降下	1989/90
	Shankhamul	電流容量不足	2000/01
カトマンズ西部地区	Patan	電流容量不足	1999/00
	Kirtipur (Ropeway)	過度な電圧降下	1994/95
	Thankot	過度な電圧降下	1992/93
	Darmasthali	電流容量不足	1996/97
ラリトプール地区	B.I.D	電流容量不足	1992/93
	Old Patan-1	電流容量不足	1993/94
	Old Patan-2	電流容量不足	1996/97
	Pharping	過度な電圧降下	1995/96
バクタプール地区	Mangal Bazar	電流容量不足	2000/01
	Byasi	電流容量不足	2000/01
	Banepa	過度な電圧降下	1998/99
	Nagarkot	過度な電圧降下	1994/95

電圧降下、電線の電流容量の検討の対象となっていない配電線についても改良が必要である、特にカトマンズ市中心街の供給信頼度の改善、盆地全体の低圧配電網の電圧降下・電力損失低減対策が必要とされている。

8.3 増強計画

8.3.1 11kV配電線

各電力地区の既設11kV配電線および配電網の改善補強対策は下記の通りである。

(1) カトマンズ中央電力地区

(a) Budhanilkanthaフィーダー：

この配電線はMaharajgunj開閉所から3.8kmに亘って開閉所の北の方面に電力を供給している。この配電線の電線ACSR Rabbitの電流容量は1999/2000年度にその負荷電流に対して不足することが予測されるので、それ以前に電流容量の大きいACSR Dogにサイズ・アップする必要がある。

(b) 市中心街の配電網：

中心街は家屋が密集している上に既設配電網が乱雑に入り組んでいるため拡張、改善対策の実施は容易でない。増加する需要と供給信頼度の改善、電圧降下の軽減に対処するため、絶縁電線の適用、配電用変圧器の増設、11kVおよび低圧線の拡張が計画される。

(2) カトマンズ東部電力地区

(a) New Chabel変電所からのAirportフィーダー：

既設電線はACSR Rabbitであるが、1994/95年度には負荷電流が電線電流容量を超え、更に2000/01年度には許容電圧降下の範囲を超えることが予測されている。従って、既設電線をより大きな電線のACSR Dogに格上げする。

(b) Boudha-Jorpatiフィーダー：

1990/91年度に電流容量の不足、1993/94年度に電圧降下が許容範囲を超えると予測される既設配電線の改善策として新配電線の増設を計画する。この新配電線には区分開閉器を設置し供給信頼度の向上も企図する。

(c) New Chabel変電所引出しのSundarijalフィーダー：

既設電線の硬鋼撚線 12.9mm^2 の電圧降下は1998/99年度に7.5%を超えると予測されるので、それ以前にACSR Dogに格上げする。

(d) Chabel開閉所引出しのBaneswarフィーダー：

既設電線ACSR Rabbitの電流容量は1994/95年度に不足を来し、電圧変動率も1998/99年度に許容範囲を超えると予測される。

(e) Chabel開閉所引出しのSundarijalフィーダー：

既設フィーダーの電圧降下は1989/90年度に既に8.4%に達し、許容範囲を超えている。一方、負荷電流も1996/97年度に既設電線の電流容量を超過する見通しである。電線をACSR Dogに格上げするとともに既設支持物も強度の点から新しい支持物に建て替える必要がある。

(f) New Baneswar変電所引出しのBaneswarフィーダー：

既設の電線はACSR Dogであるが2000/01年度には、その電流容量が負荷電流に対して不足になると予測される。従って、それ以前に新しいフィーダーを増設する必要がある。

(g) New Baneswar変電所引出しのAirportフィーダー：

1993/94年度に電圧変動率、1995/96年度には電流容量が許容範囲を超えると予測されるので、既設フィーダー負荷の他フィーダーへの配分または、電線サイズの格上げ、あるいは、新しいフィーダーの増設が必要となる。

(h) New Baneswar変電所引出しのGodawari-1および2フィーダー：

既設Godawari-2フィーダーの電圧降下は既に1989/90年度に許容範囲を超過しているうえにGodawari-1の電圧降下も1993/94年度に7.87%に達すると予測されている。供給ルートを変更し、その負荷の一部または全てをOld Patan開閉所からの供給に切り換える計画を立案する。

(i) New Baneswar変電所引出しのShankhamulフィーダー：

既設電線サイズはACSR Dogであるが2000/01年度には、その負荷電流が電線電流容量を超えることになる。既設電線を更にアイズ・アップするかまたは新フィーダーの増設が必要となる。

(j) Thapathali開閉所引出しのPatanフィーダー：

既設配電線の電線ACSR Dogの電流容量は1999/2000年度の負荷電流に対して不足となる。その近年に至って、需要予測の見直しを実施し、フィーダーが増設などの対策を立案する事が推奨される。

(3) カトマンズ西部電力地区

(a) Siuchatar変電所引出しのKirtipurフィーダー：

Kirtipur (Ropeway) フィーダーの現在の電線は、ACSR Dogであるが1994/95年度に電圧降下が、2000/01年度には負荷電流が各々許容値を超えると予測されている。事態改善のため、11kV配電線を新設するとともに既存セメント工場への給電の改善も計る。

(b) Siuchatar変電所引出しのThankotフィーダー：

1992/93年度には、過度の電圧降下のためThankotフィーダー沿線の工場群へ良質の電力供給が困難となる。更にその長距離配電のため遮断器のトリップ頻度が多い。新しい配電線の増設および既設電線の格上げ対策が必要である。

(c) Balaju変電所引出しのDharmasthaliフィーダー：

需要予測によれば、この配電線の負荷電流は1996/97年度に既設電線ACSR Rabbitの許容電流容量を越すことになる。一方、1997/98年度には、電圧降下が7.7%に達することになり、同変電所に接続されているB.I.Dフィーダーとの関連を考慮の上電線サイズの格上げを検討する。

(d) Balaju変電所引出しのB.I.Dフィーダー：

このフィーダーの負荷電流が既設電線ACSR Rabbitの許容電流容量を越すのは1992/93年度であると予測される。従って本フィーダーは、電線サイズの格上げ、新しい配電線の建設、あるいは、負荷配分の変更案によって改善することになるが、上記Dharmasthaliフィーダー補強案と平行して具体案を建てることになる。

(4) ラリトプール電力地区

(a) New Patan変電所引出しのOld Patan-1および2フィーダー：

両フィーダーの既設電線の電流容量はそれぞれの負荷電流に対して1993/94年度、1996/97年度に不足することになる。従って、各年度前に電線サイズの格上げが望まれる。

(b) Old Patan開閉所引出しのPharpingフィーダー：

既設配電線の電圧降下は1995/96年度に8.2%、その負荷電流は2000/01年度に電線容量を超過すると予測されている。

当該配電線の改善は、新フィーダーの増設あるいは、電線のサイズ・アップによって実施される。

(c) Old Patan開閉所引出しのMangal Bazarフィーダー：

2000/01年度に負荷電流が既設電線の電流容量を超過すると予測される当該配電線は、電線のサイズ・アップによって対処される。

(5) バクタプール電力地区

(a) Bhaktapur開閉所引出しのByasiフィーダー：

Byasiフィーダーは、Brickフィーダーと共に環状系統を構成しつつBhaktapurの中心街へ電力を供給している。Byasiフィーダーの既設電線ACSR Dogの電流容量は、2000/01年度の負荷電流にたいして不足することになる。電線の格上げまたは新配電線の増設によって対処することになる。

(b) Bhaktapur開閉所引出しのBanepaフィーダー：

本フィーダーは1部1回線、1部2回線の構成であるがBhaktapur開閉所からBanepa村方面へ13kmの長距離に亘って電力を供給している。2000/01年度には電圧降下が7.5%以上となるので、それ以前に新配電線の増設が必要となるが、実施に先立って、需要予測の見直し、既設Nalinchowkフィーダーへの負荷配分案を検討する必要がある。

(c) Bhaktapur開閉所引出しのNagarkotフィーダー：

当配電線の電圧降下は1994/95年度には8.56%に達する見込である。電圧変動率を許容範囲に保持するために既設電線のACSR DogおよびRabbitをサイズ・アップしても長期的には得策ではない。この開閉所からNagarkot村へ新設の配電線を建設し、既設負荷への配電ルートの変更を計る。

8.3.2 配電用変圧器

1989/90年度現在、カトマンズ盆地内に設置されている配電用変圧器の総容量は、表8.2に示すように自家用変圧器を含めると195MVA程度である。NEAによって実施されたラリトプール地区の調査実績よりみて、この内、過負荷利用率が130%に達し、早急な増設、取替等の改善を必要とする

変圧器は、全体の7.7%に当たる15MVAであると想定される。配電用変圧器の初期利用率は60%～70%程度に選定することが一般的であるので、現時点で補強すべき変圧器容量は、130%以上の利用率で運用されている変圧器容量と同容量の15MVAと考えられる。

1989/90年度以降については毎年増加する電力需要に応じて配電用変圧器の増強を行うものとする。今後10年間に増強すべき配電用変圧器容量を表8.3に示す。同表では、電力需要の5%は11kV需要家であると仮定して、変圧器容量を算定している。

8.3.3 多回路開閉器

1995/96年度において短絡電流（計算値）が機器の定格を超えるため、既設のSuper Market、Mahabauda及びMintの多回路開閉器は取り換える必要がある。

一方、既存の11kVケーブル系統の分岐の殆どは柱上変圧器装柱の母線を利用して行われているため、一部を補修するためにその配電線全てを停止しなければならない、保守性が悪い。今後負荷の重要度の増大に伴って多回路開閉器への取替えが必要と考えれるが、用地取得の問題もあり、NEAが検討することになる。

第9章

カトマンズ地区の実施、計画中の送配電網整備計画

第9章

カトマンズ地区の実施、計画中の送配電網整備計画

9.1 一般

NEAの電力料金収入の半分以上を占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。

本章では、それらの計画の概要について説明する。

9.2 電力セクター効率化計画(Power Sector Efficiency Project)

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)。世銀は更に第3次技術協力計画(Third Technical Project, Cr. 1902-NEP)を実施し、その中で発電、送電及び配電部門の投資計画、既存発電設備の改善、電力料金及びNEAの運営効率等に関連したPSRの勧告の実施案を纏めた。

このCr. 1902-NEP資金の下に実施された主な調査は以下の通りである。

- (a) 長期限界コストと電力料金調査 (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 Trisuli-Devigat設備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-Devigat Complex)

上記調査報告書で提起された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: PSEP)が形成された。これは省エネルギーの活動の支援及びマルシャンディ流域管理パイロットプロジェクト(MCMPP)実施のみならず電力設備の補修に対する投資やNEAの制度開発に取り組むためのものである。

PSEPの主要な目的は、下記計画を通してPSRで設定された計画の実施を支援することである。

- (a) 想定需要に見合う、最少費用での発電設備有効出力の増大、損失逓減、負荷率の改善
- (b) NEAの制度上の機能の強化
- (c) 省エネルギー対策の促進

計画は次の具体的な内容を含む。

- (a) 35MW Trisuli-Devigat水力発電設備及びその他の水力発電所、ディーゼル発電所の補修と改善、及び予備品、保守用設備の供与
- (b) カトマンズ地区の送配電網の整備、改善
- (c) 損失逓減プログラム第3次計画実施のための資機材の供与
- (d) NEAの管理の効率改善、要員訓練、料金徴収及び需要家管理の改善等への技術的支援及びコンサルタントサービスの供与
- (e) NEA本部事務所及び訓練センターの備品の供与
- (f) MCMPPの実施、及び

(g) 主要な工業のエネルギー監査

上記項目 (c) は "カトマンズ地区高圧送電/変電整備" と名付けられており (i) 66 kV系統の容量増、(ii) 66 kV変圧器容量増及び2変電所の建設、(iii) 132 kV送電線の建設、及び(iv) 機器、予備品、工具の供与等を含んでいる。この計画の内容を表9.1に示す。

9.3 損失通減計画

1985/86から1989/90年の間の年平均系統電力量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。技術的及び非技術的電力量損失は総損失の夫々半分を占めている。技術的電力量損失は主に変圧器の過負荷、長すぎる配電線、容量不足の配電線、貧弱な需要家への引込線設備、低い負荷力率等、不適当な計画及び配電網に起因している。反面、不正な料金徴収、不法な接続、不正確なメーターなどが非技術的電力量損失の主な原因となっている(添付-4参照)。

Marsyangdi水力発電計画のための資金(Cr. 1478-NEP)で、世銀は損失通減プログラム(Loss Reduction Program, LRP)の第1次計画のための資金供与を行ない、電力量損失調査が1986年BEI(英国)により実施された。この調査は5年間に亘って損失を通減するための段階的な実施計画を打出している。引き続き、同じ資金で、カトマンズ地区の電力量損失通減達成のため、LRPの最初の2年間の計画(Phase II)として、以下の項目が実施に移された。

- (a) 全需要家の電力量計の再封印及び40%の需要家の電力施設補修
- (b) 60%の需要家の相間バランスの見直し
- (c) 架空絶縁燃電線55 kmの試験的設置
- (d) カトマンズ地区に電力量メーターの較正所の設置
- (e) 各発電所、電力輸出入地点での統計的計量方法の改善

第3次計画はカトマンズ地区での第2次計画を続行するとともに、全国にその成果を反映されることを意図している。第3次計画で調達される予定の資機材を表9.2に示す。

第3次計画は当初、前述のPower Sector Efficiency Projectで実施される計画であったが、1991年4月29日より5月3日にかけてワシントンにて行なわれた資金交渉で同計画が除外されたため、ネパール政府はMarsyangdi水力発電計画のローン残の流用を申請している。

9.4 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。

66 kV Siuchatar~Patan送電線の増架工事

この増架工事は1992年3月迄にNEA自身の手によって実施される計画である。尚、Siuchatar及びPatan変電所の66 kV開閉機器及び制御、保護用機器は、Power Sector Efficiency Projectで調達される予定である。

Lainchaur変電所の復旧工事

この66/11kV変電所は1989年末にKfW（独国）の資金援助で建設されたが、1990年7月に11kV開閉盤の事故により焼失してしまった。この11kV開閉盤は、1982年に旧変電所建屋に設置されていたが、同プロジェクト建設時に新GIS建屋に移設されたものである。ネパール政府はこの変電所の66 kV開閉設備(GIS)及び11 kV開閉装置の復旧をKfWに要請している。

第 10 章

設計指針

第10章

設計指針

10.1 気象条件

カトマンズ地区の過去の気象記録を表2.2から2.5にまとめてある。これによると、同地区の絶対最高、最低気温は、夫々32.3℃および零下3.5℃と記録されている。しかしながら、安全設計のため、カトマンズ地区の過去2回の配電網整備計画と同じ以下の条件を本計画にも適用する。

最低外気温	-5℃
最高外気温	40℃
平均外気温	20℃

カトマンズ空港測候所で観測された最大風速は、52ノット(26.75m/s)であるので、本計画に適用する最大風速を25m/sと仮定した。尚、この風速は過去2回の計画にも適用されたが、何ら問題が発生していない。

10.2 設計風圧

上記設計風速をもとに、以下の風圧を構造物の受風面積に適用する。

(a) 電線及びワイヤー	: 35kg/m ²
(b) 四角骨組構造物	: 130kg/m ²
(c) 円筒形構造物	: 31kg/m ²
(d) 碍子及び取付金具	: 55kg/m ²
(e) 機器	: 100kg/m ²

10.3 弛度計算の条件

架空線の弛度は以下の仮定の下に計算する。

- (a) 電流による温度上昇を含めた電線最高温度は60℃とする。
- (b) 絶対最低温度時に最大風速の風が吹く事が非常にまれである事を考慮して、最低外気温が零下5℃であるが計算のための電線の最低温度を0℃とする。
- (c) EDS（常時張力）は20℃、無風で計算する。
- (d) 電線の安全率は、電線の破断強度に対し、0℃、最大風速下に於いては2.5、EDSは4.0とする。
- (e) 電線の最大弛度は電線の最高温度、無風時の弛度とする。

10.4 安全率

(a) 最大荷重時の構造物、円柱、その他支持物の限界強度に対し	2.5
(b) 電線の最大使用張力はその電線の抗張力に対し	2.5
(c) 最大荷重時の碍子セットは、その機械的強度に対し	2.5
(d) 支持物の基礎は、同時にかかる構造物の最大荷重の、地盤の圧縮強度及び引き揚げ強度に対し	2.5

10.5 許容最少間隔

裸電線からの最少間隔を以下の通りとする。

(a)	132kV送電線の地上高	7.0m
(b)	66kV送電線の地上高	6.0m
(c)	66kV送電線の主要道路横断	7.0m
(d)	11kV配電線の地上高	6.1m
(e)	11kV配電線の主要道路横断	6.6m
(f)	66kV鉄塔構造物の電線からの隔離		
	懸垂型	: 20度横振れおよび無風時 645mm
		: 40度横振れ 525mm
		: 55度横振れ 400mm
	耐張型	: 15度横振れおよび無風時 645mm
		: 40度横振れ 400mm
(g)	11kV裸電線と低圧裸電線の隔離	1.0m
(h)	11kV裸電線と低圧絶縁電線の隔離	0.8m
(i)	11kV裸電線の相間隔	0.8m
(j)	11kV裸電線の上下間隔	1.0m
(k)	11kVケーブルの相間隔	0.4m
(l)	低圧ケーブルの相間隔	0.3m

10.6 機器の絶縁強度(BIL)

(a)	最高定格電圧	: 132kV	145kV
		: 66kV	72kV
		: 11kV	12kV
(b)	衝撃耐電圧	: 132kV	650kV
		: 66kV	350kV
		: 11kV	75kV
(c)	避雷器の衝撃耐電圧	: 132kV	550kV
		: 66kV	300kV
		: 11kV	90kV

10.7 適用される規格

材料、機器はJIS、JEC、BS、IECまたは他の国際規格の規定に基づいて、設計、製作及び試験がなされる。

施設の工事はNEAの慣行及び規定又はネパールで実施されている規則に基づいて施工される。又、工事従事者又は公衆に対する安全対策は本計画の下に厳密に監理される。

第11章

リングメイン・システムを含む高圧送電システムのフェージビリティ調査

第11章

リングメイン・システムを含む高圧送電システムのフィージビリティ調査

11.1 フィージビリティ調査のためのサブ・プロジェクトの選定

11.1.1 選定基準

第7章で行なったマスタープラン調査では、11のサブ・プロジェクトが1995/96年迄に実施すべきカトマンズ地区の既存の高圧送電システムの緊急性の高い、重要な整備対策として計画された。

一方、第9章で説明した如く、世銀や他の援助国の支援により、カトマンズ地区の既存システムの整備計画が本計画と平行して進行中である。1991年4月29日から5月3日にかけて、ワシントンでローン交渉が実施されたPower Sector Efficiency Projectは間もなく実施に移される予定である。特に、Power Sector Efficiency Projectの一部であるカトマンズ地区の送電/変電整備計画（以下PSEPと言う）に対しては、既に、機材供給と据付のための入札図書（案）がフランスのコンサルタントにより作成され、1991年5月にNEAに提出されている。

PSEPで予定されている殆ど全てのサブ・プロジェクトは本調査で策定された総合計画に含まれているが、それらの実施の時期が総合計画のそれと多少異なるものもある。

本計画で実施されるサブ・プロジェクトを選定するために、第9章で説明した他の計画で実施予定の整備は計画通り実施されるものと仮定する。即ち、1995/96年の想定された負荷に見合う残りの整備対策が本調査のためのサブ・プロジェクトとして取り上げることとなり、以下の条件、方法で選定する。

電力供給システムの基本構成

第9章で説明した全ての整備計画が完成した後のカトマンズ地区の電力供給システムの単線結線図を図11.1に示す。そして、それは本調査が対象とするサブ・プロジェクト選定のための基本システムとなる。

しかしながら、PSEPの入札図書（案）に示す作業内容（表9.1参照）の一部がNEAの意見に基づいて一部変更されている。すなわち132 kV設計の66 kV2回線送電線をNew Chabel変電所に直接接続する代わりにBurhanilkantth近く迄延長し、既設のDevighat~New Chabel線に接続している。

サブ・プロジェクトの選定

送電線の内いずれか一回線の事故停止がある場合、ない場合など種々の条件下での電力潮流解析を通して、過負荷となる施設及び電圧降下の著しい11 kV母線を検証する。即ち、種々の条件下で検討したシステム上で異常が認められた場合、それらを改善するための必要且つ有効な対策が本計画でのサブ・プロジェクトとなる。

リング・システム上の既設11 kV機器の検証に、総合計画策定のために実施した短絡計算の結果（表7.5参照）を用いる。

11.1.2 系統解析結果

上述の電力システムの潮流解析は1995/96年の想定したピーク需要を用いて実施した。主なケースの検討結果について以下説明する。

(1) 定常時 (ケースNo. NC-1)

全ての変電所、開閉所の11 kV母線の電圧が変圧器のタップを調整することにより、規定値(-7%)内に納まる。又、送電線の過負荷も発生しない。但し、変圧器の過負荷については11.1.3節で別途説明する。

(2) 66 kV Balaju~Lainchaur線の事故停止 (ケースNo. ANC-1)

66 kV Balaju~Lainchaur線はカトマンズ市中心部のLainchaur変電所の負荷の100%、K2開閉所の負荷の60%乃至70%を負担している。従って、同送電線の故障停止は以下の問題発生及び中心地区の大規模な負荷制限の原因となる。

11 kV母線の電圧降下

K2、Royal Palace開閉所及びLainchaur変電所の11 kV母線で著しく、且つ、容認できない30%前後の電圧降下が発生する。その他の電気所の11kV母線電圧はケースNo. NC-1の定常時に比較して1乃至3%電圧降下が増加するが容認出来る範囲(-10%)内に納まる。

送電線及び変圧器の過負荷

Balaju~Lainchaur線を介して供給されていた全ての負荷が66 kV Siuchatar~Patan線及び11 kV Patan~K2線に移行するので、11 kV Patan~K2線は180%、Patan変電所の66/11 kV変圧器は140%の過負荷となる。しかしながら、66 kV Siuchatar~Patan 2 回線送電線の負荷は電線の許容送電容量以内(68%, 70 MVA)である。

上記問題の対策として、以下の案が技術的、経済的に妥当なものである。

- (a) Balaju~Lainchaur間にもう一回線の送電線を追加する。
- (b) K2開閉所近くに、66/11 kV新変電所を建設 (K3変電所) する。

上記対策(a)として、フランスのコンサルタントにより策定された送配電総合10ヶ年計画(Ten Year Transmission and Distribution Master Plan)で66 kV地中線の建設が推奨されていたが表9.1に示すPSEPの作業内容から最終的に除外されている。除外された理由は、(i) 建設費が高い事及び(ii) 既設送電線が2.3 kmと短く事故停止の確率が非常に低いためと考えられる。

66/11 kV K3変電所の建設はBalaju~Lainchaur間に送電線を追加するより割高であるが、本調査では、以下の理由によりBalaju~Lainchaur間の送電線の追加に優先してK3変電所を建設することを提言する。

- (a) K3変電所を新設することは、長期的にカトマンズの中心部の信頼性の高い電力供給を達成するための最も効果的な方法である。

- (b) もしK3変電所の建設が遅くなった場合、送電線ルート沿いの住宅建設が進み用地取得はさらに困難になる。
- (c) Balaju～Lainchaur間に架空線の追加又は地中線の建設に伴う用地取得問題を避けるため、及び建設費を低減するために、既設送電線のルート上に2回線送電線を建設することは最も妥当な方法である。しかしながら、そのために既設送電線を介してのBalaju変電所からの送電を長期間停止しなければならず、上述の如き、深刻な問題が惹起されるので、Balaju～Lainchaur間の送電線の追加工事を優先することは困難である。

しかしながら、K3変電所はPSEPの整備計画、特にTeku変電所の完成を見計って建設すべきである。なぜなら、K3変電所用の66 kV送電線はPSEPで建設されるSiuchatar～Teku架空2回線送電線より分岐される計画であり、Teku変電所に計画されている66 kV GISの増設も必要であることによる。

もし、K3変電所が建設されるなら、Balaju～Lainchaur間の66 kV送電線は1997/98年又はそれ以降まで必要とされない。

(3) 66 kV Trisuli～Balaju線の事故停止 (ケースNo. ANC-2)

11 kV母線上の著しい電圧降下及びSiuchatar変電所の132/66 kV変圧器以外の送電線、変圧器の過負荷が発生しない。一方Trisuli～Devighat線の過負荷率は正常時(ケースNo. NC-1)の30%に対し、60%に上昇するが問題ない。

(4) 66 kV Patan～Baneswar線の事故停止 (ケースNo. ANC-3)

システム上に何ら問題箇所が認められない。但し、66 kV Baneswar～New Bhaktapur線の過負荷率は正常時(ケースNo. NC-1)の25%から60%に上昇するが問題ない。

11.1.3 変圧器の利用率

前述の系統解析に追加して、変圧器容量の増強の時期を検証するために、同じ電力系統に於ける1997/98年時点の想定ピーク需要、定常時の電力潮流解析を実施した（ケースNo.NC-2）。これらの潮流解析に基づく変圧器の利用率を下に示す。

変電所	変圧比 (kV)	容量 (MVA)	利用率(%)				
			NC-1	ANC-1	ANC-2	ANC-3	NC-2
Siuchatar	132/66	37.8	101	108	103	99	111
	66/11	36.0	57	57	57	68	66
Balaju	132/66	45.0	81	83	83	82	89
	66/11	20.0	82	86	79	88	96
New Patan	66/11	36.0	62	143	62	72	76
Baneswar	66/11	36.0	70	70	70	70	85
Lainchaur	66/11	36.0	61	0	60	81	70
New Chabel	66/11	18.9	87	89	88	81	99
New Bhaktapur	66/11	20.0	55	66	61	37	62
Teku	66/11	36.0	44	44	44	46	52

上表より、Siuchatarの132/66 kV変圧器のみが定格容量を越えるがピーク継続時間、約4時間を考えると同期間内の変圧器増設が必要ないように思われる。しかしながら132 kV Siuchatar～Balaju線が事故停止した場合、Siuchatarの132/66 kV変圧器は190%前後の過負荷となることが予想される。従って、本計画では既設の変圧器容量37.8 MVAと同じ容量の変圧器を1995/96年迄にSiuchatar変電所に追加することを提言する。

尚、66 kV Balaju～Lainchaur線の事故停止に伴うPatanの66/11 kV変圧器の過負荷はBalaju～Lainchaur間に66 kV送電線を追加するか、K3変電所を新設することにより解消する。又、それ以外の変圧器容量については、1998/99年頃迄、容量増加を必要としない。

11.1.4 11 kV開閉機器

2000/01年迄に以下の電気所に於て、計算された11 kV母線に於ける短絡電流は遮断器の定格遮断電流を超過する。

開閉所	定格遮断電流 (kA)	パネル数	短絡電流(kA)		
			1989/90	1995/96	2000/01
Old Patan	7.9	11	<u>12.6</u>	<u>13.5</u>	<u>16.1</u>
Teku	7.9	11	<u>9.1</u>	<u>13.9</u>	<u>20.1</u>
	20.0	6	9.1	13.9	<u>20.1</u>
Royal Palace	7.9	5	<u>9.1</u>	<u>13.3</u>	<u>16.2</u>
Old Chabel	7.9	10	7.8	<u>10.8</u>	<u>13.0</u>
Thimi	7.9	6	4.7	6.9	<u>8.4</u>

註： 下線はその年に計算された短絡電流が遮断器の定格遮断電流を超過する事を示す。又、上表の開閉所以外の電気所の盤は2000年迄取替えを必要としない。

上記11 kV開閉機器盤の内、既設Teku開閉所の盤はPSEPで取替えられる。従って、本計画でOld Patan, Old Chabel及びRoyal Palaceの盤を取替えることとなる。

11.1.5 Lainchaur-K2間の11 kV地中線

カトマンズで最も人口が密集した地域の電力需要はK2開閉所より供給されており、さらに、その開閉所にはLainchaurより11 kV地中線及びPatanより11 kV架空線2回線にて供給されている。

カトマンズ中心部のこのような供給システムは1960年代の早い時期に形成された。現在のLainchaur-K2間の地中線も同じ時期にDarbar Marga道路に沿って建設された。

既設の11 kV地中線の諸元は以下の通りである。

ケーブル	:	11 kV鉛シース紙絶縁ケーブル
導体	:	銅、240 sq. mm ³ 心
ケーブル数	:	1条
長さ	:	1.75 km

ケーブルの著しい劣化により、ケーブルの事故が頻発している。その上、地中線のいくつかの部分のルート上に家屋が建てられており、結果として、ケーブルの故障箇所の発見、補修を困難にしている。1990年に、6ヶ月に亘り、地中線は電力供給を停止していた。その事故はNEAにより、修復されたが、地中線自体劣化しており、信頼性は不確かなものである。従って、カトマンズ中心部の安定した、信頼性の高い電力供給を維持するために、新たな地中線の布設が急務である。

11.2 11 kV遮断器の定格遮断容量

表4.13に示すように、既設11 kV盤の定格遮断電流は1960年代に設置された古い電気所の7.88 kAから日本の無償資金協力で1983年に設置されたThapathali開閉所の40 kAのものまで、広い範囲の機器が設置されている。11.1.4節に、総合計画で推奨された整備計画に従った場合の短絡電流が遮断器の定格容量を超過する電気所が示されている。

他方、新規に設置される遮断器の定格遮断電流は頻繁な取替えを避けるため長期の電力システムの拡張計画を考慮して決定しなければならない。

そのため、本調査では、以下に示す現在の計画を基に、2005/06年におけるカトマンズ地区の電力供給システムを図11.2に示すように想定した。

- (a) アルンNo. 3水力発電計画(402 MW)で発電された電気が2005/06年迄に220 kV送電線を介してカトマンズ地区に送電される。
- (b) アルンNo. 3水力発電所よりの大量の電力の受電地点はバクタプール地区と予定されている。
- (c) そのアルンからの大量の電力をカトマンズ地区の変電所に分配するために新たに132 kVの環状線を建設する。

図11.2に示す想定された電力供給系統の三相短絡計算を実施した。各電気所の11 kV母線に於ける短絡電流は以下の通りである。

変電所	短絡電流(kA)	変電所	短絡電流(kA)
New Patan	20.2	Royal Palace	18.8
Siuchatar	24.5	Maharajgunj	7.1
Balaju	23.0	Old Chabel	14.4
Lainchaur	22.2	Thimi	10.6
New Chabe	19.6	K-2	20.7
Baneswar	17.5	Thapathali	18.2
Teku	25.3	K-3	22.5
New Bhaktapur	27.7	Chapagaon	15.4

上表は、最大の短絡電流値はPSEPで建設されるNew Bhaktapur変電所の11 kV母線の27.7 kAであることを示している。しかしながら、Old Patan, Royal Palace, Old Chabel開閉所及び新たに建設されるK3変電所の11 kV母線の短絡電流は夫々、20.2 kA、18.8 kA、14.4 kA及び22.5 kAであるので、本計画で設置される遮断器の定格容量として25 kAを採用する。

11.3 Lainchaur-K2間の地中線

カトマンズ中心部への信頼性の高い電力供給を維持するため、図11.3及びそのルートの詳細を添付-7に示すように、Kanti Path沿いに新たに地中線を布設する。

地中線の主な諸元は次の通りである。

ケーブル	: 11 kV鋼帯外装架橋ポリエチレンケーブル
導体	: 銅、325 sq. mm、単心
ケーブル条数	: 4条 (含む予備線)
長さ	: 1.9 km

地中線の布設工事に次のものが含まれる。

- ケーブルルートの再測量
- 砂利、砂による充填、ケーブル保護工を含めたトレンチ工事
- トレンチ内のケーブル布設、接続及び端末処理、及びLainchaur及びK2開閉所の11 kV引出し盤への接続
- トレンチの埋戻し及び道路掘削表面の舗装
- 受入れ試験

註： Lainchaur変電所の11 kV盤はKfWの資金援助で取替えの予定である。

電力ケーブルは、図11.4に示すように、1.2 mの深さに、砂によって充填されたトレンチ内に布設される。

11.4 Siuchatar変電所の変圧器増強

11.4.1 一般

11.1.3に述べた系統解析の結果によると、Siuchatar変電所の既設132/66 kV、37.8 MVA変圧器の負荷はその定格容量を1995/96年に超過する。この変圧器の過負荷を改善するために、既設変圧器と同じ容量の変圧器を追加設置する。又、この変圧器は既設の変圧器と並列運転される。

変圧器増強の諸元は次の通りである。

- (a) 3台の12.6 MVA、132/66 kV単相変圧器、附帯設備は
 - － 3台の1次側ブッシング変流器、200/5A、40 VA、
 - － 3台の2次側ブッシング変流器、400/5A、40 VA、及び
 - － 1台の2次側中性線用ブッシング変流器、200/5A、40 VA、
- (b) 以下で構成される132 kV変圧器ベイ
 - － 1台の遮断器、145 kV、800 A、25 kA
 - － 1台の断路器、145 kV、600 A、25 kA
 - － 3台の変流器、200/5 A、40 VA及び
 - － 3台の避雷器、120 kV、10 kA
- (c) 以下で構成される66 kV変圧器ベイ
 - － 1台の遮断器、72 kV、600 A、20 kA
 - － 2台の断路器、72 kV、600 A
 - － 1台の電圧変成器、 $\frac{66}{\sqrt{3}}$ kV/110 V 及び
 - － 3台の避雷器、75 kV、10 kA
- (d) 以下を装備した制御及び保護継電器盤
 - － メーター、制御スイッチ、ランプ及び附属品一式
 - － 変圧器保護継電器一式

単線結線図及び屋外開閉所をそれぞれ図11.5及び図11.6に示す。

11.4.2 設備

変電所に新たに設置される機器の概要を以下に示す。

(a) 変圧器

Siuchatar変電所の新しい変圧器は屋外使用の単相、12.6 MVA、油入、強制風冷の132/66 kVで、負荷時タップ調整器(132 kV±10%)付きである。尚、変圧器は冷却ファンなしで8.667 MVAで運転可能である。

結線方式は星形-星形で3次側に安定巻線を有する。又、ブッシング型変流器は1次、2次側及び2次側の中性線に設備される。

(b) 132 kV開閉機器

遮断器は屋外型のSF6ガス封入型で、定格145 kV、800 A及び遮断電流25 kAである。遮断器は油圧で動作する遠隔操作及び現場での手動操作機構付である。

断路器は三極、単投一括操作、遠方および手動操作、碍子回転型中央水平切型である。

3台1組の屋外用単相変流器が計器用に設置される。

避雷器は屋外型、防爆、ギャップレス型であり、定格放電電流は10 kAである。

(c) 66 kV開閉機器

遮断器は屋外型のSF6ガス封入型で、定格72 kV、800 A及び遮断電流20 kAである。又、遮断器は油圧で動作する遠隔操作、現場手動操作機構付である。

断路器器は、三極、単投一括動作、遠方制御、機械的手動操作、水平切り型で、定格72 kV、600 Aである。

$\frac{66}{\sqrt{3}}$ kV/110 V、200 VAの単相電圧変成器が1台設置される。

避雷機は屋外型、防爆、ギャップレス型であり、定格放電電流は10 kAである。

(d) 制御盤

制御盤は屋内型の二重パネルで、前面に制御用スイッチ、計器類、故障表示板等を、裏面に保護リレーを取付けた、既設の盤と同じ構造とする。

11.5 11kV開閉所

11.5.1 概要

第11.1.4節で説明したように、English Electric社製（油入型）で1960年代に設置された最も古い遮断器の定格遮断容量は以下に示す開閉所に於て、1990/91年時点の系統の短絡容量を下回る。

開閉所	定格遮断電流	短絡電流 1990/91年度	盤数
Old Patan	7.88kA	12.6kA	11 nos.
Royal Palace	7.88kA	9.1kA	5 nos.
Old Chabel	7.88kA	7.8kA	10 nos.

Lainchaur変電所で11kV遮断器の爆発により、66kV及び11kVの開閉機器が焼失したような事故の再発を防止するためにも、上記開閉所の既設の盤を、既存の開閉所のスペースを考慮して、定格遮断電流25kAの真空型の遮断器を搭載した新しい11kV盤に取り替える。

11.5.2 開閉機器盤

引込み線、リングメイン回路、フィーダー回路、母線連絡回路及び所内用変圧器用の新しい盤は自立屋内、閉鎖型である。各盤には設備される機器を以下に示す。

機器名	引込線	リングメイン回路	フィーダー回路	母線連絡回路	変圧器回路(注-1)
1) 銅帯母線	1	1	1	1	1
2) 遮断器	1200A	800A	800A	1200A	800A
3) 単相変流器	3x1200-600/5	3x600-300/5	3x600-300/5	3x1200/5	3x150-75/5
4) 過電流リレー	3	3	3	3	3
5) 地絡過電流リレー	-	1	1	-	-
6) 再閉路リレー	-	-	1	-	-
7) 電流計選択スイッチ付	1	1	1	-	1
8) 電力計	1	1	1	-	1
9) 電力量計	1	1	1	-	1
10) 無効電力計	1	1	1	-	1
11) 力率計	-	1	1	-	-

注： 注-1: Royal Palace開閉所用

上記に加え、以下の機器を任意の盤の母線に設備される。

- 3 - 避雷器
- 3 - 単相変成器
- 1 - 低電圧リレー
- 1 - 電圧計、選択スイッチ付

(a) 所内用変圧器盤

- 1 - ヒューズ付負荷開閉器、11kV 20AF, 6 AT
- 2 - 遮断器、12kV 600A
- 3 - 単相電圧変成器 (400V/110V)
- 10 - モールドケース型遮断器 (400V)
- 1 - 所内用変圧器、3相、100kVA、11kV/400-230V
- 3 - 変流器、単相、200/5A
- 3 - 過電流リレー
- 1 - 低電圧リレー
- 1 - 電流計、選択スイッチ付
- 1 - 電圧計、選択スイッチ付
- 1式 - その他必要な装置

(b) 直流電源盤

- 1 - バッテリー100A・時
- 1 - 充電器
- 2 - 直流電流計、選択スイッチ付
- 1 - 直流電圧計、選択スイッチ付
- 1 - 3相モールドケース型遮断器
- 8 - 単相モールドケース型遮断器
- 1式 - その他必要な装置

(c) Patan変電所用制御盤

制御盤は屋内型の二重構造で、旧Sunkosi変電所の開閉機器室に設置される開閉装置盤を遠隔操作するための制御スイッチ、計器類、故障表示盤等が設備される。

11.5.3 盤内の主要な機器

新設盤に搭載される機器の概要を以下に、主要機器の仕様を表11.1に示す。

全ての11kV主母線の定格は2000A連続電流、短時間電流25kA/1秒である。

遮断器は屋内型、引き出し型、真空型であり、定格電圧12kV、定格電流は変圧器の2次側回路及び引込み線に対しては1200A、リングメイン回路、フィーダー回路及びRoyal Palaceの変圧器1次側回路のそれは800Aである。又、定格遮断電流は25kAである。

11kV盤に搭載される所内用変圧器は、メンテナンスフリー及び故障に対する高信頼性を考慮した3相、11kV/400-230V、100kVA、乾式エポキシ樹脂モールド、自冷式型である。

11kV変流計及び電圧変成器はモールド型である。

AC電源は所内用変圧器より供給される。所内用変圧器盤はその前面に600Vモールドケース型遮断器が設備される。直流電源盤に設備されるバッテリーは、容量100アンペア・時、密封型アルカリ電池、また、充電器は連続定格のサイリスタ型である。

制御用スイッチ、計器類、保護リレーなどは盤の前面に設備される。

11.5.4 11kV盤の取替

(a) Royal Palace開閉所

既存の2つのリングメイン線（Lainchaur変電所所及びK2開閉所）、2つの変圧器1次側回路及び1つのフィーダー回路用の盤が新しいものと取替えられる。

上記の取替盤に加えて、一つの子備盤及び直流電源盤も既設の盤と同じ位置に設置される。単線結線図及び盤配置をそれぞれ図11.7と11.8に示す。

(b) Old Chabel開閉所

既存の4つのリングメイン線（Maharajgunj開閉所、Balaju変電所及びNew Chabel変電所-1及び-2）、5つのフィーダー回路及び1つの予備盤が取替の対象となる。

新規に取替える盤は既設の盤と同じ位置に設置される。

上記の取替盤に加えて、所内用変圧器盤、連絡母線盤、直流電源盤各1台及び本計画により建設される新しいフィーダーのために2台の盤が設置される。単線結線図及び盤配置をそれぞれ図11.9と11.10に示す。

(c) Old Patan開閉所

既存の6つのリングメイン線（New Patan変電所-1及び-2、テク開閉所-1及び2、テミ開閉所-1及び2）及び6つのフィーダー回路が取替の対象となる。

所内用変圧器盤、連絡母線盤、直流電源盤各一台、予備のフィーダー盤2台及び本計画により建設される新しいフィーダーのための2台の盤を含め、合計15の盤がSunkosi変電所の11kV盤室に設置される。そして、遮断器はNew Patan変電所用の制御室より遠隔制御される。単線結線図及び盤配置をそれぞれ図11.11と11.12に示す。

既設の11kV盤は、所内用変圧器、発電機回路及びNew Patan変電所との連絡用回路夫々1台の盤を除いてNEAによって撤去される。

(d) 現場作業

現場での盤の取替作業に以下のものが含まれる。

- 新しい盤を設置するための既設盤の一時的移設及び取替完了後の既設の盤の倉庫への保管（Royal Palace及びNew Chabel開閉所）
- 既設の盤の撤去と倉庫への保管（Sunkosi変電所のみ）
- ケーブル布設も含む盤の据付
- 制御盤の据付（New Patan変電所のみ）
- 試験

11.6 K3変電所及び66kV送電線

11.6.1 K3変電所

第11.1.2節で説明したように、カトマンズ中心部の増大する需要に対応し、且つK2、Royal Palace、及びLainchaur変電所の11kV母線の著しい電圧降下を改善するために、K3変電所と名付けられる新変電所がTukucha川沿いの展示場(Exhibition Ground)近くに建設される。K3変電所への電気はSiuchatar変電所より、PSEPで建設予定のSiuchatar～Teku 66kV2回線送電線より分岐された66kV2回線送電線を介して供給される。

単線結線図と変電所機器の配置図を図11.13および11.14に示す。

上記変電所用地が人口密集地に位置することを考慮して、66kV用開閉機器として単母線構成の屋外用キュービクル形GISを採用する。所内用変圧器を含む11kV開閉機器は屋内型の盤内に収納される。開閉機器を遠方操作するための制御盤は低圧開閉装置及び11kV盤と共に、変電所建屋内の制御室に設置される。

K3変電所の諸元は次の通りである。

- (a) 66/11kV、単相、6MVA変圧器（予備1台含む）： 7台
- (b) 66kV送電線ベイ（各ベイ）： 2（各ベイには下記が設備される）
 - 3 - 避雷器、75kV、10kA
 - 1 - 遮断器、72kV、600A、20kA
 - 2 - 接地スイッチ
 - 2 - 断路器、72kV、600A
 - 3 - 変流器、600-300/5/5A、40VA
 - 1 - ライントラップ
 - 1 - カップリングコンデンサー
- (c) 66kV母線： 1
 - 1 - 断路器、72kV、600A
 - 2 - 接地スイッチ
 - 6 - コンデンサー型計器用変圧器、 $\frac{66}{\sqrt{3}}$ kV/110V
- (d) 66kV変圧器ベイ（各ベイ）： 2（各ベイには下記が設備される）
 - 1 - 遮断器、72kV、600A、20kA
 - 2 - 接地スイッチ
 - 1 - 断路器、72kV、600A
- (e) SF6又は真空型、引出型の遮断器を搭載した11kV屋内、閉鎖型開閉装置： 1式
 - 2 - 変圧器回路
 - 1 - 連絡母線回路
 - 1 - 所内用変圧器回路
 - 10 - 引出しフィーダー
- (f) 低圧開閉装置： 1式
 - 1 - AC盤
 - 1 - DC盤
 - 1 - 蓄電池及び充電器
- (g) 制御及び保護リレー盤： 1式

変電所機器の概要を以下に示す。主要な機器の仕様は表11.1に述べてある。

(a) 変圧器

Siuchatar変電所より受電するための66/11kV変圧器は負荷時タップ切替装置付、単相、6MVA、屋内型、自冷、油入型である。

結線方式は星形-星形で三次側に安定巻線を有する。プッシング型変流器を1次、2次側回路および2次側中性点に取り付け、それぞれ負荷時タップ切替装置の電圧制御器用、保護リレー用に使用する。

(b) 66kV開閉装置

66kV開閉装置は単母線、屋外キュービクル型のGISである。遮断器、保守用接地スイッチ、遮断器、変流器及び主母線への分岐導体は共通のチャンバー内に納める。

(c) 11kV開閉装置

11kV開閉装置は変圧器2次側回路用2セット、連絡母線用1セット、フィーダー用10セット及び所内変圧器用1セットよりなる屋内型閉鎖盤の中に納められる。

遮断器は屋内用、引出し型SF6又は真空型であり、定格は12kV、変圧器2次側及び連絡母線回路は1200A、その他は800Aで、遮断電流25kAである。

所内用変圧器はメンテナンスフリー及び信頼性を考えて、3相、乾式エポキシ樹脂モールド、自冷式型であり、1次側のヒューズ付負荷開閉器と共に11kV盤に納められる。

(d) 低圧開閉装置

AC400/230V及びDC110Vのための開閉装置は制御室の屋内用閉鎖盤内に配置される。AC電源は所内用変圧器より供給される。

DC電源用蓄電池はニッケル-カドミウム電池であり、サイリスター型の充電装置、自動運転のための附属品と共に盤に納められる。

(e) 制御機器

制御盤は屋内用二重パネル型であり、制御スイッチ、計器類、故障表示板等が前面に、保護リレーが裏面に装備される。

(f) 接地

接地は変電所全体に亘って水平に埋設されたグリッドシステムである。接地線は125sq.mmの裸銅燃線で、地表下80cmの位置に埋設される。接地線は全ての接合点に於てクランプで互いに接続され、1オーム以下の接地抵抗を得るために径25mm、長さ3mの銅被覆鋼棒を設備する。

コントロールビルディング、盤、機器及び構造物の接地線は変電所敷地内の大地電位が均等化するようグリッドに接続される。

避雷器及び変圧器の中性線の接地に対し、厚さ3mmの銅板(1m x 1m)で部分的に補強される。

(g) K3変電所の現場作業は以下のものを含む。

- K3変電所敷地内の埋立工事
- 建屋工事
- 変電機器、設備の据付
- 機器の土台、ケーブルダクト、排水、進入路及びフェンス等の土工事
- 照明及び給排水設備

11.6.2 Teku-K3間の66kV送電線

K3変電所に電気を送るため、66kV二回線送電線が、Siuchatar~Teku線よりバイ分岐し、K2変電所まで2.8kmに亘って建設される。

ルートはバイ分岐点よりBagmati川の左岸を約1.3km、そしてTukucha川との合流点で210m巾のBagmati川を横断する。川横断の後、Tukucha川沿いの既設の11kV Patan~K2線のルートがK3変電所への新設線の為に使用される。送電線ルートを図11.15及びその詳細を添付-8に示す。

バイ分岐点から川横断終点までの区間は、電線ACSR Bear及び38sq.mmの架空地線2条を持つ66kV垂直配列二回線送電線であり、既設11kV線のルート上に建設される区間は、H型の鉄柱に電線及び架空地線を水平に配列する。又、主要道路横断箇所は、66kV XLPE地中ケーブルを橋の下に布設する。鉄塔及び鉄柱支持物を図11.16及び図11.17に示す。

送電線の諸元は次の通りである。

(a) 架空線- 鉄塔

送電電圧	:	66kV
回線数	:	2
支持物	:	自立型、二回線型四角鉄塔
電線	:	ACSR Bear
架空地線	:	38sq.mm 2条
電線配列	:	垂直
碍子	:	標準懸垂碍子254mm 6個
ルート長	:	1.3km

(b) 架空線- 鉄柱

送電電圧	:	66kV
回線数	:	2
支持物	:	H型鉄柱
電線	:	ACSR Bear
架空地線	:	38sq.mm 2条
電線配列	:	水平
耐張用碍子	:	標準懸垂碍子254mm 6個
懸垂用碍子	:	ポスト碍子
ルート長	:	1.4km

(c) 地中線

ケーブル : 66kV鋼帯外装架橋ポリエチレンケーブル
導 体 : 銅線、500sq.mm単心
ケーブル条数 : 3条
ルート長 : 320m (2区間)

11.6.3 地質試験

簡易貫入試験機を用いて、K3変電所予定地、Teku～K3 66kV送電線予定ルートおよびBalaju～Lainchaur 66kV送電線ルート上の地質試験を行なった。試験位置および試験記録を添付 - 6 に示す。

第12章

11kVおよび低圧配電線整備・拡張計画に係るフェージビリティ調査

第12章

11kVおよび低圧配電線整備・拡張計画に係るフィージビリティ調査

12.1 概要

第8章に述べた如く、既設配電線の中には、2000/01年度以前に過度な電圧降下、過大な電力損失、電力供給信頼度の低下に直面するものが多数見受けられる。本フィージビリティ調査では、1995/96年以前に整備、改善が必要な緊急度の高いフィーダーが対象となる。尚、計画は電圧変動のみならず低圧配電網を含むシステムの供給信頼度の改善を図るための整備、拡張工事を含む。

- (i) 改善対策として、既設電線サイズの格上げ、既設負荷の他配電線への配分、新配電線の増設、既存配電電圧の昇圧、あるいは配電用変圧器の増設等の案を採用する。
- (ii) 配電用遮断器のトリップ事故の低減対策として、既設裸電線の絶縁電線化または地中線化を採用する。この対策案は、家屋密集地域に於ける住民への安全確保にも寄与することになる。
- (iii) 新設配電線は開発中の工業地区あるいは、市街地開発計画の需要増に対処可能となるように、追加配電用変圧器を伴って増設する。それが供給信頼度の向上にも寄与することになる。

1995/96年度迄に緊急案件として整備・改善を必要とする下記の配電線は、各地区、各配電線の特殊事情を詳細に検討して計画を立案する。

(1) 11kV幹線フィーダーの整備・改良

既設配電線のうち電圧降下、電流容量、供給信頼度の面で整備・改善を必要とするフィーダーは次の通りである。

(a) カトマンズ市内中心部の配電系統	カトマンズ中央電力区
(b) New Chabel変電所からのBoudha-Jorpatiフィーダー	カトマンズ東部電力区
(c) Baralgau~Gokarneswar 11kV支線フィーダーの新設	カトマンズ東部電力区
(d) New Chabel変電所からのBaneswarフィーダー	カトマンズ東部電力区
(e) New Chabel変電所からのAirportフィーダー	カトマンズ東部電力区
(f) New Chabel変電所からのSundarijalフィーダー	カトマンズ東部電力区
(g) Siuchatar変電所からのThankotフィーダー	カトマンズ西部電力区
(h) BIDおよびDharmasthaliフィーダー	カトマンズ西部電力区
(i) New Baneswar変電所からのGodawari-1フィーダー	ラリトプール電力区
(j) New Baneswar変電所からのGodawari-2フィーダー	ラリトプール電力区
(k) Old Patan開閉所からのPharpingフィーダー	ラリトプール電力区
(l) Bhaktapur変電所からのNagarkotフィーダー	バクタプール電力区

(2) 他の11kVフィーダーおよび関連設備

上記幹線フィーダー以外にも下記の11kV配電網・低圧配電網の増強・拡張・改善が必要である。

(a) Nayabazar/Budhanilkantha両フィーダーの連系	カトマンズ中央電力区
---------------------------------------	-------	------------

(b) Kiripurフィーダー	カトマンズ西部電力区
(c) 3.3kV系統の昇圧	カトマンズ西部電力区
(d) BIDフィーダー	カトマンズ西部電力区
(e) Old Patan-1フィーダー	ラリトプール電力区
(f) Nagarkotフィーダー	バクタプール電力区
(g) Thimiフィーダー	バクタプール電力区
(h) 各地区11kVフィーダー	各電力区
(i) Tripureswar, Jaisidewal地区の低圧配電網	カトマンズ中央電力区
(j) West Battishputally, Prayagmarga地区の低圧配電網	カトマンズ東部電力区
(k) Nagaon, Kalanki地区の低圧配電網	カトマンズ西部電力区
(l) Tufe Pani, Satdobato地区の低圧配電網	ラリトプール電力区
(m) Nonkhel Mahat, Dadhikot・第6地区の低圧配電網	バクタプール電力区

(3) 計画の基本案

11kVおよび低圧配電網の改良・拡張にあたっては、下記を基本案として計画する。

- (a) 既設電線・ケーブルのサイズ・アップ、負荷の分散・切り替え、新フィーダーの増設、既設配電用変圧器の取り替え・増設
- (b) フィーダー・トリップの減少目的のため、既設裸電線の地中ケーブル・絶縁ケーブルへの変更。ケーブル化は、住民への安全対策、盗電防止にも効果を発揮する。
- (c) 家屋密集地・狹隘道路地域に建設される支持物は家屋・樹木・その他の建造物からの電線の絶縁距離を保持するべく図12.7に示す様に電線を片側水平配列とする。
- (d) 電力供給安定度の向上を目的とし、新設フィーダーは開発中の工場・市街地開発計画に見合う配電用変圧器の増設を伴って建設する。

上記の基本案に従って、盆地の電力配電網の改良・増強計画が具体的に立案される。

12.2 11kV幹線フィーダーの拡張・増強計画

この節では、前記12.1で拡張・増強が必要とされたフィーダーに対する具体的な計画を述べる。各計画の参照地図は、図12.2-12.6として添付してある。

12.2.1 カトマンズ中央電力地区

(1) 市中心部の系統

この電力区はカトマンズの市街地および盆地の北部の一部をカバーする配電網を担当している。市の中心街は道路沿いのみならず道路から入り込んだ地域もビル・家屋・建造物が密集している。密集地への支線道路は車両も通行できないほど狭く、11kV架空線は建設不可能である。従って、やむを得ず低圧線を迷路のような小路沿いのビル・家屋の壁に這わせて長い距離を延長せざるを得ない状況である。11kV配電線も配電用変圧器も設置できないこのような地域では、電圧は定格230Vから170V-180Vへ降下し、停電も頻繁に発生している。

このような状態は市街地再構築によって改善されるが、実現は望むべくもなく、唯一残される対策は、この地域への既設11kVフィーダーからの11kV地中線の延長のみである。尚、一部架

空線には、電線片側水平配列の支持物が求められる。

この計画実施に必要な資機材の数量は表12.1に纏めてある。

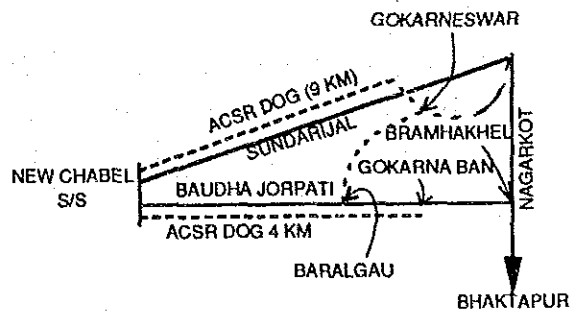
交通遮断の必要性、人口密集地内の狭い道路での掘削などにより、込み合った地域での作業は容易でない。従って、地域住民との密接な協力、円滑な情報交換が要求される。

12.2.2 カトマンズ東部電力地域

(1) Boudha-Jorpatiフィーダー

このフィーダーのNew Chabel変電所からGokarna Banまでの区間は主要道路沿いに、Gokarna BanからBramhakhelまでは山岳地を通過している。このBramhakhelはBhaktapur開閉所から延びているNagarkotフィーダーにも接続されている。New Chabel変電所とGokarna Banの間にはカーペット工場や家具製造等の工場が多数稼働している。

計画は、需要増が著しい工場地帯への送電容量を増すための11kVフィーダーの新設と同時に既設フィーダーのACSR Rabbit (50 sq.mm相当)をACSR Dog (100 sq.mm)に格上げするものである。4 kmの新設フィーダーは、用地問題のない道路沿いに建設されることになる。表12.1に当計画の実施に必要な資機材を詳述してある。



(2) Baralgau~Gokarneswar支線の新設

BaralgauとGokarneswar間の道路沿いには工場が多数開発されている。既設11kV配電線の支線がこれら工場方向に延びているが地形上、工場地帯までの延長は困難である。

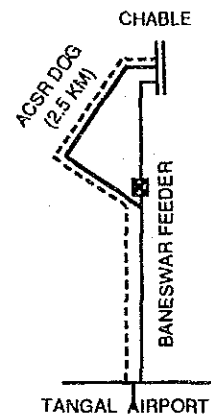
前記のBoudha-Jorpatiフィーダーの増強に伴って、新支線をBaralgau~Gokarneswar間の道路沿い(3km)に建設し工場地帯への電力供給に資する計画をカトマンズ東部電力区が提案しているが、この案は妥当なものである。

この計画実施には、各種資材・機器が必要であるがその詳細は表12.1に纏めてある。尚、比較的狭い道路沿いに家屋が林立しているためポールは電線片側水平配列型とする。

(3) Baneswarフィーダー

Chabel変電所とTangalフィーダーとの連系点までの2.5kmの既設BaneswarフィーダーはACSR Rabbitを装備しているが、このフィーダーの負荷電流は1994/95年に既設電線の電流容量を越えることになる。従って、既設電線はそれ以前に十分な電流容量を有する電線に格上げする必要がある。既設のポールは経年劣化が激しく、多数のポールが基礎部分を鉄板の熔接などで臨時に補強されているものも多く、格上げされる電線を支持するに十分な強度を有していない。

2.5kmの新設11kVフィーダーは1回線・電線片側水平配列型のポール支持物を使用し、用地問題のない道路沿いに建設することになる。必要資機材は表12.1に記載してある。



(4) Airportフィーダー (New Chabel変電所からの引出)

New Chabel変電所からのAirportフィーダーは2.6km長のACSR Rabbit1回線の構成である。このフィーダーの1994/95年度の負荷電流は、既設電力線の電流容量を越えるものと推定される。従って、既設電力線をACSR Dogに格上げする必要がある。

この計画の実施に必要な資機材の詳細は表12.1に記載してある。

(5) Sundarijalフィーダー

このフィーダーは、単純な構造の支持物に12.9sq.mmの硬銅より線を備えて20年以上前に建設されたものである。この電線の損傷部分は、銅線ではなく鋼心アルミより線を用いて補修されている。これ等の補修部分、分岐点には、バイメタルの部品が使用されていないために、電線に腐食を生起している。

一方、市街地開発計画により、このフィーダーの沿線の電力需要は高い成長率で増加している。既設電線をACSR Dogに格上げするとともに、脆弱な構造の既設ポールの取り替えも実施する。新しいフィーダーは、New Chabel変電所からMahakal村 (Bhaktapur変電所から他のSundarijalフィーダーとの連系点) に至る10km間に建設される。New Chabel変電所からBasnetgauまでは、用地取得の難題を避けて既設フィーダーの用地内に建設するものとし、BasnetgauからMahakal村までは既設ルートを迂回して、Gokarneswarを経て既存の車両通行可能な道路沿いに建設する。Basnetgau-Mahakal間の既設フィーダーはそのまま残し、その地域の配電に使用する。他方、新設のBasnetgau-Mahakal間の道路沿いの既設分岐線は、撤去することになる。

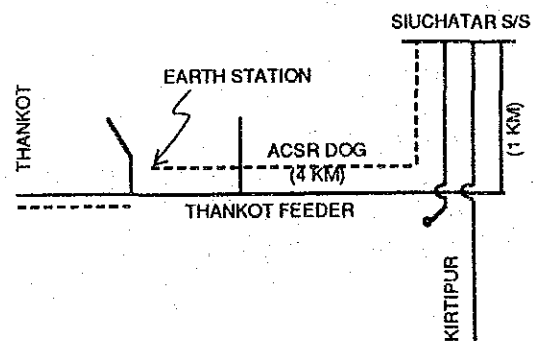
本計画に必要な主要な資機材は、表12.1に示す通りである。

12.2.3 カトマンズ西部電力地域

(1) Thankotフィーダー

既設フィーダーの過度の電圧降下の改善およびThankotへの主要道路沿いに稼働している工場群の電力需要増を満たすために、その道路沿いのBalambu付近にある衛星通信中継所 (Earth Station) までACSR Dog 1回線の11kVフィーダーをSiuchatar変電所から4kmに亘って建設する。西部電力区事務所は、建設用地取得の繁雑さを避けて、新フィーダーを道路の用地内に建設する計画である。

中継所に至るまでに、現在134の工場負荷と商業負荷が既設フィーダーに接続されている。鉄工所、精米所、繊維工場、食品加工工場、プラスチック加工工場、カーペット製造所等が稼働しており、その負荷の規模は、4kWから680kWと多様であるが、設備合計は1990年末にて3,200kWに達している。既設工場の電力設備増、工場の新設等により電力需要の増加が見込まれている。



上記11kVフィーダーの新設に加えて、既設Thankotフィーダーの電線サイズの格上げも同時に実施する。即ちSiuchatar変電所からBalambu迄の既設電線はACSR Dog (100mm²相当)であるが、BalambuからThankotの区間(4km)はACSR Rabbit (50mm²相当)である。このACSR RabbitをACSR Dogに取り替えることにより、このフィーダーの配電容量を増加させると共に電圧降下の改善、電力損失の軽減を図る。

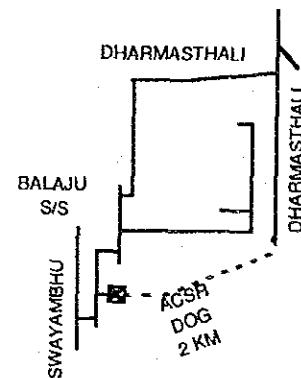
この計画実施に際して必要となる主な資機材は表12.1に示す通りである。

(2) Dharmasthaliフィーダーの拡張

既設Balaju工業団地用(BID)フィーダーはBalaju変電所からBIDおよびその周辺の一般需要への電力供給に資している。既設電線ACSR Rabbitの電圧降下は、配電距離が短い問題にならないが、その電流容量は1992/93年以降の負荷電流に対して不足することになる。

従って、既設ACSR Rabbitを1992/93年以前に格上げする必要がある上に、BIDがその工場規模を更に拡張するならば、別の11kVフィーダー(1km)の建設も必要である。BID敷地内の電気設備の全ては、BIDが全責任を以て運営・管理に当たっていることもあり、既設電線の格上げ、追加フィーダーの新設計画は、NEAとBIDの協議の上NEAによって実施することとし、本プロジェクトの対象から除外するものとする。

BIDフィーダーはBIDへの電力供給の他にDharmasthaliフィーダーと連系して周辺需要に電力供給を実施している。BIDへの電力供給の信頼度を高めるため、BID以外の電力負荷をBIDフィーダーから分離することを図る。



このため、DharmasthaliフィーダーをBIDフィーダーから切り離す。更に既設Dharmasthaliフィーダーを延長してSwayambhuフィーダーの支線に接続することによりBID周辺の一般需要に供することとする。

このDharmasthaliフィーダーの延長に必要な主資機材は表12.1に示す通りである。

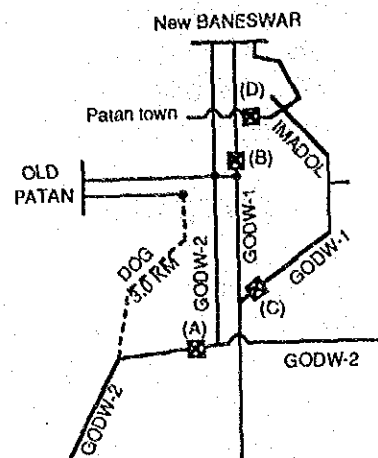
12.2.4 ライトプール電力地区

(1) Godawari-1およびGodawari-2フィーダー

既設Godawari-1、Godawari-2フィーダーはBaneswar変電所から、各々山岳地帯のPhulcokiまで35.4km、南方向の数地点へ40.4kmの長距離に亘って配電している。この両フィーダーは元々既設Old Patan開閉所に接続されていたものであり、それらの旧支線(ACSR Dog)は開閉所から1kmに亘って使用されないまま現存している。

既設Godawari-2フィーダーを増強するために、この残存している支線の1ルートを増長してルート変更を実施する。即ち、残存支線の終端からリング道路沿いにACSR Dogの電線にて11kV配電線を3kmに亘って新設しCapagau村付近に於て既設Godawari-2フィーダーに接続する。

更に、煉瓦工場付近のGodawari-2フィーダー上に取付けられている区分別閉器 (A) を“開”の状態に変更する。この再構築により、現在のGodawari-2フィーダーの供給地域は2分されることになる。即ち、Old Patan開閉所からのフィーダーは既設Godawari-2フィーダーの西部供給地域を分担し、New Baneswar変電所からのフィーダーは、東部供給地域を分担することになる。



一方、Old Patan開閉所の他の残存支線を既設Godawari-1フィーダーに再接続し、その接続点のNew Baneswar変電所側に区分別閉器 (B) を“開”の状態の新設する。この南の地点でGodawari-1フィーダーは、Imadolフィーダーと接続されているが、この地点に区分別閉器 (C) を“開”の状態の新設する。この構築により、Old Patan開閉所からのGodawari-1フィーダーは、開閉所以南の既設Godawari-2の供給地域のみへの配電用となる。

Baneswar変電所とOld Patan開閉所間のImadolフィーダー上に設置されている既設区分別閉器 (D) を“開”状態にすることにより、現在ImadolフィーダーとGodawari-1フィーダー支線から電力供給を受けている地域は、現在の複雑な供給ルートからBaneswar変電所からの直接供給に変更される。

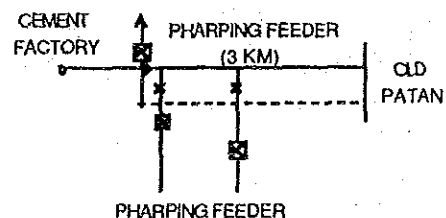
上記の系統再構築により、既設フィーダーの電圧変動、供給信頼度および電力損失は大幅に改善されることになる

本計画に必要な主要資機材は表12.1に示す通りである。

既設Godawari-1フィーダーの力率はGodawari村に稼働している大理石工場の運転のため著しく低い。この工場の力率改善のために出来る限り早い時期に力率改善用コンデンサの設置が必要である。LRPにて調達予定のコンデンサが使用されることが望ましい。

(2) Pharpingフィーダー

Old Patan開閉所に接続しているPharpingフィーダーは、一般需要家とフィーダー末端で稼働しているセメント工場への電力供給に共通に使用されている。末端負荷であるセメント工場は、このフィーダーの著しい電圧降下、供給信頼度の低下の原因となっている。



解決策として、開閉所から3.5kmの距離にある Thanagau村まで11kV配電線を新設し、セメント工場への供給とその他需要家への供給を完全に分離することとする。

本計画の実施は、電圧変動の改善、電力損失の軽減および一般需要家・セメント工場への電力供給信頼度への向上に著しく寄与することになる。

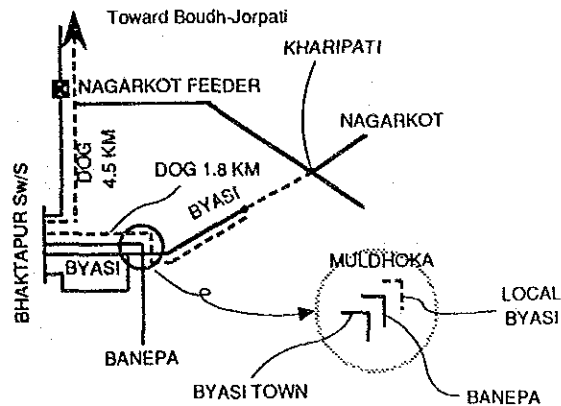
新11kVフィーダーは、用地取得難を避けるため既設フィーダーの用地に建設することになる故、この区間の支持物は2回線用鋼管ポールとし既設電線は新しいポールに移設するものとする。新フィーダーの工事期間中の需要家・セメント工場への電力供給は、他のフィーダーから一時的に供給することが可能である故、工事のため需要家サービスの低下は避け得る。

表12.1に本計画実施に必要な資機材を纏めてある。

12.2.5 バクタプールの電力地区

(1) Nagarkotフィーダー

Nagarkot地域は現在、Bhaktapur開閉所から17km長の11kVNagarkotフィーダーを経由して電力を供給されている。既設Nagarkotフィーダーは、硬銅より線12.9mm²の1回線とACSR Rabbit (50mm²)の1回線から成っている。需要家の現在の受電電圧は、定格230Vに対して170Vまで降下している。



電圧降下改善案は下記のようにNagarkotへの供給ルート変更とNagarkotフィーダーの負荷分担の変更である。

- 既設Nagarkotフィーダーの負荷分担をKharipati村までとし、この地点に設置してある11kV区分開閉器を”開”とする。更に、Bhaktapur開閉所から約4.5kmに亘って架線されている12.9mm²の硬銅より線をACSR Dog (100mm²)に格上げする。この区間の既設支持物は新しいポールに建て替えることになる。
- 既設Byasiフィーダーを道路沿いにNagarkot向けにKharipati村手前2.5km迄延長する。更にこの残りの2.5kmには、ACSR Dogを有する11kV1回線配電線を新設する。この変更によりNagarkot地域は、Byasiフィーダーの延長によるルートからの供給に切り換えられ配電距離も現在より6km短縮されることになる。
- この変更の際して既設ByasiフィーダーのBhaktapur開閉所とMuldhoka地点の区間1.8kmは、新たな用地取得が非常に困難であるため、この区間には、既設フィーダーの用地内に2回線用支持物を建設し、既設Banepa線を移設することにする。これは、Bhaktapur市街地とNagarkot地域への供給信頼度を向上する目的もある。
11kVフィーダー新設用の配電盤1面がBhaktapur開閉所に必要となるが、これは間もなくIDA資金にて実施されるPSEPの新Bhaktapur変電所新設計画に含まれる。
- Muldhoka村からNagarkot方向への既設フィーダーの電線ACSR Rabbitは将来の需要増に備え約2kmに亘って電流容量の大きいACSR Dogに張り替えることにする。

上記計画を実施するに当たり必要な資機材は表12.1に示す通りである。

12.2.6 必要資機材の総量

上記11kV幹線フィーダーおよび関連設備の改良・拡張計画を実施するために必要な諸資材・機器の項目と数量は表12.1に詳述してあるが、下記はその概要である。

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

本計画に予定しているポール支持物の概略は、図12.7～12.9に示した。

12.2.7 NEAの便宜供与

計画実施に際しては、本計画のネパール側実施機関となるNEAの協力が必要不可欠である。下記事項は、コントラクターの現地工事着手前に完遂しておかなければならないNEAの主業務である。

- (a) 工事実施のための用地確保
- (b) 地中ケーブル施工のための用地確保および許可取得
- (c) 工事対象となる既設ポールからの共架電話線の撤去
- (d) 供与される資機材、コントラクターの工事用工具、車両、その他の資材の輸入税免除の手続き。

12.3 その他の11kVフィーダーと低圧配電網の拡張・増強計画

本節では前記12.1(2)にて検討の結果、拡張・増強・改善が必要と認められる11kVフィーダーおよび低圧配電網についての実施の具体案を検討する。尚、各計画案参照地図は、図12.2～12.6に示してある。

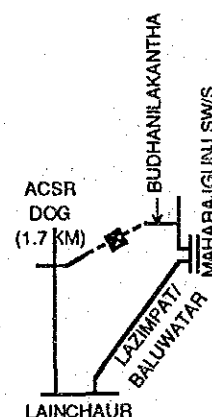
12.3.1 カトマンズ中央電力地区

(1) 11kVフィーダーの連係

Maharajunj付近の環状道路の両側は、住宅および工場地帯として開発されており、この地区の電力需要は急速に増加中である。

この付近の環状道路には、Lainchaur変電所からのNayabazarフィーダーとMaharajunj開閉所からのBudahanilkanthaフィーダーが建設されているが、1.7kmを隔て、両フィーダーは連係されていない。

本計画は、この地区への電力供給の信頼度の向上と電圧変動の改善を目的として両フィーダーを連係するものである。



11kV区分開閉器1台、100kVA柱上変圧器2台の新設を含む11kVフィーダーの延長および関連低圧配電線2kmの新設に必要な主要資機材は表12.2に示す通りである。

(2) その他必要資機材

上記計画の外に中央電力地区の全般的な電圧変動、供給信頼度向上、電力損失軽減が緊急に必要であり、表12.2に示す資機材が必要となる。

(3) Banerwar変電所からのAirportフィーダー

Banerwar変電所に接続されているAirportフィーダーの電圧変動は1993/94年度に許容範囲を越えるものと推定される。NEAは保守用資機材を用いて現在このフィーダーを改善中である。従って、1995/96年以前にはこのフィーダーに対する追加の改良・補強策の必要はない。

12.3.2 カトマンズ東部電力地区

(1) 追加必要資機材

当該地域の東地区に於て新市街地開発計画が実施されている。この地区の一部低圧配電線の末端需要家の受電電圧は定格230Vに対して150Vである。これは11kV配電線の不足のため、低圧配電線を長距離に亘って延長せざるを得ない実情と、配電用変圧器の過負荷に起因している。

現状の改善、需要の自然増および市街地開発に伴う需要増に対応すべく、既設電線のサイズの格上げと11kV配電線の拡張が必要である。この計画に必要な資機材は表12.2に示す通りである。

12.3.3 カトマンズ西部電力地区

(1) Kirtipurフィーダーの負荷配分

Siuchatar変電所に接続されているKirtipurフィーダー（便宜上S・フィーダーと称す）とTeku変電所に接続されている同名のフィーダー（T・フィーダー）がこの地域に電力を供給している。フィーダーのジャンパーを“開”の状態に設置してあるが、現在両フィーダーは末端に於て連結されている。S・フィーダーの電圧降下は1994/95年度に許容範囲を越えて7.8%に達する見込である。一方、T・フィーダーの電圧降下は負荷電流が少ないため、0.7%程度と算定される。

S・フィーダーの供給範囲の第3区の負荷に対してT・フィーダーから電力供給すれば、S・フィーダーの電圧変動は2000/01年までは7.5%以内に押さえられ、T・フィーダーの変動も5%以下で許容範囲内である。この様に、両フィーダーの供給範囲を変更することにより、追加投資なしに電圧変動が改善され電力損失も軽減することになる。

一方、供給信頼度の向上を目的として、両フィーダーをPanga村とCarghare村間で連系する。この連系により、この周辺の需要家への供給信頼度は一層高められることになる。連系に必要な資機材は表12.2に示してある。

(2) 追加必要資機材

前記各計画以外の地区内の系統改善・拡張に必要な追加資機材は表 12.2 に示す通りである。

(3) その他の改良・補強計画

地域の系統の改良・補強のため電力区担当事務所は下記の計画の実施を企図しているが、NEA本部との討議を通じて、これら計画はNEA自身によって在庫資機材を流用して実施することに決定した。

(a) 3.3kV系の昇圧

現在も11kVから降圧して3.3kVで配電している地域が、Kirtipur町とその周辺およびSwayambhu寺院の周辺の3地域にある。これら3.3kV系統を11kVに昇圧する。

(b) Tahachalフィーダー

このフィーダーの直下およびその周辺に違法に建築された一般住民の家屋・建造物が多数存在する。違法建築にも拘わらず、このフィーダーが住民の安全を脅かしているとの苦情が周辺の住民からNEAに対して頻繁に提出されている。家屋からの既設電線離隔距離は垂直方向、水平方向とも現在は十分に保持されている。この問題はNEA自身で必要処置を施すことになっている。

(c) BIDフィーダー

BID (Balaju工業団地) は、BIDフィーダーの容量増と供給信頼度の向上をNEAに申し出ている。現状では、NEAはBID敷地内にあるBID所有の変電所に電力を供給しているのみで、先にも述べた如く、団地内の電力設備の運営・管理はBIDの責任に於て実施されており、NEAは一切関与出来ない状況である。

供給信頼度向上に就いては、前記12.2.3(2)に述べたBID供給線と一般需要家供給線の分離によって充分対処される。供給容量の増加に対するBID要望に就いては、追加フィーダーの新設案を含めて、BIDとの協議の上NEAが必要処置を施すことになる。

12.3.4 ラリトプール電力地区

(1) Old Patan-1フィーダー

このフィーダーは、New Patan変電所をOld Patan開閉所に接続している。Old Patan-1フィーダーに使用している既設ケーブルの電流容量は1994/95年度に負荷電流に対して不足するので、このケーブルの取り替えが必要となる。

本プロジェクトでOld Patan開閉所を含めた関連施設の改良工事を実施することになっている故、その計画の中でOld Patan-2フィーダーを含めて、このフィーダーの格上げを実施する。

(2) 追加必要資機材

ラリトプール電力地域内の諸設備の改良・拡張計画の実施のための資機材が追加で必要となるが、それらは表12.2に纏めてある。

12.3.5 バクタプール電力地域

(1) Nagarkotフィーダー支線の増強

NagarkotフィーダーのCangunariyan村～Bramhakhel村区間は、3相電線（硬銅より線）のうち2相分が盗難に遭ったまま補修されずに現在未使用である。New Bhaktapur変電所の完成後は、新変電所からBoudha-Jorpati方向への電力供給用にこの欠損区間の配電線も使用されることになる。従って、約2kmに亘る欠損区間の補修を本プロジェクトで実施することが望ましい。既設支持物が脆弱であるのでポールを新設しACSR Dog1回線を架設するものとする。（計画参照図は前記12.2.5(1)の参照図と同じ）

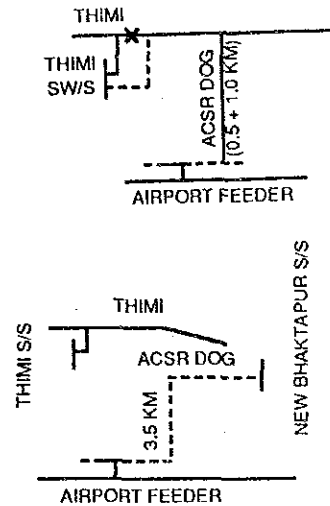
本計画実施には、表12.2に記載してある資機材が必要となる。

(2) Thimiフィーダーの拡張

Kathmandu～Bhaktapur間主要道路沿いに建設される工場群の電力需要への供給を主目的として、地区電力事務所は、既設Thimi開閉所から11kVフィーダーの延長を企図している。（右上図）

しかしながら、IDA資金のプロジェクト（PSEP）でNew Bhaktapur変電所がこの付近に建設されることになっている故、工場地帯への安定した良質の電力の供給は、Thimi開閉所からの供給よりもこの変電所から供給するのが妥当である。（右下図）新設11kVフィーダーは工場地帯まで3.5kmを既設道路沿いと畑地を通過して、主要道路に至るが、将来このフィーダーは、主要道路沿いの地域開発に応じて延長可能である。

本計画に必要な資機材は表12.2に纏めてある。



(3) 追加必要資機材

前記以外の当電力地区の整備・拡張計画実施に必要な資機材は表12.2に示してある。

12.3.6 必要資機材の総量

上記11kVフィーダーおよび関連設備の改良・増強計画に必要な資機材の項目・数量は表12.2に詳述してある。

下記は、主要資機材とその数量の概要である。

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

配電用柱上変圧器は幹線フィーダー用とその他フィーダー用と合わせて約26,000kVAが積算された。第8章の表8.3に於いて1995/96年度までにカトマンズ盆地に増強すべき配電用変圧器の容量を電力需要予測から53,000kVAと推定している。NEAが他プロジェクトで別途購入を予定している約30,000kVAと併せて判断すれば上記本プロジェクト用として積算された26,000kVAは妥当な容量である。

表12.2に記載してある如く、系統の供給信頼度向上対策の一環として多回路開閉装置がNEAから要望されているが、これは下記の5ヶ所に設置予定である。

- (1) Thankotフィーダーの衛生通信中継所のあるBalambhu付近
- (2) PharpingフィーダーのKhokna村付近
- (3) Godawari-1フィーダーのThaiba村付近
- (4) DharmasthaliフィーダーのMarmaiju村付近
- (5) SundarijalフィーダーのBramhakhel村付近

12.3.7 保守用工具・機器

カトマンズ盆地の配電網の運転・保守用に下記工具および機器を供与することが提言される。第1期・第2期工事にも同種の工具・機器を供与しているが劣化が激しいものが多い。

(a) 保守工具

電線ジョイント用圧縮器	5 台
チェーン・ブロック (5t)	5 個
レバー・ブロック (1t)	5 個
手動ウィンチ (1t)	5 組
スナッチ・ブロック (100mm径)	25 個
ワイヤー引張器 (1.5t)	25 個
テンション・メーター (1t用)	5 組
アルミニウム釣車 (300mm径)	50 個
アルミニウム釣車 (120mm径)	50 個

(b) 車両

4輪駆動作業車	5 輛
3トン・ピックアップ・トラック	5 輛
保守用軽自動車	2 輛

(c) 通信設備

VHF無線機	25 台
VHFアンテナおよびポール	5 組

(d) 測定機器

絶縁測定器	10 個
接地抵抗測定器	10 組
クランプ型電流計	10 個
相回転計	10 個
検電器	10 個
地中線故障点検出器	1 組

12.4 低圧配電網改良計画

(1) 概要

前述の如く、カトマンズ盆地内の既設および将来の低圧配電網は、電力損失、電圧降下、需要増への対応策等に関する種々の問題点を抱えている。

(a) 電力損失

IDAの技術・資金協力によるLRPが実施中で、表9.2に示す様に各種資機材の供給により電力損失も軽減する対策が講じられている。

NEAの企図しているLRPは、損失軽減の目的のみならず11kV低圧配電網の電圧変動改善の目的も含めて各種資機材の調達が予定されている。

(b) 電圧降下

LRPの実施は低圧配電網の電圧降下改善に効果を生むことは確実である。本プロジェクトの低圧配電網改良・増強計画はLRPと協調を維持しつつ、実施されることになる。

(c) メータ校正設備

前述した如く、既設NEAの校正設備は1ヶ所のみで、1日平均20個ないし30個のメータの校正容量しか備えていない。これでは全国に取付けられているメータの定期的な校正は不可能である。

LRPでは表9.2に示す如く、新設備をカトマンズ盆地、東部電力系統および西部電力系統地域の3ヶ所に建設する予定である。このうちカトマンズ盆地に於ては、Swayambu地区に現在建設中であり、完成すればカトマンズ盆地の校正能力の飛躍的な増大が期待でき

る故、本プロジェクトによる設備追加は現状で必要ないと判断される。

(2) 計画の具体案

前記した11kVフィーダーの改良・増強計画に付随する低圧配電網の他に、各地の低圧配電網の改良・増強策が必要である。

添付-5に各電力地域にて求められている主要計画の具体案を述べてある。以下に、使用資機材の項目・数量を述べる。

(a) 絶縁電線

家屋密集地区の低圧配電網の拡張に当たっては、盗電防止および安全面から絶縁電線を採用する。同様の地区の既設電線の格上げ計画にも絶縁電線を適用することになる。裸電線は、家屋・建造物から充分の離隔距離がある配電網または、比較的家屋密集の低い地域で盗電の可能性の少なく、充分に電気的安全性が保持できる配電線に使用する。

絶縁電線は、低圧配電用ポールまたは11kV低圧配電線共用ポールにスプール碍子を用いて設備する。ポールを新設するスペースのない場所では、地中線ないしは絶縁ケーブルの家屋・ビルの壁取付けが避けられない。

(b) 地中ケーブル

既設低圧配電網の一部は、充分な離隔距離なしに交通量の著しい道路の横断箇所や狭隘な小路に建設されている。システムの安全な運転・保持のため、このような場所に地中ケーブルを適用することになるが、ケーブルは0.6m～1.0mの深さに埋設され、ケーブルは砂で埋め戻し、煉瓦または同類の材料での保護が施される。

(c) ポール

多数の既設ポールは建設後長期間を経て劣化が著しい。これらのポールは、碍子、付属金具共々新しいポールに建て替えることになる。コンクリート・ポールは現地で製造されているが、8m長のポールの重量が530kgと重く、建柱には重機が必要であろう。従って、現地製コンクリート・ポールの適用は、車輛通行可能な場所に限られる。本プロジェクトで使用するポールは、運搬・建柱の容易な継柱型鋼管柱とする。

(d) 配線用遮断器

大多数の既設の低圧配電線は、分電盤、保護装置の設備なしに直接配電用柱上変圧器に数分岐が接続されている。このような接続は配電線および変圧器の運転・保守に不便を与えると同時に供給信頼度に悪影響を及ぼしている。供給信頼度の向上、安全な保守点検の実施のため、いくつかの配電用柱上変圧器に配線用遮断器箱を設置し、故障電流の遮断を実施する。屋外用の配線用遮断器は亜鉛メッキの金属函に収納するものとする。

(3) 必要資機材

低圧配電線の改良・増強計画に必要な資機材は表12.3に詳述してある。下記はそれ等資機材のうち主要なものである。

	カトマンズ	カトマンズ	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) 現地工事

現地工事の大半は、日本のコントラクターによって契約仕様書記載の要求事項に基づいて実施されることになる。本プロジェクトの現地工事には、家屋密集地区、狭隘な小路、電線ケーブルが壁に這わされているような場所に於ける工事も含まれている。このような場所での外国人による作業は非常に困難であり、住民の理解・協力はなしには遂行不可能である。従って、工事全期間を通じてのNEAの協力は勿論、NEAおよび関係機関による住民への事前説明、諸手続きの事前処置、NEA担当者の工事現場への常駐が必要不可欠である。

12.5 改良・増強計画の効果

前述の計画の実施は、電圧変動の改善、電力損失の軽減と共にカトマンズ盆地の電力系統に下記の効果をもたらす。

12.5.1 カトマンズ中央電力地区

- (1) 環状道路沿いのMaharajgunj開発地区への電力供給は、Nayabazar、Budhanilkantha両フィーダーの連系により両方向から供給され得る故、供給信頼度は格段に向上すると共に、電圧変動の安定、電力損失の軽減が実現する。
- (2) カトマンズ市中心街への配電用変圧器の増設、配電線の拡張は、需要家への電力供給を安定せしめると同時に、電圧変動の改善に寄与する。また、配電線の地中線化は、安全な運転・保守を生むと共に住民への危険の防止にも貢献する。
- (3) 市街地での低圧配電線への絶縁ケーブルの適用は、盗電の予防となり、系統の電力損失の軽減に寄与する。

12.5.2 カトマンズ東部電力地区

(1) Boudha-Jorpatiフィーダー

このフィーダーの更新は、1995/96年度に見込まれる電圧降下10%を0.3%まで改善するとともに、1995/96年度の推定電力量損失2,600MWh/年を330MWh/年に軽減する。電力量損失の軽減は、

87%に相当し、新電源開発費を節約し、NEAの料金収入を増加させる結果となり、財務状態を改善することになる。

計画実施による電圧降下の改善、電力損失の軽減は年度毎に下記の通りである。

電圧降下 (%)	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99	99/00	00/01
計画を実施しない場合	8.67	9.95	11.37	12.98	14.81	16.85	19.18
計画を実施した場合	2.56	2.95	3.36	3.84	4.38	4.99	5.68

電力損失 (MWh/年)	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99	99/00	00/01
計画を実施しない場合	1,997	2,607	3,401	4,434	5,772	7,478	9,688
計画を実施した場合	249	328	428	558	727	942	1,220

(2) Gokarneswarへの新分岐線

Arubari村を経由する既設道路沿いに建設されている工場群は、この新分岐線の建設により安定した良質の電力が供給される。更に、この計画は道路沿いおよび周辺の工業化の促進にも貢献することになる。

(3) Airportフィーダーの格上げ

フィーダーの電線サイズの格上げ効果は、下記の通りである。

電圧降下 (%)	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99	99/00	00/01
計画を実施しない場合	3.44	3.99	4.61	5.31	6.11	7.71	8.02
計画を実施した場合	2.04	2.36	2.73	3.14	3.61	4.15	4.75

電力損失 (MWh/年)	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99	99/00	00/01
計画を実施しない場合	444	598	795	1,056	1,396	1,840	2,408
計画を実施した場合	224	301	400	532	703	927	1,231

1997/98年度の推定負荷電流は格上げした電線の電流容量を越えることになる。その際は、New Chabel変電所およびBaneswar変電所からの両Airportフィーダーとの負荷分担、その時点での需要予測値を基に総合的に検討する必要がある。

(4) Sundarikalフィーダー

ACSR Dogを設備して更新されたフィーダーは、1995/96年度に推定される電圧降下13%を4%まで改善し、電力損失も既設線に発生する損失の25%に軽減する。この更新フィーダーの電圧降下は2000/01年を過ぎても許容範囲内である。

電圧降下 (%)	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99	99/00	00/01
計画を実施しない場合	11.93	13.19	14.46	15.91	17.46	19.16	21.06
計画を実施した場合	3.91	4.32	4.74	5.21	5.71	6.28	6.90

電力損失 (MWh/年)	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99	99/00	00/01
計画を実施しない場合	484	592	711	860	1,034	1,248	1,507
計画を実施した場合	122	150	180	217	261	315	381

(5) Baneswarフィーダー

Baneswarフィーダーの更新は、下表の如く電圧変動、電力損失ともに41%の改善をもたらす。

電圧降下 (%)	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99	99/00	00/01
計画を実施しない場合	4.76	5.51	6.37	7.34	8.43	9.67	11.09
計画を実施した場合	2.94	3.40	3.93	4.52	5.20	5.96	6.94

電力損失 (MWh/年)	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99	99/00	00/01
計画を実施しない場合	293	393	525	696	920	1,211	1,592
計画を実施した場合	164	220	294	389	513	676	889

12.5.3 カトマンズ西部電力地区

(1) Thankotフィーダー

新設の11kVフィーダーは、主にBalambhu村（衛生通信中継所）までの需要への電力供給、増強される既設フィーダーは、それ以遠の需要への電力供給を分担することになる。この様にThankotフィーダーは、Kathmandu~Thankot道路沿いの工業・商業の開発の促進に寄与するとともに、2フィーダーにより安定した電力をこの地域の増加する電力需要へ供給することになる。

この計画の実施により、電圧降下、電力量損失は下表に見られる様にそれぞれ25%、18%まで改善することになる。

電圧降下 (%)	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99	99/00	00/01
計画を実施しない場合	9.31	10.39	11.57	12.91	14.40	16.05	17.85
計画を実施した場合	2.40	2.67	2.98	3.32	3.71	4.13	4.59

電力損失 (MWh/年)	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99	99/00	00/01
計画を実施しない場合	879	1,094	1,358	1,690	2,103	2,611	3,229
計画を実施した場合	157	196	243	303	377	468	579

(2) BIDフィーダー

カトマンズ盆地の最大の工業団地であるBIDは、既設線を他需要家への共用供給線から団地専用線へ変更することにより、安定した電力の供給を受けることになる。

(3) Kirtipurフィーダー

Siuchatar変電所からのKirtipurフィーダーとTeku変電所からのKirtipurフィーダーとの一部負荷分担の変更は、設備投資なしに電圧変動の改善、電力損失の軽減をもたらす。この変更により、両フィーダー共電圧降下の面では2000/01年度を過ぎても増強が必要なく、電力量損失も両フィ

ーダー合計で50%以上の軽減が得られる。

電圧降下 (%)	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99	99/00	00/01
<u>Siuchatar系Kirtipur</u>							
分担変更しない場合	7.76	8.79	9.98	11.09	12.51	14.02	15.75
分担変更した場合	-	4.03	4.54	5.09	5.74	6.43	7.22
<u>Teku系Kirtipur</u>							
分担変更しない場合	0.04	0.41	0.43	0.48	0.53	0.57	0.62
分担変更した場合	-	2.56	2.84	3.15	3.49	3.85	4.27
<u>電力量損失 (MWh/年)</u>							
<u>Siuchatar系Kirtipur</u>							
分担変更しない場合	611	782	992	1,247	1,586	1,992	2,514
分担変更した場合	-	247	313	394	501	629	794
<u>Teku系Kirtipur</u>							
分担変更しない場合	6	7	9	10	12	14	17
分担変更した場合	-	112	137	169	208	253	311

12.5.4 ラリトプール電力地区

(1) Godawari-1、Godawari-2・フィーダー

両フィーダーの増設計画は、両フィーダー供給地域の電圧変動を2000/01年度まで許容範囲に抑えた上、電力量損失量をそれぞれ37%、19%まで軽減する。更に、区分開閉器と自動再閉路器の設置により電力供給信頼度が著しく向上することが期待される。

電圧降下 (%)	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99	99/00	00/01
<u>Godawari-1・フィーダー</u>							
計画を実施しない場合	8.50	9.17	9.94	10.79	11.74	12.72	13.80
計画を実施した場合	4.57	4.93	5.34	5.80	6.31	6.84	7.42
<u>Godawari-2・フィーダー</u>							
計画を実施しない場合	10.70	11.56	12.50	13.53	14.70	15.92	17.62
計画を実施した場合	4.11	4.43	4.80	5.19	5.64	6.11	6.63
<u>電力量損失 (MWh/年)</u>							
<u>Godawari-1・フィーダー</u>							
計画を実施しない場合	603	702	824	972	1,150	1,352	1,591
計画を実施した場合	224	262	307	362	428	503	592
<u>Godawari-2・フィーダー</u>							
計画を実施しない場合	956	1,115	1,304	1,529	1,805	2,115	2,489
計画を実施した場合	182	212	248	291	343	402	473

(2) Pharpingフィーダー

1995/96年度に予想される既設Pharpingフィーダーの著しい電圧低下は、新フィーダーの追加

により改善される。更に、既設フィーダーがセメント工場を主とした負荷への供給、新フィーダーがTanagau村までの需要への供給の2ルートに分割されることにより、供給信頼度も著しく改善される。

下記は、電圧降下改善、電力量損失軽減の予測値である。

電圧降下 (%)	95/96	96/97	97/98	98/99	99/00	00/01
計画を実施しない場合	8.21	9.26	10.40	11.68	13.14	14.74
計画を実施した場合						
既設フィーダー	2.46	2.78	3.12	3.50	3.94	4.42
新設フィーダー	1.32	1.49	1.67	1.87	2.11	2.36

電力損失 (MWh/年)	95/96	96/97	97/98	98/99	99/00	00/01
計画を実施しない場合	443	563	710	895	1,133	1,425
計画を実施した場合						
既設フィーダー	40	51	64	81	102	128
新設フィーダー	45	58	73	92	116	146

12.5.5 バクタプール電力地区

(1) Nagarkotフィーダー

11kVフィーダーの増設により、Nagarkot地域とその他の地域、Bhaktapur市への電力供給を完全に分離することになり、安定供給が維持される。さらに、供給安定容量の増強、電圧変動の改善、Banepa、Nagarkotの電力量損失の軽減にも寄与する。

電圧降下 (%)	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99	99/00	00/01
計画を実施しない場合	8.56	9.86	11.35	13.03	14.89	17.03	19.45
計画を実施した場合							
既設フィーダー	2.26	2.61	3.00	3.44	3.93	4.50	5.14
新設フィーダー	2.62	2.98	3.40	3.87	4.39	4.98	5.64

電力損失 (MWh/年)	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99	99/00	00/01
計画を実施しない場合	303	402	532	701	915	1,197	1,562
計画を実施した場合							
既設フィーダー	51	68	90	118	155	202	264
新設フィーダー	43	56	73	94	121	156	200

(2) Bhaktapur変電所からのフィーダー新設

New Bhaktapur変電所からKathmandu～Bhaktapur道路への11kVフィーダーの新設は、良質の電力を供給することによりその道路沿いの新規工業化、地域開発の促進に貢献する。

(3) Nagarkotフィーダーの延長

既設不完備フィーダーの改良は、Boudha-Jorpatiフィーダー、Nagarkotフィーダーの電力融通を可能ならしめ、両フィーダーの供給安定に寄与する。

12.5.6 低圧配電網

(1) 絶縁電線の使用

絶縁電線の適用は、系統に下記の効果をもたらす。

- (a) 裸電線のケースの様に簡単な盗電は不可能
- (b) 需要家、公共施設、配電線自体の安全性の向上
- (c) 短絡・地絡事故の減少による供給信頼度の向上

(2) 電線のサイズ・アップ

既設電線のサイズ・アップすなわち断面積のより大きい電線の適用は電力量損失の軽減、需要家端の電圧降下の改善の効果を生む。電力量損失の軽減は、新規発電施設の建設を節減しNEAの財務状況の改善に寄与する。一方、電圧変動の改良は、需要家に良質の電力を供給することになる。

(3) 配電線の拡張

適性な電線・ケーブルを設備した配電線の拡張および配電用変圧器の増設は、電化を長年抑制されていた新規需要家および増容量を申請している既設需要家の要求を満たし、電化促進とともに住民の生活レベル向上、NEAの収入増に寄与する。

第13章

事業費及び建設工程

第13章

事業費及び建設工程

13.1 概要

本章では、第11章および第12章で検討した送配変電の各案件の建設費と建設工程を記述する。建設費は、材料費および現地工事費共日本円で積算し、便宜上全建設費を日本で費やす分とネパールにて費やす分に配分した。

13.2 概算事業費

13.2.1 積算額の根拠

建設費は下記想定に基づいて積算した。

- (1) 資機材の供給・据付工事は全て日本人業者によって実施される。
- (2) 資機材の製作費、保険料、輸送費は、1991年6月現在の日本の市場価格をベースとする。
- (3) 現地工事費は、1991年6月現在のカトマンズおよび日本の市場価格をベースとする。
- (4) 資機材費、現地工事費には、物価上昇分は含まない。物価上昇に対する予備費は、日本市場に関する分については年率5%、ネパール市場に関する分については年率10%として別途積算する。
- (5) 技術経費は、上記資機材費、現地工事費と同一ベースにて積算する。

13.2.2 高圧送電系統

第11章にて検討した送電系統の拡張・整備計画の建設費概算額は次の通りである。

案件名	資機材製作 輸送費		現地工事費		合計		
	(日本調達)	(日本調達)	(現地調達)	(合計)	(日本調達)	(現地調達)	(合計)
	(¥1,000)	(¥1,000)	(¥1,000)	(¥1,000)	(¥1,000)	(¥1,000)	(¥1,000)
(a) 11kV開閉所	246,900	128,500	14,700	143,200	375,400	14,700	390,100
(b) 11kV地中線	60,100	102,900	22,100	125,000	163,000	22,100	185,100
(c) K3変電所および 66kV送電線	951,900	364,700	137,000	501,700	1,316,600	137,000	1,453,600
(d) 132/66kV変圧器	269,300	108,200	16,700	124,900	377,500	16,700	394,200
合計	1,528,200	704,300	190,500	894,800	2,232,500	190,500	2,423,000