

## 第12章 経済・財務評価

### 12.1 プロジェクト評価へのアプローチ

本章では、プロジェクトの経済的そして財務的妥当性について検討する。プロジェクトは灌がい、洪水防御、発電の機能を有す多目的ダムで、評価は最初にダム全体の経済的妥当性、次に各目的別の妥当性を検討する。経済評価は下記に示す3つの手法が考えられる。

1) 回避費用

プロジェクトの費用と、プロジェクトを実施しない場合の代替火力の費用との比較。ここでは、回避費用(代替火力の費用)を便益とする。

2) 長期限界費用(LRMC)

将来の電力供給計画に投入される電力プロジェクト(ムンダ水力発電も含む)の長期限界費用は、希少資源の適正配分を反映している。よって、エネルギー(電力量)の需要と供給で、正味便益(支払い意思額から供給コストを差し引いたもの)を最大化する価格は、このLRMCである。便益は、 $P \times Q = B$ の式で表わされる。

ここで  $P$ …LRMC、 $Q$  プロジェクトの電力供給量

3) 消費者余剰

あらゆる財の価値は、需要側の支払意思額によって決定される。電力も同様で、このとき、料金以上に受益者が支払う余剰を消費者余剰と呼ぶ。ここでは、この余剰を考慮した便益を算定する。

現在、パキスタン政府の政策として、発電部門(水力も含む)における民活化が奨励されている。かかる状況下、当プロジェクトの財務評価は重要で、建設は政府(WAPDA)主導で実施しても、運営は民間に委ねられることが考慮され、そのとき、プロジェクトの損益は重要な指標になる。財務分析の視点として下記の評価項目が重要となる。

a) プロジェクト全体の収益率

b) 事業参画者(民間投資家、公的機関)からみる、プロジェクトの投資魅力度

c) 配当金、税、水料金(水利料金)を通して公的部門(中央、州政府)に還元される事業収入の規模。このとき、電力料金は適正に設定されているものとする。

財務分析はムンダ・ダムの発電目的に限定して行う。このとき、多目的ダムに占める発電のコストは、残余便益・分離費用の手法にもとづく。本プロジェクトでは、BOTを事業方式として考慮し、資金計画は、下記に示す3代替案が考えられる。

資金計画代替案

事業主	譲与期間	資金調達
民間投資家、融資機関	25年	民間
公的機関	25年	政府財政(含む国際機関の融資)
ジョイントベンチャー	25年	民間と財政資金

12.2 評価に適用する仮定条件

12.2.1 計画に適用するパラメータ

(1) 割引率

本調査で適用する割引率は、WAPDA エコノミストの見解及び類似調査で採用しているそれを参照して決定した。経済評価では、パキスタン国の資本の機会費用を考慮して 10%とした。一方、財務評価に対しては、12%の割引率を適用する。

(2) 為替レート

ここで採用するレートは、1ドル=50ルピーである。

(3) 標準交換係数

財の価格は、税金、補助金、政策などによってゆがめられている。経済評価では、国境価格(FOB 又は CIF)を財の経済価格とするため、価格を矯正する交換係数が必要になる。標準交換係数は、下式で算定する。

$$SCF = \frac{E + I}{E + I + I \cdot T}$$

ここで、 E … 輸出額  
I … 輸入額  
I・T … 輸出入税、手数料などの移転収支

標準交換係数(SCF)は、上式と下記のデータを使用して、0.89となる。

標準交換係数

(Million Rs. at current prices)

	1995/6	1996/7	1997/8	Average of three years
Imports	397,575	465,001	436,338	432,871.33
Exports	294,741	325,313	337,160	319,071.33
Total Trade	692,316	790,314	773,498	752,042.67
Taxes on Imports (net)	88,916	86,094	74,497	83,169.00
Subsidies on Imports				
New Taxes on Imports				
Taxes on Exports				
Exports Rebate	9,367	12,288	11,744	11,133.00
SCF				0.89

出典: Central Bureau of Revenue

(4) プロジェクトライフ

プロジェクトの経済寿命は(ライフ)は、資機材の耐久に依拠する。土木工事関係は、一般的に50年、電気・金属関係はそれよりも短く、更新されるのが普通である。また、修復及び維持管理費用はランニングコストとして取扱う。

## (5) その他

積算及び経済評価で使用するキャッシュフローは 1999 年中央値(価格)で推定している。物価上昇率(外貨分)は、世銀の予測を参考に、2010 年までは年率 2.4%と仮定する。また、財務分析では、IPP に対する政府の施策の一つとして、当プロジェクトの実施主体に、1Kwh 当り 0.23 セントの水使用料と O&M コストに対し年 1.24%のエスカレーションを課す。

## 12.2.2 費用

### (1) プロジェクト・コスト

プロジェクトの総費用は、1,148.9 百万ドル(120.1 百万ドルの税金含む)で、そのうち、外貨分は 611.8 ドル又は 53%に相当する。ムンダ・ダム設備容量は 740 MW で kW 当りのコストは 1,553 ドルとなる。積算の詳細は 9.2 章に示す。建設開始は 2002 年、完了は 2009 年、操業は 2010 年と仮定する。2002 年前の建設支出は 2002 年に繰り入れている。建設支出スケジュールは、表 12.2.1 に示す。

### (2) O&M と更新費用

O&M 費用は、総資本費の 0.5%と仮定する。また、送配電ロス率は 1.3%、更新費は操業 30 年後に 135.7 百万ドル(一括)と仮定する。

## 12.3 便益算定

### 12.3.1 発電便益

#### (1) 回避費用

ムンダ水力発電は主に地域の電力消費に融通されるものと想定する。2018 年にいたる電力供給計画は、ベース用として 9,000 MW の石炭火力と 10,800 MW のコンバインド・サイクルが提案されている。当水力発電を整備しない場合の回避費用は、ガスタービンとコンバインド・サイクルの混合が想定される。ここでは、ピーク用のガスタービンを代替火力として考慮する。この時、ガスタービンの設備容量は 100-200MW あたりの単価は HEPO を参考に 1999 年価格で kW 当り 480 ドルと推定する。一方、オフ・ピーク時は、代替火力の設備費用を考慮しない。オフ・ピーク時は、ベース火力の燃料と維持管理(O&M)費用だけを対象とする。回避費用の詳細は表 12.3.1 に示す。

#### (2) 長期限界費用(LRMC)

長期限界費用は、下表に示す HEPO のデータをもとに算定した。

## LRMC at 1994/95

Level	Marginal Capacity		Marginal Energy Cost US¢/kWh	
	US\$/kW	US\$/kW-a	Peak	Off-peak
Generation	461	54	3.70	3.16
500 kV	559	66	3.76	3.21
220 kV	597	70	3.80	3.27
132 kV	689	81	3.89	3.36
66 kV	725	85	4.04	3.46
33 kV	725	85	4.34	3.65

出典: Hydro Electric Planning Office

(注): kW-a は、限界設備容量コストをある割引率で年価に換算している。

ムンダプロジェクトでは、220kV 送電線でシャヒバーク変電所まで送電する計画が策定されているが、この便益算定では以下に示す 1999 年 9 月時点での 500 kV グリッドにおける LRMC 推定値を安全側をとって採用した。

## 長期限界費用

(September-1999 Level)

	US\$/kW	US\$/kW-a	Peak (US¢/kWh)	Off-peak (US¢/kWh)
500 KV level	583	70.29	3.92	3.36

容量とエネルギーの限界費用を、kWh 当りの費用に換算すると、ピーク時は 0.061 ドル/kWh、オフ・ピーク時は 0.056 ドル/kWh となる。

ムンダ・ダムが発電量は下記を計画している。

## 発電量

項目	ピーク	オフピーク	合計
Energy at power plant (GWh)	847	1,560	2,407
Energy at grid (GWh)	835	1,540	2,375
Installed capacity (MW)	740		

LRMC による発電便益は 1 次で 51.06 百万ドル、2 次で 85.47 百万ドルである。

## (3) 消費者余剰

1994 年 4 月時の WAPDA 平均電力料金は、3.76 ルピー/kWh または 7.52 セント/kWh であった。しかしながら、この料金は、消費者に対し電力の価値を正當に反映していない。むしろ過小評価している嫌いがある。これは、特に電力が不足している時期に当てはまる議論である。支払意思額は、財の価値(ここでは電気の価値)を評価する有効な手段である。消費者余剰は、支払意思額を推定する一つの方法である。余剰は、電気に替る代替財をもとに、消費者の電気に支払う額を観察することによって推定することができる。

過去の調査事例(Matiltan Hydro Power Project と Ghaji-Barotha Hydropower Project)では、

消費者余剰は料金の81%と見なされていた。最近では、余剰に関する新しい情報とデータが入手され、料金の91%という結果が報告されている。本調査では、控え目な数字として、余剰は料金の50%と想定する。

消費者余剰を加味した料金は、ピークで0.1094ドル/kWh、オフ・ピークで0.0547ドル/kWhと推定される。これらの料金で算定した発電便益は、1次で91.4百万ドル、2次で54.3百万ドルとなる。

### 12.3.2 農業／灌漑便益

灌漑便益は、下記の3項目から成る。

#### (a) 新規灌漑地区

プロジェクト有りの便益(Rs.163,900,000)と、プロジェクト無しのそれ(Rs.11,800,000)の差が、プロジェクトによってもたらされる便益である。それは、約RS.152,100,000と推定する。

#### (b) 灌漑用水増加による便益(LSC)

プロジェクトによって、灌漑用水の増分が期待され、その便益はRs. 96,625,000と推定される。

灌漑用水増加(LSC)がもたらす年便益の算定

Crops	Cropping Intensity	Cropping Area (Acres)	Shortage of water	Specific Benefit (Rs. Aerc)	Damaged efficiency	Recovered Benefit (1,000 Rs.)
Wheat	40%	53,800	23.6%	4,789	100%	60,805
Sugar Cane	25%	33,625	23.6%	8,958	25%	17,772
Sugar Beet	5%	6,725	23.6%	8,671	50%	6,881
Oil Seed	3%	4,035	23.6%	2,152	50%	1,215
Rabi Fodder	6%	8,070	23.6%	5,804	50%	5,527
Vegetables	2%	2,690	23.6%	14,027	50%	4,452
<b>Total</b>						<b>96,625</b>

Total command area of LSC is 134,500 acres

#### (c) ムンダ頭首工下流側に対する用水安定供給

ムンダ頭首工下流側に位置する用水路は、灌漑及び上水供給用として使用されているが、乾季は水不足のため、水の安定供給が充分でない。プロジェクトにより、安定供給が可能となり、その恩恵を受ける灌漑面積は13,000ha、便益はRs.41,000,000と推定する。

この便益計算では、下流への最低放流量8.5m<sup>3</sup>/sec (300 cusec)のうち既存民間水路で利用する5.7m<sup>3</sup>/sec (200 cusec)のみ計上し、残りの河川維持用水2.85m<sup>3</sup>/sec (100 cusec)は下流で確実に利用されるものの正確な便益として捕らえられないので便益計算

からは除外した。

(d) 総灌漑便益

総灌漑便益は、下記の通りである。

新規灌がい	Rs 152,100,000
灌がい用水増加	Rs 96,625,000
用水安定供給	Rs 41,000,000
	<hr/>
	Rs 289,725,000

以上を要約すると、農業・灌漑便益は 289.7 百万ルピー又は 5.79 百万ドルとなる。尚、財務分析では新規灌漑地区の便益(186.4 百万ルピー又は 3.73 百万ドル)に限定する。

12.3.3 洪水防御便益

洪水防御便益は、経済価値で 0.92 百万ドル、財務価値で 1.03 百万ドルを推定する。

12.3.4 総便益

総便益は以下の通りである。

便益の要約

項目	(Million US\$)			
	合計	発電	灌漑	洪水防御
Economic Benefits in First Year of Operation	143.25	136.53	5.79	0.92
Financial Benefits in First Year of Operation (Simple Cash Flow)	208.79	204.02	3.73	1.03

12.3.5 環境便益

環境便益は、世銀出版の「Incorporating Environmental Concerns into Power Sector Decision-making, 1994」を参考に、パキスタン国ではディーゼルオイルではなくガスを利用することを考慮し、調整を加えた。

石油火力 : 1.73 セント/kWh

ガス・タービン : 1.32 セント/kWh

コンバインド : 0.86 セント/kWh

本調査では、ピーク時に 1.32 セント/kWh、オフ・ピーク時に 0.86 セント/kWh を適用し、年間で期待できる環境便益は、24.3 百万ドルと推定した。

12.4 コスト・アロケーション

発電、灌がい、洪水防御の目的別に、プロジェクト外費用を配分する手法は「残余便益・分離費

用)の手法を使用する。

コスト・アロケーション

	Remaining Benefits Method	Power	Irrigation	Flood Control	Total
a	Total Multi-purpose project cost, 12% NPV				641.0
b	Benefits	1,825.3	31.0	8.6	1864.9
c	*Alternative Single Purpose Project Cost	1,883.0	32.0	8.7	1,923.7
d	Justified Expenditure (lesser of b or c)	1,825.3	31.0	8.6	1864.9
e	Separable Multi Purpose Project Cost	291.3	39.8	0.0	331.1
f	Remaining Justified Expenditure (d-e)	1,534.0	0.0	8.6	1,542.6
g	Percent Distribution of f	99.44%	0.00%	0.56%	100.00%
h	Inseparable M-Purpose Project Costs Allocation ((a-e)*g)	308.1	0.0	1.7	309.8
i	Total Allocated Cost (e + h)	599.4	39.8	1.7	641.0
j	Percent Distribution of i	93.52%	6.21%	0.27%	100.00%

コスト・アロケーション(経済・財務費用)

Million US\$

	Economic Cost	Financial Cost
Economic cost ((LC-tax)*0.89+FC)	735.6	1,148.9
Economic cost ((LC-tax)*0.89+FC)-Power	687.9	1,074.5
Economic cost ((LC-tax)*0.89+FC)-Irrigation	45.7	71.3
Economic cost ((LC-tax)*0.89+FC)-Flood	2.0	3.1

12.5 プロジェクトの評価

12.5.1 経済評価

プロジェクトの経済的妥当性は、経済内部収益率(EIRR)で評価する。ダム全体の経済建設費用は、735.6百万ドルと推定する。経済便益は、灌がい、発電、洪水防御に区分され、そのうち、発電便益は、回避費用、長期限界費用、消費者余剰の3手法で算定している。

(1) プロジェクトの EIRR

回避費用

回避費用にキャッシュフローは、表 12.5.1 に示す。ピーク時は、ガスタービンの資本費用、O&M 費用、燃料費を計上し、オフ・ピーク時は、燃料費に限定して算定している。EIRR は 13.65%と算定された。

LRMC

発電便益は1次と2次エネルギーから成る。ムンダ水力発電は、整備なし(without project)で予想される外部不経済(大気汚染コスト)の回避に貢献するので、これら環境便益を考慮する場合としない場合の EIRR を算定した。

- 環境便益を考慮に入れた場合 14.9%
- 環境便益を考慮に入れない場合 13.3%

LRMCのキャッシュフローは、表 12.5.2 と 12.5.3 に示す。

#### 消費者余剰

ピーク時及びオフ・ピーク時の料金は、現行料金の 50%増しに設定した。表 12.5.4 に示すように、EIRR は 15.8%と算定された。

#### (2) 各目的の EIRR

発電は、LRMC にもとづく便益算定である。目的別 EIRR の結果は下記の通りである。

目的別 EIRR

目的	EIRR	表番号
発電	13.4%	12.5.5
灌漑	9.7%	12.5.8
洪水防御	24.2%	12.5.10

#### 12.5.2 財務評価

プロジェクトの財務評価は、財務内部収益率(FIRR)で評価する。建設費用は、1,148.9 百万ドルである。FIRR の結果は下記の通りである。

目的別 FIRR

項目	FIRR	表番号
プロジェクト全体	12.7%	12.5.6
発電	13.2%	12.5.7
灌漑	4.1%	12.5.9
洪水防御	19.7%	12.5.11

#### 12.6 財務分析

##### 12.6.1 序論

財務分析に先立ち、当多目的ダムの発電部門は第 3 者(民間、公的機関、あるいは J/V)で運営管理されるものと想定する。グリッドは、WAPDA あるいは将来の送電会社によって運営維持管理されることを想定する。売電価格の設定に当り、下記条件を満たすことが求められる。

- a) 発電プロジェクトは適正な利益率が確保されること。
- b) 売電価格は、現行の IPP に対する買電価格よりも下回ること。

事業形態は、i)100%公的所有、ii)100%民間所有、iii)J/V が考えられる。事業方式は BOT で、25 年の譲与期間後、パキスタン側に譲渡することを想定する。

##### (1) 料金:ピークとオフ・ピーク

類似調査では、オフ・ピーク料金はピーク料金の 80%とされている。WAPDA が推定している LRMC では、オフ・ピークとピークの比率は 81 から 85%となっている。一方、WAPDA システム



の負荷率は 69.8%(1998 年)で、ピーク需要とベース需要との間に乖離がある。本調査では、オフ・ピーク時の料金は、ピークの 80%と想定する。

(2) 財務分析用のパラメータ

財務分析で使用する仮定及び条件は下記の通りである。

財務分析用パラメータ

項目	単位	財務分析用パラメータ		
		JV	100%民間	100%公的
Total Capacity (Base Model)	MW	740	740	740
Plant Utilization Factor (Firm Energy)	%	37.14 (13.06)	37.14 (13.06)	37.14 (13.06)
Total Cost (exclude Interest during Construction and Price Contingency)	Mil. US\$	916.33	916.33	916.33
Debt-equity Ratio		70-30	70-30	70-30
Years of the Project Considered	Years	25	25	25
Weighted Average Interest Rate		9.8	12.5	1.8
O&M	%	1	1	1
Annual Escalation of O&M	%	1.24	1.24	1.24
Water Charge	US¢	0.023	0.023	0.023
Depreciation	25 Years	Flat Rate	Flat Rate	Flat Rate
Tax	%	0	0	0
*Insurance and Development fee as % of total cost	%	1	1	1

注: \*建設中のローン保険がローン貸手から要求される。開発費は建設前と建設中で仮定した。

12.6.2 財務分析のための費用推定(発電)

総費用は 1999 年価格で 1,092.7 百万ドルと推定する。これは、輸出入関税(10.7%)、送電コスト(500kV まで)も含まれている。

費用推定(発電)

— (Based on Public-Privately Owned Model) —

Unit: Million US\$

Total in 1999 US\$	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Total
Disbursement Schedule	3.9%	5.9%	8.1%	10.3%	18.0%	20.9%	22.1%	10.8%	100.0%
Total in 1999 US\$ excluding IDC	35.97	52.96	74.02	94.84	165.11	191.35	202.76	99.31	918.33
Nominal Price	38.63	58.23	83.34	109.34	194.93	231.33	251.00	125.89	1,092.7
Total to Date	38.63	96.86	180.20	289.54	484.47	715.80	966.81	1,092.69	3865.0
IDC	1.33	4.77	10.00	17.35	29.07	45.84	65.71	83.34	257.4
Insurance and fee	0.28	0.44	0.65	0.89	1.57	1.94	2.22	1.46	9.5
Total	40.23	63.44	93.99	127.58	225.57	279.11	318.93	210.69	1,359.60
Total to Date	40.23	103.68	197.67	325.25	550.82	829.93	1,148.86	1,359.55	
Total Loan	28.16	44.41	65.79	89.31	157.90	195.38	223.25	147.48	951.7
Total Equity	12.07	19.03	28.20	38.28	67.67	83.73	95.68	63.21	407.87

事業形態が異なると資金調達も異なり、建中金利、ローン金利、税に影響を与える。

IPPに係わる政策に則ると、プロジェクトの初期段階で総費用の1%を、開発費用(用地買収等)やローンの保証費に充当することが通例となっている。従って、上表ではこれらの費用も計上している。

12.6.3 財務収入

(i) 収入(発電)

ピークの電力量(835 GWh)とオフ・ピークのそれ(1,540 GWh)を考慮すると、ピークとオフ・ピークの平均価格は、1999年中央値で6.62セント/kWh、2010年で8.60セント/kWhと推定される。年間の電力収入は、約204百万ドルと推定する。

プラント・ファクターは37.14%であるが、ここでは、気象の変化に起因する水文上のリスクを考慮して、1次エネルギー(firm energy)として13.06%を想定する。よって、高いピーク時の料金、9.87セント/kWh(2010年価格)を想定する。オフ・ピーク料金は、その80%とする(表12.6.1で説明済)。

下表は、政府の料金政策を反映した3段階の料金構造である。

段階的ピーク料金

Years	Tariff (US¢/kWh) in 1999
01-12	7.6
13-22	7.4
23-25	7.6

最初の期間(12年)では、料金はやや高く設定され、ローン返済、投資家を納得させる利益率

確保を目的としている。次の 10 年間は、ローン返済が軽減された段階で、料金がやや低めに設定されている。最後は、プロジェクトを政府に移転する前段階として、料金を最初のレベルに戻している。

ここで、WAPDA が IPP から購入している買電価格を参考資料としてみてみよう。

### 買電価格

US\$=Rs. 43.1958 in 1997-98

Generation Rs./kWh	Average T&D Rs./kWh	Average T&D* Required	Rs./kWh Average Price	US\$/kWh
3.91	0.62	0.13	4.66	0.108

注: \* 送電業務は別の体制で受持つことから送配電費用を送電コストとして計算した。  
出典: WAPDA

上表では、IPP が支払う水利料金 (0.23 セント/kWh) は買電価格から差し引かれている。

### (2) コスト

財務指標の目標値を設定して料金を決定する方法もある。例えば ROE (rate of equity) 16% を満たす単価 (ドル/kWh) は、1999 年を基準年とする現在価値で計算すると 6.87 セント/kWh となる。ここでは、表 12.6.2 をモデルに算定している。

### 12.6.4 ジョイント投資モデル

ここでは、事業形態として政府と民間コンソーシアムの合弁事業を想定する。事業方式は BOT で、債務-出資比率は 70:30 を仮定する。政府は出資の 25% を請け負い、その原資は国際機関又は 2 国間で調達するソフトローン (金利 1.8%、返済期間 30 年、支払猶予 10 年) を想定する。

一方、債務 (総費用の 70%) は国内と海外から資金を調達する。国内は金利 12.5% の資金、海外は OECF (円借款) を主要資金調達源とするソフトローンとなる。金利は 1.8% を想定する。

年間の維持管理費はプロジェクト費用の 1%、また建設期間中の保証金等は債務 (ローン) 額の 1% と仮定する。

発電所の所内電力消費と送配電ロス、電力供給量の 1.3% と仮定する。水利料金は 0.23 セント/kWh で、法人税は免除されることを想定する (法人税は 1994 年の IPP に対する政策で免除されている)。

減価償却は 25 年間の定額法、譲与期間は 25 年、それ以降は政府に譲渡するものと仮定する。以上の仮定に基づくジョイント投資モデルの財務分析は下記の通りである。ジョイント投資モデルの財務分析は、表 12.6.3 と 12.6.4 に示す。

ジョイント投資モデルの FIRR 及び NPV

Public-Privately Investment Model		FIRR (%)
1.	FIRR on project	12.8%
2.	FIRR on equity	15.2%
3.	FIRR on GOP receipts, including Dividends, Water Charge and others	17.4%
4.	FIRR on GOP (Dividends only)	15.2%
5.	NPV at 12%, Million US\$ of Total GOP Receipts	86.7

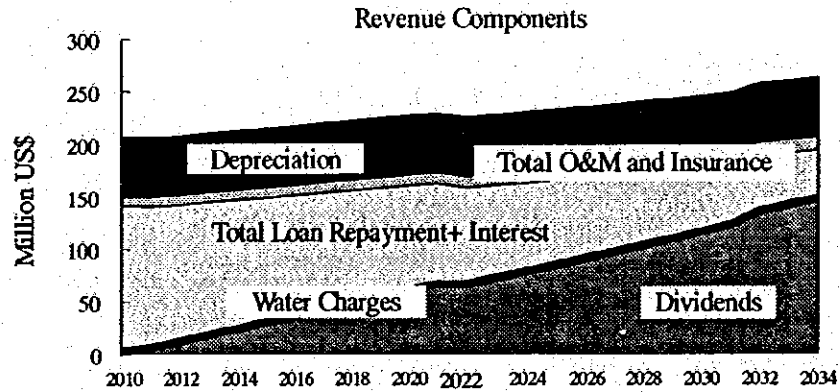


図 12.6.1 ジョイント投資モデル (Million US\$)

12.6.5 民間投資モデル

このモデルは 100%の民営化を想定している。債務出資比率は 70:30 を想定し、債務(ローン)は全て商業融資(金利 12.5%、短い返済期間、支払猶予期間はゼロ)で調達する。

出資に対する内部収益率が 12%を上回るためには、電力料金を IPP の売電価格より高く設定する必要がある。

この民間投資モデルでは、水利料金収入が唯一の政府収入となる。民間投資モデルの財務分析は表 12.6.5 に示す。

民間投資モデルの FIRR

100% Private Investment Model		FIRR (%)
1.	FIRR on project	12.8%
2.	FIRR on equity	11.1%

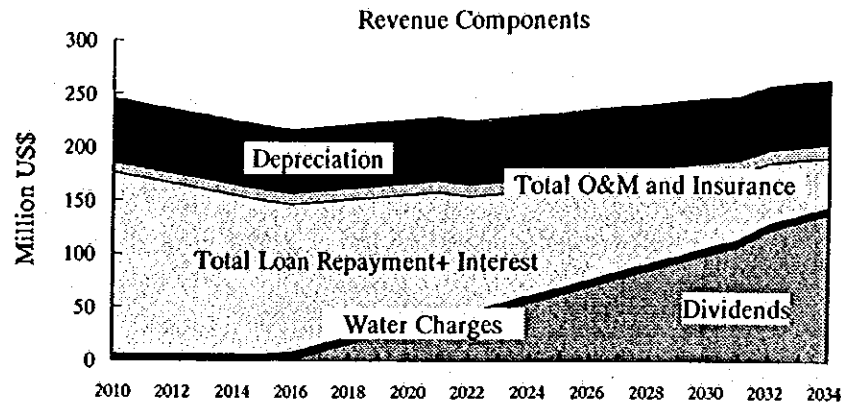


図 12.6.2 民間投資モデル (Million US\$)

12.6.6 公的投資モデル

このモデルでは、発電会社は税を免除され、プロジェクト・コストはソフトローン(金利1.8%、返済期間30年、支払猶予期間10年)で融資されることを想定する。

公共投資モデルの FIRR 及び NPV

100% Public Model	FIRR (%)
1. FIRR on project	12.8%
2. FIRR on equity	26.2%
3. NPV at 12%, Million US\$ in water charge and dividends	562.7

政府は安定収入の確保が可能で、唯一の懸念は、政府(WAPDA)がIPPと同等の料金を維持することが出来るかである。このモデルの分析は表 12.6.6 と 12.6.7 に示す。

12.6.7 感度分析(FIRR)

当水力発電プロジェクトのリスクは、外生と内生(プロジェクト)要因に分別される。外生要因として、為替リスク(内貨と外貨の交換可能性、ルピーの切下げ)とインフレが挙げられる。内生要因は、買電契約で合意された売(買)電価格の不履行、予期せぬ税引き上げが考えられる。その他のリスクは、予想を上回る出費、自然素因の変化に起因する電力量の減少、維持管理費用の上昇、操業年の遅れ、法人税の上昇等が挙げられる。

感度分析は、公的モデルをベースに行う。下表は感度分析の結果で、プロジェクトの遅延、コスト上昇に対し FIRR が若干低下している。感度分析の財務分析は、表 12.6.8 から 12.6.12 に示す。

### 感度分析

Risk analysis	FIRR on Project	FIRR on Equity
1. GDP Investment Base Case	12.8%	26.2%
2. O&M Cost Increased by 20%	12.8%	26.1%
3. Water Charge Up by 20%	12.7%	26.1%
4. 10% Increase in Investment Cost	10.9%	23.1%
5. 10% Decrease in Total Energy Sales	11.6%	24.1%
6. Project Delay by One Year	11.7%	22.9%

#### 12.6.8 ローン返済

ローン(借款)返済の見通しは、下記のデッド・サービス比率を使用して分析する。

$$DSCR = \frac{\text{税引後の利益(減価償却は除)} + \text{利息} + \text{元本償還}}{\text{元本償還} + \text{利息}}$$

#### 各事業携帯のデッド・サービス比率

事業形態	金利(平均)	返済期間	支払猶予	DSCR
ジョイント	9.8%	25年	0	1.4
民間	12.5%	25年	0	1.1
公的	1.8%	30年	10年	5.0

上表をみると、公的モデルの場合はDSCRが5.0と高く、ローン返済が容易である。しかしながら、民間モデルではそれが1.1に低下し(通常1.5がスタンダード)、ローン返済が容易ではない。

#### 12.7 経済・財務評価のまとめ

経済と財務分析を整理すると下表のとおりである。

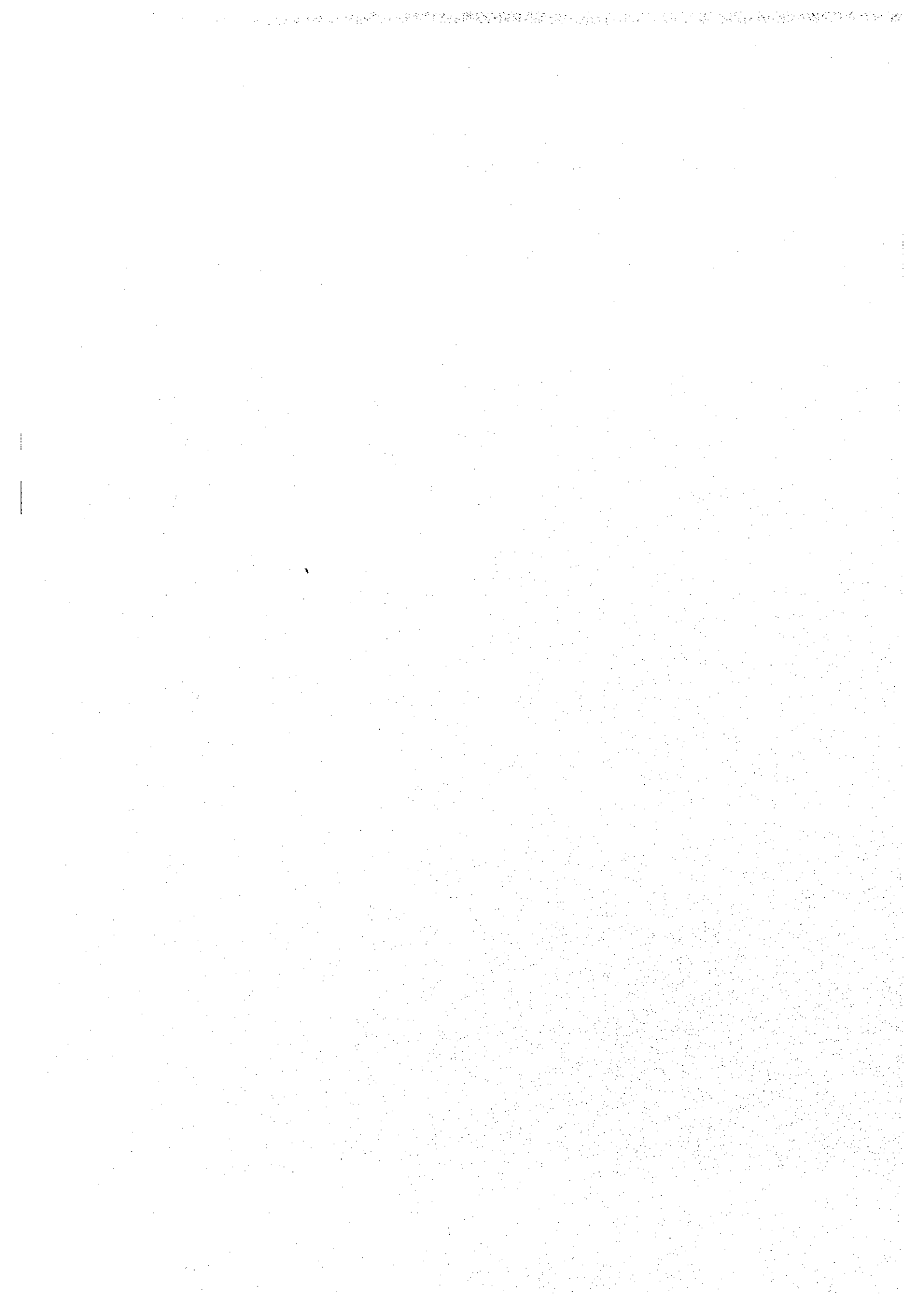
#### 経済・財務分析結果一覧

Unit: Million US\$

	Total Project*	Power Only*	Irrigation Only	Flood Control
EIRR in 50 years	13.2%	13.4%	9.7%	24.2%
Total Project Cost (Economic) in Mil US\$	735.6	687.9	45.7	2.0
NPV of Benefit at 10% Discount rate (Economic)	194.17	193.2	(1.0)	3.05
* Using LRMC cost 500 kV.				
FIRR in 50 years	12.7%	13.2%	4.1%	19.7%
Total Project Cost (Financial) in Mil US\$	1,148.9	1,074.5	71.3	3.1
NPV of Benefit at 12% Discount rate (Financial)	55.1	83.0	(27.2)	1.75

発電の経済便益は、長期限界費用(LRMC)に基づいている。灌漑は、EIRRが10%を下回り経

済的妥当性が低い。また、FIRR も 4.1%と低く、投資プロジェクトとして成立しにくい。ダム全体で見ると、FIRR は 12.7 %と資本の機会費用(12%)よりも僅かに高い。





## 第 13 章 提言

### 13.1 総論

本フイージビリティ・スタディの結果、ムンダ多目的ダム計画は技術的側面、経済的側面そして環境の側面からもフイージブルであることが証明され、資金の調達が出来次第いつでも詳細設計を実施できることが確認された。従って、以下に示すムンダプロジェクト詳細設計時に必要となる各調査を予算に応じ部分的にでも開始することを推奨する。

### 13.2 ムンダダム現地調査(全体)

#### 13.2.1 地形測量

構造物の詳細設計のために、一連の詳細地形測量が必要である。この地形測量には、逆調整池、仮設備サイト、原石山、アクセス、土取り場等を含む。縮尺は最低限 1:1,000 である。

#### 13.2.2 地質調査

将来、詳細設計のために更に詳しい地質調査が必要である。その目的は、最終的な構造物配置に即した厳密な位置での基礎調査、岩の力学的特性の確認、原石山(特にトボ・バンダ)の更に詳細な調査、西サダール・ガリ土取場の詳細調査である。その内容は下記のとおりであるが、必要に応じて変更の余地はあるものとしたい。

##### (1) コア・ボーリング

ダム軸上、両岸ダム頂の高さから、  
表面コンクリート遮水ロックフィルダムのプリンス、  
余水吐流路、  
河床、プリンスおよび仮締切り基礎、  
原石山、 トボ・バンダおよびサツパレ (以上 1,500m 程度)

##### (2) 試掘横坑、トボ・バンダ原石山

##### (3) ダムサイト現位置岩石試験、変形係数測定およびせん断試験(3 ブロック)

##### (4) テスト・ピット掘削・試料採取(西サダール・ガリ)

##### (5) 室内試験、岩石材料(ボーリング・コア)および土質材料

詳細は Appendix B にある。

#### 13.2.3 水文調査

詳細設計の開始に先立ち、以下の水文調査実施を勧める。

- 1) 今次フイージビリティ調査の期間に設置された Zulam および Munda 地点の新水文観測所での水文観測を開始すること。これらの観測所で観測されるであろう雨量および流量記録、特に時間雨量・流量データは、信頼に足る長期流出・洪水解析を進める上で必須の資料で

ある。これら観測所では流砂データの観測も行わねばならない。

- 2) スワット川流域の雨量観測網を整備する必要がある。特に、スワット川流域内の西側に位置する Panj Kora 川流域や Ambahar 川流域に新たに雨量計を設置しなければならない。雨量計の設置密度に対する最終目標は、世界気象機構が推奨する 100 km<sup>2</sup>/雨量計～250 km<sup>2</sup>/雨量計となる。
- 3) 流量観測網の整備も重要である。少なくとも、Panj Kora 川流域にさらに一カ所、また Ambahar 川流域に一カ所の流量観測所を設置すべきである。

### 13.3 水理模型実験(全体)

洪水吐、取水工、およびリバーアウトレットの水理模型実験が必要である。実験の目的は主に以下の通りである。

- 洪水吐導流部形状の確認
- 流入部の流下能力の確認
- 流入部、シュート、ならびに減勢工の流況確認
- エアレーション装置の位置・形状の決定
- 取水工形状の確認、特にベルマウス形状および減渦装置形状、
- リバーアウトレット形状の確認

### 13.4 灌漑施設現地調査(全体)

#### 13.4.1 地形測量

新規灌漑計画地域の縮尺 1:5,000 の地形測量が必要である。特に、フィーダートンネル、ポンプ場などが含まれる。その他、主要構造物サイトでは縮尺 1:1,000 の地形図を作成する。灌漑計画地区の地籍図の整備も要する。

#### 13.4.2 地質調査

導水システムの詳細設計用に地質調査が必要である。トンネル坑口・ポンプ場のボーリング調査、トンネル沿いの弾性波探査等が含まれる。

### 13.5 詳細設計に先行する現地調査項目

プロジェクト全体の資金調達をするまでの期間に、パキスタン政府の予算で先行して以下の現地調査を実施し得る。

- 1) ムンダダムサイトの約 3km 下流に位置する逆調整堰周辺の地形測量及び地質調査。
- 2) 日水位変動が 15m 程度、流量が月平均で 5.5 - 65.0m<sup>3</sup>/sec ある逆調整池における水力発電設備の予備調査。
- 3) 7.3.3 節で述べている左岸側新規灌漑用水と導水トンネルの落差を利用した小水力発電の予備調査。
- 4) ムンダダム計画の実施に関わらず開発し得る右岸側ポンプ灌漑地区の地形測量および地質調査。

### 13.6 環境調査

次期ステージにおける環境影響評価に以下の項目を入れるべきである。

- 1) ムンダ発電所用に計画される送電線のルートに対する環境影響評価が必要である。
- 2) 魚類の生息場所の分断やその他の水性生物に対する影響をさらに詳細に検討する必要がある。この検討への地域住民の参加ならびに便益評価も実施されるであろう。
- 3) 考古学上の遺跡の発掘と保存、博物館の設立、および観光開発に対する詳細な計画を策定しなければならない。
- 4) 野生生物の保護、生息区域管理、山林管理、薬草栽培、土砂流出制御などのマスタープランを策定すべきであろう。

### 13.7 その他

新規灌漑計画地域の詳細設計に先立ち、地方行政機関と共に以下のアクションが必要である。

- 1) 新規灌漑計画地域の開発に関するインダス川利水委員会(IRSA)との合意形成、
- 2) Palai Dam に係る早急な事業実施再開、
- 3) Tangi 灌漑事業の本件への取り込み準備、
- 4) Warsak 左岸水路事業地区内で、本件に取り込まれる範囲の調整、
- 5) 新規事業関連農民への事業計画説明と農民組織の結成、
- 6) 灌漑事業計画地区内の自己所有灌漑用井戸の詳細調査とその所有者の本件事業参加への合意確認。

# 付 表

表 3.2.1 土質材料室内試験結果一覽表

No	Pit No	Depth (m)	Grain size			Natural Water Contents (%)	Atterberg Limit		Compaction test			Triaxial Test		Permeability coefficient k (cm/sec)			
			Cobble (%)	Gravel (%)	Sand (%)		Silt (%)	Clay (%)	LL (%)	PL (%)	PI (%)	MDD (Mg/m <sup>3</sup> )	OMC (%)		Sp.Gr.	CU	UU
C01	P-8	0.15 - 3.50	5	72	11	12	0	2	25	18	7	2.11	8.5	2.67	-	-	1.65 x 10 <sup>-3</sup>
C02	P-8	3.50 - 5.00	0	0	92	8	0	2	NP	NP	NP	1.69	13.5	2.76	-	-	-
C03	P-9	0.10 - 0.40	0	8	15	60	17	14	33	23	10	1.68	19.0	2.66	-	-	-
C04	P-9	0.50 - 5.00	0	23	35	32	10	11	26	21	5	1.89	13.0	2.68	5	32	96
C05	P-10	0.15 - 1.00	0	1	59	29	11	4	NP	NP	NP	1.64	19.0	2.67	-	-	1.00 x 10 <sup>-3</sup>
C06	P-10	1.20 - 5.00	0	0	36	58	6	5	-	-	-	1.67	16.0	2.68	18	28	125
C07	P-10	1.20 - 5.00	0	0	28	72	0	5	-	-	-	-	-	2.68	-	-	-
C08	P-11	0.15 - 1.70	0	0	2	85	13	15	43	30	13	1.43	25.0	2.69	-	-	-
C09	P-11	1.70 - 3.00	0	0	1	79	20	10	40	28	12	1.69	19.0	2.69	20	31	50
C10	P-12	0.15 - 1.50	0	80	7	7	6	5	30	23	7	2.07	11.6	2.67	-	-	-
C11	P-12	1.60 - 5.00	0	75	20	3	2	1	NP	NP	NP	2.03	10.7	2.75	-	-	-
C12	P-13	0.15 - 2.00	0	62	20	13	5	4	-	-	-	2.03	10.2	2.69	-	-	-
C13	P-13	2.10 - 5.00	0	2	24	74	0	10	26	22	4	1.69	17.7	2.69	19	30	62
C14	P-13	2.10 - 5.00	0	2	14	70	14	10	26	22	4	-	-	2.69	-	-	6.63 x 10 <sup>-4</sup>
C15	P-14	0.15 - 1.60	0	1	30	55	14	18	27	22	5	1.81	13.5	2.68	-	-	-
C16	P-14	1.70 - 2.50	0	3	61	33	3	19	NP	NP	NP	1.95	11.0	2.70	-	-	-
C17	P-15	0.15 - 3.00	0	4	46	50	0	6	30	24	6	1.83	14.3	2.67	24	29	44
C18	P-15	0.15 - 3.00	0	4	42	40	14	6	30	24	6	-	-	2.67	-	-	3.43 x 10 <sup>-4</sup>

Dispersion Test: P-10 (1.20 - 5.00m) Non dispersive, P-13 (2.10 - 5.00m) Non dispersive, P-15 (0.15 - 3.00m) Non dispersive

Note. NP = Non Plastic

表 3.2.2 コングリート骨材試験結果一覽表

No.	Pit No.	Depth (m)	Grain size			Specific gravity		Absorption		Sodium sulphate soundness (%)	Clay lump & friable particles (%)	Los Angeles abrasion (% of water)	Alkali-silica reactivity (m.moles/lit.)			
			Cobble (%)	Gravel (%)	Sand (%)	C. Agg. (Mg/m <sup>3</sup> )	F. Agg. (Mg/m <sup>3</sup> )	C. Agg. (Mg/m <sup>3</sup> )	F. Agg. (Mg/m <sup>3</sup> )				Sc	Rc		
S01	P-1	0.15 - 1.50	20.6	62.5	16.9	2.89	2.90	0.31	1.68	0.19	0.21	6.0	0.19	21.15	80.0	
S02	P-2	0.15 - 1.50	-	-	-	2.78	2.90	0.46	1.49	-	0.20	-	-	24.31	90.0	
S03	P-3	0.85 - 1.50	28.4	44.2	27.4	2.77	2.89	0.30	1.55	0.31	0.19	5.0	0.19	12.32	40.0	
S04	P-5	0.15 - 1.25	19.1	65.9	15.0	2.77	2.88	0.52	1.21	0.77	0.19	5.0	0.15	17.65	72.5	
S05	P-5	1.25 - 1.50	-	-	-	-	2.88	-	1.21	-	-	-	-	-	-	-
S06	P-7	0.15 - 5.00	31.5	44.5	24.0	2.68	2.53	2.34	4.93	-	6.61	-	-	18.15	105.0	

表 3.2.3 室內岩石試驗結果一覽表

No.	Hole No.	Depth (m)	Bulk density (Mg/m <sup>3</sup> )	Water absorption (%)	Unconfined compressive strength (Mpa)	Internal friction angle (°)	Cohesion (MPa)
R01	M98-1	8.63 - 8.90	2.633	2.34	11.52	-	-
R02	M98-2	44.48 - 44.91	2.778	0.37	11.52	-	-
R03	M98-3	16.00 - 16.27	2.844	0.46	13.40	-	-
R04	M98-4	14.67 - 14.82	2.943	0.13	10.37	-	-
R05	M98-6	9.46 - 9.73	2.794	0.19	12.10	-	-
R06	M98-7	3.36 - 3.69	2.989	0.41	14.40	-	-
R07	M98-8	15.00 - 15.67	2.977	0.10	50.72	-	-
R08	M98-9	9.40 - 9.66	2.935	0.16	19.02	-	-
R09	M98-10	5.50 - 5.70	2.833	0.47	40.34	-	-
R10	M98-11	8.38 - 8.62	2.895	0.39	19.02	-	-
R11	QS-1	4.40 - 4.65	2.664	0.06	39.18	-	-
R12	QS-1	10.32 - 10.73	2.667	0.03	32.33	-	-
R13	QS-1	20.23 - 20.52	2.678	0.21	31.35	-	-
R14	QS-1	27.72 - 28.00	2.678	0.07	32.13	-	-
R15	QS-1	37.15 - 37.43	2.687	0.00	35.07	-	-
R16	QT-3	3.70 - 3.85	2.751	0.42	8.50	-	-
R17	QT-3	8.35 - 8.52	2.711	0.00	66.81	-	-
R18	QT-3	13.82 - 14.00	2.634	1.50	13.78	-	-
R19	QT-3	20.60 - 20.75	2.614	0.88	22.27	-	-
R20	QT-3	47.55 - 47.70	2.701	0.08	58.33	-	-
R21	QT-2	4.86 - 5.00	2.674	0.53	69.20	-	-
R22	QT-2	19.44 - 19.60	2.720	0.10	68.93	-	-
R23	QT-2	26.40 - 26.52	2.709	0.23	167.00	-	-
R24	QT-2	44.45 - 44.58	2.711	0.17	153.78	-	-
R25	QT-2	55.70 - 55.88	2.758	0.17	84.84	-	-
R26	M98-1	8.18 - 8.48	-	-	-	32.6	3.3
R27	M98-2	47.00 - 47.48	-	-	-	25.4	11.5
R28	M98-3	16.30 - 16.93	-	-	-	33.7	5.9
R29	M98-4	14.18 - 14.51	-	-	-	35.0	3.6
R30	M98-5	15.00 - 15.67	-	-	-	41.8	10.5

表 3.3.1 気象観測所リスト

No.	Station	Location		Elev. ft	River Basin	Operating Agency	Instruments	Period of Record
		Lat.	Long.					
1	Karora	34D-52M	72D-46M	-	Swat	IRR(F)	1	1962-
2	Abazai	34D-23M	71D-34M	1,500	Swat	IRR(F)	1	
3	Tota Khan	34D-38M	71D-49M	-	Swat	IRR(F)	1	1972-
4	Char Saddah	34D-09M	71D-45M	970	Swat	PRO(F)	1	
5	Utmanzai	34D-10M	71D-45M	942	Swat	IRR(F)	1	
6	Kulangi	34D-39M	71D-47M	2,200		IRR(F)	1	
7	Amandara	34D-37M	71D-59M	2,152	Swat	IRR(F)	1	
8	Chakdara	34D-39M	72D-02M	2,220	Swat	PMS	1,4,5,7	1940-
9	Saidu Sharif	34D-45M	72D-22M	3,200	Swat	SWHP PMS	1,2,4,5,6,7	1962- 1966-
10	Charbagh	34D-45M	72D-27M	3,400	Swat	IRR(F)	1	
11	Kalako	35D-03M	72D-28M	-	Swat	IRR(F)	1	
12	Kalam	35D-32M	72D-35M	7,500	Swat	SWHP	1,2,4,5,6	1962-
13	Malakand	34D-34M	71D-55M	3,000	Kalpan	IRR(F)	1	1866-
14	Peshawar	34D-00M	71D-31M	1,180	Kabul	FOR	1,2,4,5,6,7 10,11,12,13	1866 1966
15	Peshawar P.A.F	34D-01M	71D-35M	1,177	Bara	PMS	1,3,4,5,7,8,9	1966

Source: Inventory of stream gauging and climatological stations SWHP-WAPDA.

Instruments Description

- 1: 5 inch non-recording rain gauge
- 2: U.S. Weighing type Recording Rain Gauge
- 3: Casella Natural Siphon Recording Rain Gauge
- 4: Dry and Wet Bulb Thermometers
- 5: Maximum - Minimum Thermometer
- 6: Evaporation Pan/Evaporation Balance
- 7: Anemometer
- 8: Pilot Balloon
- 9: Radiosonde
- 10: Sunshine instruments
- 11: Soil temperature recording instrument
- 12: Soil moisture recording instrument
- 13: Dew observation gauges and balance

Operating Agencies

- IRR(F) - Irrigation Department  
NWFP
- SWHP - Surface Water Hydrology  
Project WAPDA
- PRO(F) - Provincial Authorities  
NWFP
- PMS - Pakistan Meteorological  
Services
- FOR - Pakistan Forest Institute  
Peshawar

表 3.3.2 流量観測所リスト

No.	Station	Location		Drainage Area (Sq.mile)	Operating Agency	Period Of Record
		Lat.	Long.			
1	Swat River near Kalam	35D-30M	72D-35M	780	IRR(F) SWHP	1956-62 1961-
2	Swat River at Chakdara	34D-38M	72D-02M	2,230	IRR(F) SWHP	1911- 1960-
3	Swat River at Munda	34D-20M	71D-34M	5,560	IRR(F)	1956- 1927-58
4	Kaul River at Warsak	34D-11M	71D-24M	26,000	IRR(F) PWD(F) SWHP	1897- 1949-60 1961-71
5	Khyber River at Ali Masjid	34D-01M	71D-16M	-	IRR(F)	1970-
6	Bara River at Jhansi Post	33D-52M	71D-24M	713	IRR(F) SWHP	1959-62 1961-
7	Kabul River at Nowshera	34D-01M	71D-58M	34,200	SWHP	DEC 1960-

Source: Inventory of stream gauging and climatological stations SWHP-WAPDA.

Operating Agencies

IRR(F) Irrigation Department N.W.F.P

SWHP Surface Water Hydrology Project WAPDA

PWD(F) Public Works Department N.W.F.P



表 3.3.3 カラム観測所での月間流量記録

Units: m <sup>3</sup> /sec													
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Average
1956	15.2	14.8	17.5	50.9	200.3	240.8	290.1	181.9	82.3	36.8	20.5	16.1	97.3
1957	14.7	13.8	14.7	27.6	87.5	237.5	323.7	231.6	93.7	59.4	48.1	29.5	98.5
1958	14.3	11.2	15.7	61.4	136.8	278.4	438.0	246.4	157.0	54.8	26.2	19.3	121.6
1959	15.2	12.7	16.1	60.0	167.2	299.3	387.8	256.1	145.1	66.3	38.5	28.1	124.4
1960	21.6	20.4	25.8	36.6	143.7	305.0	469.7	268.0	119.9	44.2	25.2	18.4	124.9
1961	13.8	11.2	13.4	34.3	121.6	235.1	263.4	187.4	124.2	49.3	25.2	19.8	91.6
1962	16.1	14.3	14.7	31.9	73.7	187.5	211.8	147.4	68.5	32.7	20.9	13.8	69.4
1963	13.4	11.7	16.1	42.4	96.7	265.5	251.4	165.8	83.8	35.5	21.9	16.6	85.1
1964	15.2	14.8	16.1	37.6	111.0	234.6	286.0	189.7	92.3	35.5	23.3	23.5	90.0
1965	12.9	11.1	13.9	36.9	129.8	335.3	318.3	184.3	88.6	38.3	22.9	16.2	100.7
1966	13.6	13.7	19.5	40.7	100.9	282.2	225.9	185.8	92.6	35.6	21.9	16.5	87.4
1967	13.8	11.9	12.7	31.7	95.1	251.7	337.7	190.1	94.3	32.2	21.2	16.6	92.4
1968	14.5	13.0	15.3	40.6	101.8	246.4	280.3	179.1	75.8	34.5	21.2	17.3	86.6
1969	14.0	13.5	22.7	52.3	105.4	270.8	367.1	251.8	76.2	38.2	25.8	19.2	104.7
1970	15.7	13.6	14.7	46.7	124.3	231.2	196.9	181.6	108.0	39.8	24.0	18.1	84.5
1971	14.9	13.4	17.8	54.1	142.2	241.0	174.7	154.5	62.3	28.0	18.8	14.6	78.0
1972	13.0	11.4	15.1	45.2	125.2	317.0	282.0	181.0	95.4	34.7	21.2	16.0	96.4
1973	12.9	11.2	13.7	58.0	154.3	311.5	269.6	211.2	107.3	40.5	21.2	16.0	102.3
1974	12.9	11.9	19.2	54.9	96.0	194.8	217.5	144.7	59.7	30.6	19.7	15.5	73.1
1975	12.7	12.1	12.6	43.3	182.3	268.9	249.7	223.4	87.8	36.6	26.3	18.8	97.9
1976	14.6	13.1	14.3	27.4	144.8	248.0	305.0	171.6	81.2	38.0	22.7	16.5	91.4
1977	13.8	13.2	17.9	48.0	106.9	213.6	218.8	145.9	64.1	31.5	20.5	16.1	75.9
1978	14.1	12.9	13.4	41.7	136.3	260.1	257.2	136.8	52.1	31.0	21.5	18.2	82.9
1979	14.0	12.5	13.1	54.7	94.3	249.2	293.5	144.7	63.2	28.5	20.7	15.2	83.6
1980	16.6	13.1	13.4	43.7	133.5	256.6	215.1	128.9	63.4	32.3	23.3	17.9	79.8
1981	16.7	15.6	18.1	62.0	186.1	232.8	259.0	141.4	57.6	30.0	20.5	16.9	88.1
1982	14.5	13.5	13.5	36.0	94.8	138.8	150.8	142.6	45.2	26.8	21.5	18.7	59.7
1983	16.1	14.6	15.4	30.1	105.4	193.9	209.6	167.5	79.9	34.4	25.4	20.0	76.0
1984	16.2	13.1	16.8	41.4	125.2	320.9	207.0	180.3	80.3	29.7	20.1	16.3	88.9
1985	14.4	13.0	14.5	34.9	92.1	186.1	214.5	157.5	64.4	33.9	21.6	17.2	72.0
1986	14.8	12.8	15.8	47.0	113.5	217.6	294.9	173.0	62.4	35.4	21.9	16.4	85.5
1987	15.6	15.4	18.2	52.9	127.8	233.7	271.1	196.6	96.4	39.4	26.3	19.2	92.7
1988	18.6	16.8	18.2	73.1	183.7	258.5	266.5	151.8	66.9	32.3	20.6	17.0	93.7
1989	14.7	13.0	15.4	27.5	99.4	263.0	226.9	157.0	77.5	33.5	22.8	18.0	80.7
1990	15.3	14.4	19.6	38.3	213.4	252.9	248.7	162.3	96.3	36.0	22.5	16.3	94.7
1991	14.9	15.8	19.8	47.1	114.1	300.3	369.1	234.5	115.8	42.3	25.6	20.8	110.0
1992	16.8	15.1	17.3	35.0	139.0	292.8	293.6	186.6	81.8	31.7	22.4	19.3	95.9
1993	15.8	14.7	19.5	31.7	124.9	250.6	263.8	174.4	88.3	34.3	22.8	20.4	88.4
1994	17.0	16.2	19.0	42.2	139.4	288.0	335.7	200.7	91.9	35.7	25.1	19.2	102.5
1995	15.4	13.6	15.5	42.1	118.9	262.4	337.1	198.8	71.8	38.0	23.0	17.9	96.2
1996	16.7	13.5	14.7	42.1	120.3	268.7	289.8	185.0	75.1	34.3	22.4	20.1	91.9
1997	21.6	14.3	15.7	39.4	122.4	257.2	288.9	182.7	87.5	NA	NA	NA	NA
Average	15.2	13.6	16.3	43.5	126.9	254.3	277.6	182.9	85.2	36.9	23.6	18.2	91.7

表 3.3.4 チャクダラ観測所での月間流量記録

	Units: m <sup>3</sup> /sec												
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Average
1956	36.8	42.3	65.9	192.3	432.9	406.9	478.9	279.5	139.9	54.8	37.1	38.2	183.8
1957	36.4	39.8	55.3	104.7	188.8	401.2	534.2	335.7	159.4	88.4	86.6	70.0	175.0
1958	35.5	32.6	59.9	232.2	295.7	470.6	722.6	379.5	267.0	81.5	46.6	46.1	222.5
1959	37.3	37.2	60.8	226.5	361.1	505.9	639.7	394.2	247.0	99.0	70.0	67.2	228.8
1960	53.4	59.7	97.2	139.0	310.4	527.3	775.1	412.6	203.7	65.9	45.2	44.2	227.8
1961	38.7	40.3	59.9	157.5	273.1	422.1	429.7	269.9	197.5	77.8	50.0	40.5	171.4
1962	34.5	35.2	52.0	117.1	166.2	275.5	343.1	236.7	116.6	56.2	43.8	39.6	126.4
1963	30.9	28.0	93.5	186.5	322.8	440.7	378.6	248.7	114.7	55.7	51.9	35.9	165.7
1964	39.1	44.9	81.5	169.4	233.0	356.9	492.8	319.6	147.0	61.7	35.7	44.7	168.9
1965	38.7	62.6	80.6	263.3	370.3	568.3	526.4	294.3	125.1	66.5	50.0	38.5	207.0
1966	33.2	46.6	107.5	234.0	298.5	508.7	404.8	301.3	168.1	79.0	46.6	35.8	188.7
1967	31.9	51.0	85.2	175.3	234.3	525.4	523.5	282.4	142.8	71.5	44.4	46.9	184.6
1968	40.3	40.6	80.5	169.9	260.7	551.5	545.4	348.7	102.6	61.6	48.3	55.0	192.1
1969	40.6	55.7	139.5	197.9	282.2	478.6	567.8	395.6	136.8	91.2	58.8	40.9	207.1
1970	36.7	35.3	65.2	147.4	254.0	387.8	292.3	264.9	214.5	78.4	42.0	33.6	154.4
1971	28.0	28.8	51.7	162.7	288.4	386.9	320.6	267.2	102.7	47.9	34.0	28.6	145.6
1972	30.1	42.5	98.6	169.0	307.7	527.9	452.6	298.6	150.1	66.9	53.6	45.4	186.9
1973	43.7	57.7	109.5	211.2	340.9	514.1	459.6	401.6	173.9	70.8	39.0	37.1	204.9
1974	34.0	40.7	78.7	156.3	197.4	329.2	335.3	218.7	88.3	54.2	34.3	34.3	133.5
1975	28.6	35.6	81.5	209.5	354.0	466.0	438.6	416.3	168.0	69.1	48.3	47.2	196.9
1976	46.7	58.7	87.6	233.9	318.3	398.2	450.3	332.2	148.7	70.3	43.8	36.7	185.4
1977	44.2	41.4	59.9	168.4	227.8	387.8	417.6	225.6	111.1	78.9	52.1	42.4	154.8
1978	38.1	37.0	122.6	193.8	320.2	451.8	452.1	312.1	110.9	63.8	56.3	40.3	183.2
1979	34.8	41.4	76.4	209.6	233.1	379.8	426.3	258.5	134.7	58.0	45.3	37.3	161.3
1980	37.6	50.2	131.7	217.4	308.6	444.6	359.1	232.7	114.6	69.9	54.9	44.3	172.1
1981	39.0	49.6	120.5	299.8	402.5	339.0	407.6	241.2	105.3	62.8	42.9	31.0	178.4
1982	32.4	34.6	68.3	144.3	208.4	231.2	223.7	250.7	73.9	60.4	72.3	53.8	121.2
1983	43.8	48.5	114.3	171.6	269.5	317.6	301.0	316.1	162.4	67.0	49.2	46.9	159.0
1984	43.8	44.5	67.8	132.3	249.9	501.9	312.0	283.1	151.5	57.5	51.5	45.6	161.8
1985	43.4	39.8	53.7	116.5	184.9	272.7	329.9	224.9	92.9	61.3	30.7	37.9	124.0
1986	38.1	48.5	106.9	197.0	238.3	301.1	431.1	320.2	91.0	59.2	41.8	45.6	159.9
1987	24.4	36.3	132.9	199.6	248.7	367.6	421.9	261.5	133.0	138.3	66.2	48.1	173.2
1988	35.9	44.8	127.4	229.2	334.5	389.9	477.3	268.6	105.9	56.1	35.9	35.4	178.4
1989	43.8	36.6	59.3	107.9	281.8	395.8	347.6	255.8	110.2	67.3	55.2	65.2	152.2
1990	46.4	73.2	180.7	275.7	459.3	396.9	365.6	282.6	167.6	97.9	69.7	63.5	206.6
1991	75.1	131.3	221.9	369.7	373.7	604.0	523.4	335.5	196.4	84.0	52.2	45.4	251.1
1992	34.9	42.9	110.0	201.9	334.2	494.9	466.2	308.4	147.7	65.0	44.0	36.4	190.5
1993	32.3	34.5	89.6	211.6	310.2	420.2	398.0	285.3	136.3	61.1	48.7	61.7	174.1
1994	46.0	57.9	106.5	203.8	352.0	508.5	588.9	421.4	163.4	95.7	68.0	62.9	222.9
1995	49.1	54.6	180.6	268.3	262.7	426.9	605.3	403.6	115.6	75.7	49.7	44.8	211.4
1996	32.8	45.3	94.4	175.0	280.5	312.8	410.7	348.6	118.0	61.3	46.1	45.1	164.2
1997	36.2	48.4	98.3	188.8	291.2	373.1	414.8	334.4	123.4	NA	NA	NA	NA
Average	38.7	46.6	95.6	193.8	292.0	423.0	447.4	306.4	142.4	71.0	49.8	44.9	180.2

表 3.3.5 ナウシエラ観測所での月間流量記録

Units: m<sup>3</sup>/sec

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Average
1956	225	185	391	1,110	1,752	1,557	2,094	585	376	376	243	163	755
1957	185	164	248	720	1,189	1,894	2,229	428	274	274	290	268	680
1958	237	192	390	1,122	1,047	1,837	2,532	741	305	305	209	265	765
1959	254	273	501	950	1,496	2,242	2,716	1,288	538	538	437	366	967
1960	315	304	615	1,337	2,090	2,750	3,446	772	289	289	237	221	1,055
1961	307	315	264	963	1,440	2,141	2,243	881	343	343	321	282	820
1962	264	211	194	699	913	1,577	1,606	529	221	221	210	236	573
1963	190	166	350	747	1,902	2,422	1,989	543	257	257	255	269	779
1964	296	276	408	1,303	1,445	1,812	2,270	626	270	270	230	266	789
1965	268	334	398	1,671	2,629	3,529	3,227	1,452	539	309	318	298	1,248
1966	285	295	685	1,376	1,683	3,056	2,219	1,475	730	322	258	245	1,053
1967	234	241	507	1,011	1,584	2,509	2,654	1,638	731	354	316	375	1,013
1968	389	306	561	1,052	1,583	3,070	2,850	1,925	536	317	305	313	1,101
1969	287	272	594	1,135	1,254	2,327	2,503	1,697	551	347	295	239	958
1970	270	203	298	684	1,132	1,453	1,178	1,168	858	265	209	203	660
1971	200	173	199	522	1,121	1,547	1,140	1,254	526	193	193	175	604
1972	176	247	374	937	1,775	2,832	2,115	1,240	640	289	257	245	927
1973	262	306	484	1,521	2,172	2,860	2,444	1,586	900	365	251	223	1,115
1974	209	207	307	696	946	1,490	1,523	952	434	252	158	151	611
1975	156	158	272	934	1,483	2,013	1,723	2,284	685	269	230	255	872
1976	280	318	357	1,095	1,443	1,764	1,667	1,499	658	310	244	229	822
1977	348	270	263	850	872	1,553	1,816	1,236	587	376	276	246	724
1978	281	211	659	972	1,502	2,044	2,377	1,620	655	370	348	235	940
1979	306	314	399	1,138	1,240	1,985	2,234	1,416	515	306	303	206	864
1980	270	254	406	1,025	1,541	2,056	1,598	1,144	555	221	245	196	793
1981	255	274	446	1,208	1,953	1,674	1,928	1,103	487	258	247	212	837
1982	220	203	277	557	949	1,125	1,022	1,264	340	217	246	219	553
1983	190	190	358	1,031	1,752	1,630	1,720	1,962	867	313	214	245	873
1984	244	295	320	688	1,147	2,278	1,536	1,858	819	227	254	257	827
1985	274	200	163	457	678	1,001	1,476	1,168	469	293	196	232	551
1986	260	259	453	934	1,223	1,561	2,090	1,500	489	310	295	396	814
1987	276	255	793	1,109	1,158	1,671	1,584	1,059	662	461	261	209	792
1988	240	217	492	1,015	1,618	1,792	2,038	1,437	542	268	207	233	842
1989	305	185	284	615	1,167	1,738	1,479	1,134	527	259	208	198	675
1990	268	360	664	814	2,019	1,649	1,582	1,349	735	351	257	260	859
1991	326	319	856	1,775	2,126	3,058	2,779	1,671	975	465	315	278	1,245
1992	306	261	475	1,805	1,827	2,093	2,242	1,496	821	333	647	276	1,049
1993	260	559	507	1,192	1,472	1,896	1,809	1,354	663	292	279	263	879
1994	255	226	392	836	1,334	1,940	2,485	1,641	661	369	313	289	895
1995	284	258	510	1,184	1,484	2,147	2,497	1,538	605	358	227	230	943
1996	232	355	597	923	1,300	2,059	1,960	1,393	762	339	269	261	871
1997	261	279	636	988	1,293	1,826	1,943	1,342	799	NA	NA	NA	NA
Average	261	259	437	1,017	1,470	2,035	2,061	1,292	576	313	270	249	858

表 3.3.6 各観測所の月間及び年平均雨量(1961-1997)

Station	Units: mm												Total
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
Abazai	22.5	43.4	91.3	44.1	11.0	8.4	95.8	95.0	28.8	20.6	19.4	27.3	489
Amandara	46.7	78.2	92.1	54.9	27.3	16.3	69.1	111.7	31.3	27.0	16.6	26.6	628
Charbagh	70.5	93.3	135.9	105.1	52.7	50.7	150.7	127.5	60.8	45.2	25.7	65.5	965
Kalam	76.2	130.1	185.6	180.6	94.2	24.6	35.0	38.2	36.0	46.8	42.6	55.7	873
Malakand	51.9	92.4	101.1	69.4	21.9	25.3	101.4	179.0	43.5	20.4	26.3	36.8	756
Kulangi	45.8	166.0	214.8	143.0	78.2	24.3	101.3	165.3	81.7	56.3	22.3	94.0	1,089
Mardan	29.0	49.9	70.4	41.6	20.2	22.4	116.2	169.4	34.5	16.0	15.0	26.8	602
Peshawar	24.9	41.7	56.4	48.9	17.7	31.3	39.3	51.2	17.8	15.5	13.3	16.9	387
Saidu Sharif	38.0	102.1	131.6	107.5	61.5	25.8	121.3	115.4	40.9	39.4	21.2	42.2	769
Utnanzai	24.3	48.4	81.2	47.5	12.1	9.8	82.8	121.0	21.9	10.8	10.8	15.2	479
Average	43.0	84.5	116.1	84.3	39.7	23.9	91.3	117.4	39.7	29.8	21.3	40.7	704

表 3.3.7 ペシヤワール観測所での月間蒸発量 (1966-97)

	Units: mm												Total
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
1986	40.6	78.5	137.5	141.1	229.1	270.4	205.6	172.0	156.7	116.6	62.3	37.9	1,648
1987	44.4	67.8	163.7	148.3	132.3	209.4	225.1	223.7	162.2	111.5	69.3	46.1	1,604
1988	53.2	73.1	147.7	121.2	188.3	224.6	202.9	134.7	139.8	119.0	63.2	44.7	1,512
1989	66.3	67.7	83.9	164.1	222.9	266.2	246.0	179.8	158.9	105.9	60.4	41.9	1,664
1990	36.6	65.2	100.0	131.4	245.5	217.8	235.2	141.0	157.7	98.2	51.9	31.5	1,512
1991	48.9	79.0	150.8	167.3	175.9	196.3	211.2	208.4	129.2	98.9	48.8	33.4	1,548
1992	37.1	72.6	131.1	101.2	147.2	231.6	241.5	179.6	136.1	92.6	44.2	36.8	1,452
1993	37.6	71.0	153.3	123.5	222.6	200.0	235.7	198.0	150.0	101.1	44.0	38.4	1,575
1994	38.7	49.7	94.1	153.3	105.9	226.6	231.5	142.3	131.5	98.9	49.6	47.6	1,370
1995	51.4	82.5	156.9	112.2	189.3	268.2	224.9	191.4	196.6	119.6	58.5	50.5	1,702
1996	57.8	81.7	102.6	121.1	169.4	283.4	224.4	133.4	189.8	117.0	54.4	30.9	1,566
1997	30.1	65.8	83.4	156.4	166.5	185.5	172.8	278.0	126.2	214.3	40.9	50.8	1,571
Av. 1986-97	45.2	71.2	125.4	136.7	182.9	231.7	221.4	181.9	152.9	116.1	54.0	40.9	1,560
	1.9	2.6	3.7	5.8	9.6	11.9	9.5	7.3	6.8	5.1	2.8	1.6	69
Av. 1966-85	48.3	66.0	94.0	147.3	243.8	302.3	241.3	185.4	172.7	129.5	71.1	40.6	1,742
Av. 1966-97	47.1	68.0	105.8	143.4	221.0	275.8	233.8	184.1	165.3	124.5	64.7	40.7	1,674

Source : ref. 4 and Mean Monthly Data at Forest Institute, Peshawar

表 3.3.8 スワット川流域の利水現況及び将来予測

(Unit : m<sup>3</sup>/sec)

Irrigation Scheme		Canal Capacity	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
Nipkikhel	Present	2.403	1.330	1.358	1.585	2.179	2.406	2.406	2.406	2.179	2.264	1.924	1.557	1.472
	Future	4.245	2.349	2.406	2.802	3.849	4.245	4.245	4.245	3.849	3.990	3.396	2.745	2.604
	Add.	1.842	1.019	1.047	1.217	1.670	1.840	1.840	1.840	1.670	1.726	1.472	1.189	1.132
Fatehpur	Present	0.425	0.226	0.255	0.283	0.396	0.425	0.425	0.425	0.396	0.396	0.340	0.283	0.255
	Future	0.934	0.509	0.566	0.623	0.877	0.934	0.934	0.934	0.877	0.877	0.736	0.623	0.566
	Add.	0.509	0.283	0.311	0.340	0.481	0.509	0.509	0.509	0.481	0.481	0.396	0.340	0.311
Badwan Kharif	Present	0.566	0.311	0.311	0.368	0.509	0.566	0.566	0.566	0.509	0.538	0.453	0.368	0.340
	Future	0.566	0.311	0.311	0.368	0.509	0.566	0.566	0.566	0.509	0.538	0.453	0.368	0.340
	Add.	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Darora Jaghabanj	Present	0.255	0.000	0.000	0.000	0.226	0.255	0.255	0.255	0.226	0.226	0.000	0.000	0.000
	Future	0.849	0.000	0.000	0.000	0.764	0.849	0.849	0.849	0.764	0.792	0.000	0.000	0.000
	Add.	0.594	0.000	0.000	0.000	0.538	0.594	0.594	0.594	0.538	0.566	0.000	0.000	0.000
Ganidigar	Present	2.264	1.245	1.245	1.472	2.038	2.264	2.264	2.264	2.038	2.151	1.811	1.472	1.358
	Future	2.264	1.245	1.245	1.472	2.038	2.264	2.264	2.264	2.038	2.151	1.811	1.472	1.358
	Add.	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Balambat	Present	1.443	0.283	0.821	0.962	1.302	1.443	1.443	1.443	1.302	1.358	1.160	0.934	0.877
	Future	3.113	0.623	1.783	2.066	2.802	3.113	3.113	3.113	2.802	2.943	2.490	2.009	1.896
	Add.	1.670	0.340	0.962	1.104	1.500	1.670	1.670	1.670	1.500	1.585	1.330	1.075	1.019
Gopalam	Present	4.273	0.000	0.000	0.000	3.877	4.273	4.273	4.273	3.877	4.019	0.000	0.000	0.000
	Future	6.792	0.000	0.000	0.000	6.169	6.792	6.792	6.792	6.169	6.396	0.000	0.000	0.000
	Add.	2.519	0.000	0.000	0.000	2.292	2.519	2.519	2.519	2.292	2.377	0.000	0.000	0.000
Others (upper Swat)	Present	-	5.660	5.660	5.660	5.660	5.660	5.660	5.660	5.660	5.660	5.660	5.660	5.660
	Future	-	5.660	5.660	5.660	5.660	5.660	5.660	5.660	5.660	5.660	5.660	5.660	5.660
	Add.	-	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Upper Swat Canal	Present	50.940	21.168	26.376	35.403	50.940	50.940	50.940	47.629	50.940	50.940	50.940	29.517	21.593
	Future	92.994	21.168	26.376	35.403	68.939	84.334	92.994	47.629	51.365	85.353	59.741	29.517	21.593
	Add.	42.054	0.000	0.000	0.000	17.999	33.394	42.054	0.000	0.425	34.413	8.801	0.000	0.000

表 3.3.9 ムンダダムサイトでの推定月間流量(現況)

	Units: m <sup>3</sup> /sec												Average
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
1956	28.0	38.1	51.8	284.4	623.1	557.4	680.3	372.1	129.5	38.8	15.8	21.8	236.8
1957	21.7	22.2	43.7	131.8	236.8	546.8	760.7	468.1	156.6	104.0	88.3	62.4	220.3
1958	16.9	13.2	47.3	351.8	405.4	652.2	1052.5	528.5	306.8	87.4	24.5	32.4	293.2
1959	18.1	16.0	48.3	344.6	509.1	705.7	919.5	542.5	283.2	116.5	66.8	56.6	302.2
1960	41.7	44.7	105.2	193.4	427.6	729.9	1132.5	565.7	217.7	55.1	29.8	28.5	297.7
1961	27.3	24.1	52.8	226.7	360.2	557.0	601.3	362.1	211.7	67.4	28.9	16.3	211.3
1962	19.1	17.8	36.7	148.0	191.3	384.2	467.9	288.0	95.2	33.8	23.7	18.5	143.7
1963	13.9	11.0	96.5	269.0	356.1	609.3	542.5	321.7	109.8	37.7	33.6	25.7	202.2
1964	32.2	38.3	91.2	254.1	321.9	519.9	691.3	416.5	157.0	52.5	18.8	34.5	219.0
1965	31.4	67.0	89.7	420.2	460.9	811.5	758.3	391.2	137.3	60.2	41.9	24.8	274.5
1966	20.3	30.3	122.8	362.3	341.1	682.9	534.8	383.6	159.9	52.5	27.6	13.5	227.6
1967	14.8	42.9	89.0	248.7	274.6	650.6	757.6	384.7	138.4	40.7	19.8	28.5	224.2
1968	24.3	25.4	80.6	243.0	314.6	672.1	713.0	420.5	96.2	39.0	33.7	46.5	225.8
1969	34.5	55.8	183.3	304.5	349.8	659.9	852.1	548.6	131.0	78.7	56.0	28.6	273.6
1970	28.1	22.9	65.2	215.1	361.6	539.2	422.8	366.3	222.5	71.5	28.9	17.1	196.8
1971	32.4	15.2	32.9	223.5	406.2	542.2	408.9	326.8	84.1	28.9	19.2	15.0	178.0
1972	17.1	34.5	118.4	253.3	404.6	757.0	655.0	390.3	162.3	55.2	47.7	35.7	244.3
1973	33.1	53.2	126.3	310.3	469.4	728.6	635.2	491.2	185.9	53.6	21.5	20.3	260.7
1974	23.6	31.6	86.7	230.8	267.9	447.6	482.2	286.9	77.7	39.7	16.7	18.2	167.5
1975	14.6	23.3	91.1	325.0	541.2	647.7	603.4	528.9	166.4	59.7	39.1	38.6	256.6
1976	44.7	60.8	100.8	368.1	447.4	568.8	682.2	403.5	145.1	62.7	31.8	22.0	244.8
1977	36.5	28.1	42.1	236.6	301.8	506.1	541.3	288.8	85.8	42.7	31.0	21.5	180.2
1978	20.8	22.5	147.6	278.0	417.3	610.5	614.6	340.8	73.9	34.9	40.1	16.1	218.1
1979	16.5	29.9	73.4	309.2	277.4	543.0	633.7	301.1	103.5	29.4	27.5	21.5	197.2
1980	26.2	42.9	164.6	324.7	405.6	603.0	483.1	262.7	86.0	38.0	36.2	24.7	208.1
1981	23.1	35.9	145.0	474.4	572.9	490.9	577.5	286.5	74.0	32.6	24.1	10.7	229.0
1982	17.1	16.9	64.1	194.7	261.2	289.0	298.1	292.6	38.0	29.7	65.6	37.4	133.7
1983	39.9	44.1	143.4	258.0	340.0	437.5	445.5	386.6	153.2	54.8	40.6	38.0	198.5
1984	39.9	37.7	69.3	188.4	360.0	741.9	450.7	378.0	146.0	40.9	44.2	36.1	211.1
1985	29.1	27.2	43.8	145.3	238.8	380.4	462.9	293.7	74.6	37.3	11.4	14.8	146.6
1986	19.9	44.1	120.8	297.3	317.0	444.8	641.2	383.3	70.9	38.9	21.3	29.2	202.4
1987	9.7	24.5	172.9	307.5	363.6	527.0	617.3	382.2	151.9	116.0	68.0	40.0	231.7
1988	26.8	38.2	164.1	359.9	528.7	575.8	654.7	332.3	98.5	43.6	19.2	20.0	238.5
1989	40.0	24.9	55.8	145.2	339.0	586.2	503.6	329.3	113.9	53.8	50.3	67.0	192.4
1990	44.3	84.3	248.8	442.3	677.3	574.0	545.1	355.5	176.0	80.6	73.6	64.4	280.5
1991	91.8	178.2	314.3	608.6	435.6	794.3	820.0	483.2	219.0	79.3	45.5	35.7	342.1
1992	25.1	35.1	136.4	311.6	449.3	700.5	680.2	404.4	145.1	49.5	32.2	21.5	249.3
1993	20.8	21.5	104.0	328.7	405.9	589.1	589.5	372.4	144.8	50.3	39.7	61.5	227.4
1994	43.6	59.5	130.9	314.9	463.8	705.0	829.0	504.8	167.9	78.5	70.9	63.4	286.0
1995	48.6	54.1	248.8	429.2	358.7	609.4	843.5	489.3	111.0	66.8	41.4	34.7	277.9
1996	21.7	39.0	111.7	264.0	374.9	529.5	632.1	432.0	116.5	50.5	35.5	35.1	220.2
1997	27.3	44.0	117.9	288.3	387.0	561.2	634.2	418.7	134.7	NA	NA	NA	NA
Average	28.7	38.6	109.1	290.8	389.2	589.8	639.3	393.0	139.5	55.7	37.4	31.7	228.6

表 3.3.10 ムンダダムサイトでの推定月間流量(将来予測)

	Units: m <sup>3</sup> /sec												Average
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
1956	26.2	27.2	53.6	247.6	575.7	500.6	663.6	351.4	81.8	34.9	14.7	23.4	216.7
1957	25.5	23.0	36.8	92.6	188.0	492.0	749.1	453.9	108.8	75.0	94.3	73.7	201.0
1958	23.9	17.9	44.1	318.3	357.5	597.8	1039.9	504.2	258.1	63.0	30.0	35.8	274.2
1959	27.0	18.9	45.6	308.2	461.7	651.8	912.0	526.9	230.2	93.0	67.5	69.3	284.3
1960	53.7	55.2	103.4	153.2	381.1	675.5	1120.9	555.2	170.4	42.9	27.7	32.9	281.0
1961	29.3	23.9	44.1	186.1	313.2	505.0	591.5	351.1	171.1	52.2	35.4	27.1	194.2
1962	22.4	15.6	31.7	114.5	146.2	331.3	459.0	277.4	49.3	28.5	25.4	25.6	127.2
1963	16.3	15.0	97.6	237.5	307.5	558.3	536.6	308.9	65.8	32.6	38.4	19.8	186.2
1964	30.0	31.3	78.5	207.2	263.6	454.2	669.2	390.5	98.4	31.2	19.0	33.6	192.2
1965	29.3	60.0	77.0	373.3	402.6	745.9	736.2	365.2	78.8	34.2	35.4	23.9	246.8
1966	20.2	34.0	119.8	321.5	296.3	632.0	524.9	372.1	113.5	33.2	30.0	19.6	209.8
1967	18.0	41.3	84.4	217.6	236.4	605.8	758.4	363.6	97.8	22.7	26.4	37.1	209.1
1968	31.9	24.3	76.9	208.0	268.7	619.2	703.0	398.9	48.0	29.7	32.7	50.0	207.6
1969	32.4	48.8	170.7	257.6	291.6	594.2	830.0	522.6	72.4	46.2	49.5	27.7	245.3
1970	26.0	15.9	52.6	168.2	303.3	473.6	400.6	340.3	164.0	39.0	22.4	16.2	168.5
1971	17.3	15.5	31.1	195.3	361.5	485.5	394.7	308.6	32.2	23.7	18.0	14.0	158.1
1972	15.0	27.5	105.7	206.4	346.4	691.3	632.9	364.3	104.3	28.8	41.3	34.8	216.5
1973	37.5	52.1	123.0	281.1	423.4	673.7	622.7	477.2	134.8	34.1	17.6	21.6	241.6
1974	21.4	24.6	74.0	183.9	209.6	382.0	460.1	260.9	29.8	25.9	18.2	17.3	142.3
1975	12.5	16.3	78.5	278.1	483.0	582.1	581.2	502.9	107.9	27.2	32.6	37.7	228.3
1976	42.6	53.8	88.2	321.2	389.2	503.2	660.1	377.5	86.5	30.2	25.3	21.1	216.6
1977	38.5	25.7	44.2	205.4	252.4	451.1	525.9	267.4	40.2	27.2	38.7	30.0	162.2
1978	28.3	18.6	143.8	250.2	375.5	559.9	601.1	319.9	26.1	24.2	45.5	26.7	201.7
1979	22.9	25.6	70.4	278.2	234.2	490.6	626.8	290.1	55.7	21.9	27.8	22.0	180.5
1980	27.4	40.0	158.4	292.1	361.7	549.9	475.6	251.8	41.9	21.5	43.4	33.0	191.4
1981	29.7	38.9	140.6	438.0	527.1	438.1	568.8	273.4	28.6	23.0	24.0	12.0	211.8
1982	18.8	14.6	57.6	162.7	215.9	234.8	289.1	281.8	17.1	18.9	71.3	48.1	119.2
1983	37.8	37.2	130.7	211.0	281.8	371.8	423.4	360.6	94.7	28.3	34.1	37.1	170.7
1984	37.8	30.7	56.7	141.4	301.7	676.3	428.6	352.0	87.5	23.8	37.8	35.2	184.1
1985	37.0	23.0	34.3	113.5	193.2	327.2	452.0	281.2	33.8	29.0	16.0	23.0	130.3
1986	28.3	37.2	118.9	256.0	272.2	389.5	632.3	370.3	32.1	31.7	22.2	35.2	185.5
1987	15.0	17.5	160.2	260.5	305.4	461.3	595.1	356.2	93.4	83.5	61.6	39.1	204.1
1988	24.7	31.2	151.4	312.9	470.4	510.2	632.6	306.3	40.0	27.9	19.2	19.1	212.2
1989	37.8	17.9	43.2	98.3	280.8	520.6	481.5	303.3	55.3	21.3	43.8	66.1	164.2
1990	42.2	77.3	236.2	395.4	619.1	508.4	523.0	329.5	117.5	48.1	67.1	63.4	252.3
1991	89.7	171.2	301.7	561.7	377.4	728.6	797.9	457.2	160.4	46.7	39.0	34.8	313.9
1992	22.9	28.1	123.8	264.7	391.1	634.9	658.1	378.4	86.6	24.9	25.8	20.6	221.7
1993	18.6	14.5	91.3	281.8	347.6	523.4	567.4	346.4	86.3	29.6	33.2	60.6	200.1
1994	41.4	52.5	118.3	268.0	405.5	639.3	806.8	478.8	109.4	46.0	64.4	62.5	257.7
1995	46.5	47.1	236.1	382.3	300.5	543.7	821.3	463.3	52.5	34.3	35.0	33.8	249.7
1996	19.5	32.0	99.0	217.1	316.7	463.9	610.0	406.0	58.0	29.6	29.1	34.2	192.9
1997	25.2	37.0	105.3	241.4	328.7	495.6	612.0	392.7	76.2	NA	NA	NA	NA
Average	29.7	34.8	100.9	250.2	337.3	530.3	623.2	372.4	88.0	35.8	36.1	34.1	206.2

表3.3.11 年間流量及び浮遊土砂量記録 (1/2)

River Station	Year	Water Yield			Suspended sediment			Sed/Dis Ratio		Observed Conc.	
		Total Flow 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	Max. Flow m <sup>3</sup> /s	Min. Flow m <sup>3</sup> /s	Million Tons	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup> /km <sup>2</sup>	By Wt kg/m <sup>3</sup>	By Vel mm %	Max PPM	Min PPM
Swat near Kalam C.A = 2,020 km <sup>2</sup>	1961	2,903	314	10	0.31	344	170.48	0.11	0.1186	210	12
	1962	2,202	405	14	0.19	209	103.50	0.09	0.0950	607	6
	1963	2,681	473	11	0.25	283	140.04	0.09	0.1055	2,020	10
	1964	2,841	521	12	0.31	344	170.48	0.11	0.1212	299	19
	1965	3,186	464	10	0.39	431	213.10	0.12	0.1351	320	10
	1966	2,780	425	12	0.22	246	121.77	0.08	0.0885	198	10
	1967	2,927	422	8	0.27	308	152.21	0.09	0.1050	134	10
	1968	2,755	439	12	0.22	246	121.77	0.08	0.0893	204	7
	1969	3,321	456	12	0.32	258	127.86	0.10	0.0778	245	10
	1970	2,669	371	12	0.20	221	109.59	0.07	0.0829	315	9
	1971	2,472	351	12	0.18	197	97.42	0.07	0.0796	188	10
	1972	3,050	473	10	0.19	209	103.50	0.06	0.0685	112	21
	1973	3,235	388	10	0.23	246	121.77	0.07	0.0760	137	10
	1974	2,312	337	12	0.12	135	66.97	0.05	0.0585	1,180	3
	1975	3,100	464	11	0.25	283	140.04	0.08	0.0913	92	6
	1976	2,903	393	13	0.22	241	119.33	0.07	0.0831	363	3
	1977	2,399	342	12	0.15	171	84.63	0.06	0.0713	322	3
	1978	2,632	597	18	0.55	606	300.16	0.21	0.2304	3,430	13
	1979	2,645	470	10	0.23	256	126.64	0.09	0.0967	204	6
	1980	2,522	393	11	0.31	346	171.09	0.12	0.1371	477	5
1981	2,792	408	14	0.40	448	221.62	0.14	0.1604	176	7	
1982	1,894	233	12	0.15	164	80.98	0.08	0.0864	211	7	
1983	2,411	368	12	0.27	280	138.82	0.11	0.1163	191	6	
1984	2,804	413	12	0.40	412	203.96	0.14	0.1469	2,580	18	
1985	2,312	308	12	0.23	237	117.51	0.10	0.1027	265	15	
1986	2,706	430	11	0.40	411	203.36	0.15	0.1518	297	17	
1987	2,940	342	14	0.41	416	205.79	0.14	0.1414	345	14	
1988	2,964	376	14	0.42	426	210.66	0.14	0.1436	1,310	18	
1989	2,546	328	12	0.40	410	202.75	0.16	0.1609	590	16	
1990	3,001	422	13	0.40	413	204.57	0.13	0.1377	332	13	
Mean		2,743			0.29	308	152.21	0.10	0.1121		
Swat at Chakdara. C.A = 5,776 km <sup>2</sup>	1961	5,412	744	32	1.36	1,624	281.11	0.25	0.3000	872	5
	1962	3,998	942	29	0.91	1,082	187.41	0.23	0.2708	647	6
	1963	5,240	608	20	1.31	1,562	270.46	0.25	0.2981	1,210	14
	1964	5,264	945	31	1.37	1,636	283.24	0.26	0.3107	1,280	5
	1965	6,531	809	29	1.03	1,242	215.09	0.16	0.1902	1,430	2
	1966	5,953	1,002	29	1.00	1,193	206.57	0.17	0.2004	1,560	5
	1967	5,843	900	26	1.06	1,267	219.35	0.18	0.2168	355	6
	1968	6,076	925	30	0.83	984	170.37	0.14	0.1619	1,700	4
	1969	6,556	985	34	0.97	1,169	202.31	0.15	0.1782	994	11
	1970	4,846	674	29	0.63	750	129.91	0.13	0.1548	7,130	13
	1971	4,600	572	23	0.62	738	127.78	0.13	0.1604	173	10
	1972	5,904	818	26	0.51	603	104.35	0.09	0.1021	135	32
	1973	6,470	611	34	1.25	1,501	259.81	0.19	0.2319	3,750	10
	1974	4,219	583	30	0.27	320	55.37	0.06	0.0758	216	7
	1975	6,224	906	26	1.35	1,624	281.11	0.22	0.2609	2,400	7
	1976	5,855	685	31	0.80	962	166.54	0.14	0.1643	959	3
	1977	4,895	1,208	31	1.26	1,513	261.94	0.26	0.3090	8,400	5
	1978	5,793	942	33	1.96	2,349	406.76	0.34	0.4055	1,380	19
	1979	5,092	611	29	0.79	945	163.55	0.15	0.1855	157	3
	1980	5,437	1,282	31	1.55	1,857	321.57	0.29	0.3416	5,990	26
1981	5,646	897	29	0.83	999	172.92	0.15	0.1769	472	7	
1982	3,838	642	28	0.36	435	75.39	0.09	0.1135	242	8	
1983	5,031	883	36	0.25	48	8.31	0.05	0.0095	91	6	
1984	5,105	951	32	0.92	1,097	189.96	0.18	0.2149	1,800	31	
1985	5,781	1,330	24	0.76	909	157.38	0.13	0.1572	1,080	23	
1986	5,055	659	27	1.09	1,216	210.62	0.22	0.2406	1,190	31	
1987	5,486	679	20	1.03	1,156	200.18	0.19	0.2108	1,220	10	
1988	5,646	1,602	28	5.47	6,113	1,058.42	0.97	1.0828	1,270	14	
1989	4,809	744	32	1.56	1,747	302.40	0.32	0.3632	1,920	11	
1990	6,519	778	39	2.88	3,223	557.96	0.44	0.4943	605	19	
Mean		5,375				1,402	242.78	0.00	0.2609		



表3.3.11 年間流量及び浮遊土砂量記録 (2/2)

River Station	Year	Water Yield			Suspended sediment			Sed/Dis Ratio		Observed Conc.	
		Total Flow 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	Max. Flow m <sup>3</sup> /s	Min. Flow m <sup>3</sup> /s	Million Tons	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup> /km <sup>2</sup>	By Wt kg/m <sup>3</sup>	By Vel mm %	Max PPM	Min PPM
Kabul at Nowshera. C.A = 88,578 km <sup>2</sup>	1961	28,659	3,141	136	29.03	30,627	345.76	1.01	1.0687	1,770	72
	1962	20,664	3,255	142	17.24	18,204	205.51	0.83	0.8810	2,110	31
	1963	27,306	4,075	140	26.67	28,167	317.99	0.98	1.0315	2,540	9
	1964	27,429	3,849	170	26.76	28,290	319.38	0.98	1.0314	9,100	42
	1965	39,360	6,311	179	51.89	54,735	617.93	1.32	1.3906	5,230	42
	1966	33,210	4,585	179	34.84	36,777	415.19	1.05	1.1074	3,880	34
	1967	31,980	5,037	163	32.75	34,563	390.20	1.02	1.0808	3,740	26
	1968	34,932	4,047	187	53.16	56,088	633.20	1.52	1.6056	3,820	28
	1969	30,258	3,028	181	35.47	37,392	422.14	1.17	1.2358	6,030	44
	1970	20,787	1,981	126	15.15	15,990	180.52	0.73	0.7692	2,210	55
	1971	19,065	2,323	145	14.33	15,129	170.80	0.75	0.7935	6,220	36
	1972	29,274	3,934	132	40.55	42,804	483.24	1.39	1.4622	6,600	70
	1973	35,178	3,622	190	56.70	59,778	674.86	1.61	1.6993	4,380	51
	1974	19,311	2,541	112	25.58	26,937	304.10	1.32	1.3949	4,570	6
	1975	27,675	4,839	118	39.19	41,328	466.57	1.42	1.4933	3,150	33
	1976	25,953	577	199	36.74	38,745	437.41	1.42	1.4929	3,790	19
	1977	22,878	2,972	197	27.13	28,659	323.55	1.19	1.2527	3,970	81
	1978	29,520	4,754	156	47.54	50,184	566.55	1.61	1.7000	7,520	25
	1979	27,306	2,972	136	23.50	24,846	280.50	0.86	0.9099	6,200	26
	1980	24,969	2,972	134	55.97	59,040	666.53	2.24	2.3645	15,000	35
1981	26,445	3,339	173	64.59	68,142	769.29	2.44	2.5767	5,980	33	
1982	17,466	2,216	98	29.12	30,750	347.15	1.67	1.7606	6,220	7	
1983	27,675	2,915	198	50.08	50,307	567.94	1.81	1.8178	3,880	21	
1984	26,076	3,226	159	60.51	60,885	687.36	2.32	2.3349	6,950	80	
1985	17,466	2,858	99	19.78	19,926	224.95	1.13	1.1408	3,830	67	
1986	25,707	3,056	154	33.66	33,825	381.87	1.31	1.3158	4,620	83	
1987	24,969	2,649	169	26.04	26,199	295.77	1.04	1.0493	3,880	78	
1988	26,691	3,453	174	66.23	66,543	751.24	2.48	2.4931	9,050	76	
1989	21,279	2,473	121	21.59	21,771	245.78	1.01	1.0231	5,610	81	
1990	27,183	3,311	190	35.20	35,424	399.92	1.29	1.3032	4,910	47	
Mean		26,691			36.56	38,130	430.47	1.37	1.4286		
Kabul at Warsak C.A = 67,340 km <sup>2</sup>	1961	22,386	2,377	87	9.80	10,332	153.43	0.44	0.4615	2,900	19
	1962	15,498	1,916	103	3.54	3,727	55.34	0.23	0.2405	743	10
	1963	20,787	3,028	91	16.06	16,974	252.06	0.77	0.8166	2,240	9
	1964	19,926	2,567	122	13.25	14,022	208.23	0.66	0.7037	19,200	13
	1965	29,274	4,273	125	39.83	42,066	624.68	1.36	1.4370	3,070	19
	1966	23,616	3,283	172	18.23	19,188	284.94	0.77	0.8125	2,350	24
	1967	22,386	3,679	152	16.69	17,589	261.20	0.75	0.7857	2,090	7
	1968	24,969	3,028	186	21.77	23,001	341.57	0.87	0.9212	6,910	9
	1969	21,033	2,270	171	12.70	13,407	199.09	0.60	0.6374	13,000	33
	1970	16,482	1,562	139	5.90	6,273	93.15	0.36	0.3806	10,600	33
Mean		21,648			15.79	16,605	246.58	0.73	0.7670		

表4.2.1 電力料金表 (1999年4月1日実施)

Tariff Category/ Particulars	Fixed Charge (Rs/kW/Mon)	Energy Charge (Pa/kWh)	F.A.S. (Pa/kWh)	Additional Surcharge (Pa/kWh)
<b>GENERAL SUPPLY TARIFF (A-1)</b>				
Up to 50 units		54	7	73
<b>For Consumption above 50 units</b>				
For First 100 units		68	7	89
For Next 200 units (101-300)		77	15	180
For Next 700 units (301-1000)		110	75	288
For Next 3000 units (1001-4000)		147	75	385
Above 4000 units		147	75	436
Flat Rate for FATA (Rs. Per Consumer/Mon.)	90			537
<b>Minimum Monthly Charges:</b>				
	a) for Single-phase Consumer: Rs 45/-			
	b) for Three-phase Cons.: Rs 100/- plus Rs 25/kW for load in excess of 10kW			
<b>GENERAL SUPPLY TARIFF (A-2)</b>				
For First 100 units		217	75	346
Above 100 units		241	75	356
<b>Minimum Monthly Charges:</b>				
	a) for Single-phase Consumer: Rs 150/-			
	b) for Three-phase Cons.: Rs 300/- plus Rs 30/kW for load in excess of 10kW			
<b>INDUSTRIAL SUPPLY TARIFFS</b>				
B1 Up to 40 kW		119	75	246
There shall be minimum charge of Rs. 70/kW for first 20kW & Rs.90/kW for load 20-40kW				
B2 41-500 kW	200	68	75	220
B2 TOD (Off-peak)	200	58	75	205
B2 TOD (Peak)	200	136	75	276
B3 Up to 5000 kW (Normal)	290	67	75	144
B3 TOD (Off-peak)	290	53	75	103
B3 TOD (Peak)	290	135	75	169
B4 For All Loads (Normal)	280	62	75	133
B4 TOD (Off-peak)	280	49	75	96
B4 TOD (Peak)	280	125	75	167
<b>Bulk SUPPLY TARIFF</b>				
C-1(a) 400 volts (Licensees/ Non-Licensees)		83	75	252
C-1(b) 400 volts (Other Consumers)	220	68	75	251
C-2(a) 11/33 kV (Licensees/ Non-Licensees)		69	75	238
For Government of A J&K		69	75	165
C-2(b) POF WAH		95	75	274
C-2(c) 11/33 kV (Other Consumers)	216	65	75	248
C-3 66/132/220 kV	214	63	75	224
<b>TEMPORARY/ COGEN/ P.LIGHT TARIFFS</b>				
E-1-(i) Domestic Supply		170	75	299
E-1-(ii) Commercial Supply		319	75	446
E-2-(i) Industrial Supply		174	75	303
E-2-(ii)a Bulk Supply to Licensee/Non-Licensee (400 V)		135	75	315
E-2-(ii)b Bulk Supply to Licensee/Non-Licensee (11 kV)		123	75	303
E-2-(iii) Bulk Supply to Other Consumers		144	75	323
G-1-(i) Public Lighting of Provincial Govts		Unit Charge as per Tariff A-1		
G-1-(ii) Public Lighting Other Than G-1-(i)		152	75	449
H-1 Residential Colonies of Industries		104	75	302
H-2 Residential Colonies of Industries		105	75	304
I Railway Traction		61	75	250
J-1 Co-Generation Tariff (sale by WAPDA)		133	75	270
J-2(a) Cogen. Tariff (Purchase by WAPDA) Dec-July		103		
J-2(b) Cogen. Tariff (Purchase by WAPDA) Aug-Nov		78		
<b>AGRICULTURAL TARIFF (D)</b>				
1 Scarp		85	75	213
2-(i) Punjab and Sindh	82	49	75	140
2-(ii) NWFP and Baluchistan	72	34	75	115
<b>FLAT RATE TARIFF (D-1)</b>				
	<b>Fixed Charges Rs/HP/Month</b>			<b>Addl. Surcharge Rs/HP/Month</b>
1) Punjab and Sindh	147			373
2) NWFP & Baluchistan and Distts. of Mianwali, Bahawalpur & Tharparkar	122			316

Note: "Surcharge" at a rate of 10.4% is also leviable on "Supply Charges" which include Fixed Charges, Energy Charge, F.A.S. and Low Power Factor Penalty.

表4.3.1 全国電力統計一覽 (WAPDA + KESC)

Fiscal Year Ending 30th June	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Installed Capacity (MW) excl. KANUPP															
Hydel	2547	2897	2897	2897	2897	2897	2897	2897	3329	3761	4725	4825	4825	4825	4825
Thermal	2335	2580	3190	3560	3760	4160	4830	5879	5902	6129	6694	7506	8026	6645	6855
Total	4882	5477	6087	6457	6657	7057	7727	8776	9231	9890	11419	12331	12851	11470	11680
Addition during the year (MW)															
Hydel		595	610	370	200	400	670	1049	464	668	1529	912	520	-1381	210
Thermal	12822	12245	13804	15251	16689	16974	16925	18298	18647	21111	19436	22858	23206	20858	22060
Private (RUBCO+KAPCO+KEL)	8749	10386	11362	12960	16173	17613	20456	22388	26375	27052	31241	31820	34741	28420	24457
Total	21571	22631	25166	28211	32862	34587	37381	40686	45022	48163	50677	54678	58108	60018	60577
Maximum Demand (MW) (Undiversified)**	4027	4588	4805	5270	5996	6500	6803	7310	7805	8850	9439	9697	9791	10081	10554
Maximum Demand (MW) (Diversified)***	3948	4498	4711	5167	5878	6373	6670	7167	7652	8686	9303	9507	9599	9883	10347
Energy Sales (GWh)*	15740	16934	19076	21684	25144	26715	28931	31513	34296	36635	37867	40456	42648	44078	45807
No. of Consumers	4881316	5225446	5642209	6102422	6658910	7345623	7857377	8551432	8845100	8291984	9843565	10367886	10768265	11205948	11651822

\* Export by KESC to WAPDA excluded & included Import from KESC  
 \*\* Addition of Computed Demand of WAPDA & KESC  
 \*\*\* Undiversified Demand has been divided by 1.02 factor

Source: WAPDA Power Systems Statistics

表4.3.2 電力統計一覽 (WAPDA)

Fiscal Year Ending 30th June	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Installed Capacity (MW)															
Hydel	2547	2897	2897	2897	2897	2897	2897	2897	3329	3761	4725	4825	4825	4825	4825
Thermal	1407	1442	2052	2452	2652	3052	3512	4156	4164	4391	4956	5768	6238	5120	5120
Private (Thermal)														3044	3771
Total	3954	4339	4949	5349	5549	5949	6409	7053	7493	8152	9681	10593	11113	12989	15716
Addition during the year (MW)															
Hydel	12822	12245	13804	15251	16689	16974	16925	18298	18647	21111	19436	22858	22306	20858	14868
Thermal	5230	6532	7251	8379	10762	11924	14502	16137	19419	19680	22960	23268	25653	19184	17619
Private (HUBCO+KAPCO+KEL)													161	10740	13580
Total	18052	18777	21055	23630	27451	28898	31427	34435	38066	40791	42396	46126	49020	50782	57259
Maximum Demand (MW)	3295	3791	3933	4325	5031	5440	5680	6090	6532	7522	8067	8252	8278	8552	8825
Energy Sales (GWh)	12762	13756	15504	17745	20702	21982	24121	26585	29267	31272	32131	35032	36925	38529	39422
No. of Consumers	4231550	4523995	4877057	5278686	5779623	6419167	6870679	7260721	7736241	8175750	8592042	9067284	9481731	9868612	10217072
Villages Electrified	17564	19269	21846	25251	27691	29992	33088	37125	40784	45644	50927	57170	62127	64568	65951
Length of Transmission lines (km) 500, 220, 132 & 66 KV	22980	23676	25613	27193	27998	28331	29251	30633	31084	31619	33074	38531	40307	41125	41652
No. of Grid Stations in Service 500, 220, 132 & 66 KV	231	252	274	292	300	316	329	346	355	365	377	388	393	598	601
Transformation Capacity (MVA)	11233	11835	12653	16431	17305	19011	20101	21528	23212	25783	26639	27048	31761	32795	33675
Average Sales Price (Paisa/kWh) (S.O.P)	53.16	52.92	57.57	55.41	59.93	67.86	75.02	82.17	87.25	86.94	84.30	84.28	86.42	90.17	95.39
Average Sale Price incl: FAS+Addl. Surchage (Paisa/kWh)	64.36	65.36	75.85	70.92	84.22	96.26	107.83	116.51	126.81	126.15	140.76	162.58	208.70	232.99	271.5
T&D Losses (%)	27.09	24.59	24.45	23.19	22.93	22.22	21.27	20.30	20.68	21.03	21.59	21.45	21.51	21.72	23.97
Auxiliary (%)	2.22	2.15	1.91	1.72	1.65	1.71	1.98	2.49	2.44	2.31	2.62	2.60	2.92	2.41	2.01
System Losses (%) incl: consumption in auxiliary	29.31	26.74	26.36	24.91	24.58	23.93	23.25	22.79	23.12	23.34	24.21	24.05	24.43	24.13	25.98

\* REPCO 9 MW Retired

\*\* Hyderabad 43 MW Retired

Source: WAPDA Power Systems Statistics

表4.3.3 電力統計一覽 (KESC)

Fiscal Year Ending 30th June	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Installed Capacity (MW) incl. KANUPP	928	1138	1138	1108	1108	1108	1318	1723	1738	1738	1738	1738	1738	1525	1735
Addition during the year (MW)		210	0	-30	0	0	210	405	15	0	0	0	0	-213	210
Energy Generation (GWh)	3556	4528	4582	4772	5527	5721	6218	6292	7419	7889	8632	8760	9386	9327	7318
Maximum Demand (MW) (Undiversified)	732	797	872	945	965	1060	1123	1220	1273	1338	1422	1445	1513	1529	1729
Energy Sales (GWh)	3015	3852	4043	4130	4558	4765	5074	4969	5492	5880	6087	5632	6021	5640	6385
No. of Consumers	649766	701451	765152	823736	879287	926456	986698	1090711	1108859	116234	1251323	1300602	1286534	1337336	1434750
Average Sale Price	96.70	94.24	94.18	93.22	105.24	113.50	125.14	144.44	156.38	165.59	190.21	220.67	205.67	280.09	342.15
System Losses (%) incl:consumption in auxiliary	24.76	22.23	21.87	23.59	23.48	24.23	25.62	21.03	25.97	25.47	29.48	35.71	35.85	39.53	41.09

- \* Includes purchase from KANUPP, Pak Steel & WAPDA 595 GWh
- \*\* Includes purchase from KANUPP, Pak Steel & WAPDA 1462 GWh
- \*\* Includes purchase from KANUPP, Pak Steel & WAPDA 1929 GWh
- \*\* Includes purchase from KANUPP, Pak Steel & WAPDA 1869 GWh
- \*\*\* Retired 213 MW

Source: WAPDA Power Systems Statistics

表 4.3.4 WAPDA の発電電力量、販売電力量、所内消費及び系統損失

Fiscal Year Ending 30 <sup>th</sup> June	Units Generated (GWh)	Consumption in Auxiliaries of Power Stations		Units sent out (GWh) (2-3)	Units sold (GWh) (6)	System Losses		System Losses & Consumption in Auxiliaries	
		Total (GWh) (3)	Percentage (3/2x100) (4)			Total (5-6)	Percentage (7/2x100) (8)	Total (GWh) (5-6)	Percentage (9/2x100) (10)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
1961	987	36	3.65	951	746	205	20.77	241	24.42
1962	1,284	45	3.50	1,239	929	310	24.14	355	27.65
1963	1,680	51	3.04	1,629	1,224	405	24.11	456	27.14
1964	2,111	90	4.26	2,021	1,561	460	21.79	550	26.05
1965	2,465	125	5.07	2,340	1,822	518	21.01	643	26.09
1966	2,909	156	5.36	2,753	2,089	664	22.83	820	28.19
1967	3,016	169	5.60	2,847	2,097	750	24.87	919	30.47
1968	3,648	186	5.10	3,462	2,486	976	26.75	1,162	31.85
1969	4,371	157	3.59	4,214	2,939	1,275	29.17	1,432	32.76
1970	5,162	179	3.47	4,983	3,600	1,383	26.79	1,562	30.26
1971	5,740	219	3.82	5,521	3,966	1,555	27.09	1,774	30.91
1972	6,029	174	2.89	5,855	4,137	1,718	28.50	1,892	31.38
1973	6,836	183	2.68	6,653	4,599	2,054	30.05	2,237	32.72
1974	7,179	218	3.04	6,961	4,742	2,219	30.91	2,437	33.95
1975	8,041	184	2.29	7,857	5,212	2,645	32.89	2,829	35.18
1976	8,276	222	2.68	8,054	5,315	2,739	33.10	2,961	35.78
1977	8,734	258	2.95	8,476	5,452	3,024	34.62	3,282	37.58
1978	10,089	221	2.19	9,868	6,490	3,378	33.48	3,599	35.67
1979	10,609	203	1.91	10,406	6,981	3,425	32.28	3,628	34.19
1980	12,124	272	2.24	11,852	8,160	3,692	30.45	3,964	32.69
1981	13,206	344	2.60	12,862	9,068	3,794	28.73	4,138	31.33
1982	14,768	390	2.64	14,378	10,288	4,090	27.70	4,480	30.34
1983	16,492	399	2.42	16,093	11,587	4,506	27.32	4,905	29.74
1984	18,052	400	2.22	17,652	12,762	4,890	27.09	5,290	29.31
1985	18,777	404	2.15	18,373	13,756	4,617	24.59	5,021	26.74
1986	21,055	402	1.91	20,653	15,504	5,149	24.45	5,551	26.36
1987	23,630	406	1.72	23,224	17,745	5,479	23.19	5,885	24.91
1988	27,451	454	1.65	26,997	20,702	6,295	22.93	6,749	24.58
1989	28,898	495	1.71	28,403	21,982	6,421	22.22	6,916	23.93
1990	31,427	623	1.98	30,804	24,121	6,683	21.27	7,306	23.25
1991	34,435	859	2.49	33,576	26,585	6,991	20.30	7,850	22.79
1992	38,066	928	2.44	37,138	29,267	7,871	20.68	8,799	23.12
1993	40,791	942	2.31	39,849	31,272	8,577	21.03	9,519	23.34
1994	42,396	1,112	2.62	41,284	32,131	9,153	21.59	10,265	24.21
1995	46,126	1,199	2.60	44,927	35,032	9,895	21.45	11,094	24.05
1996	48,895	1,429	2.92	47,430	36,925	10,505	21.51	11,934	24.43
1997	50,782	1,222	2.41	49,560	38,529	11,031	21.72	12,253	24.13
1998	53,259	1,071	2.01	52,188	39,422	12,766	23.97	12,837	25.98

Source: WAPDA Power Systems Statistics

表 4.3.5 KESC の発電電力量、販売電力量、所内消費及び系統損失

Fiscal Year Ending 30 <sup>th</sup> June	Units Generated (GWh)	Consumption in Auxiliaries of Power Stations		Units distributed (GWh) (2-3) +imports	Units sold (GWh)	System Losses		System Losses & Consumption in Auxiliaries	
		Total (GWh)	Percentage (3/2x100)			Total (5-6)-free p.	Percentage (7/2x100)	Total (3+7) (GWh)	Percentage (9/2x100)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
1971*	1,511	92	6.08	1,421	1,262	158	11.10	250	16.50
1972	1,332	82	6.18	1,455	1,282	171	11.76	253	16.48
1973	1,366	89	6.48	1,690	1,498	190	11.23	278	15.65
1974	1,398	95	6.81	1,837	1,612	224	12.19	319	16.51
1975	1,442	96	6.65	1,850	1,616	231	12.48	327	16.79
1976	1,508	99	6.54	1,869	1,614	247	13.23	346	17.58
1977	1,820	125	6.85	1,997	1,681	305	15.26	429	20.24
1978	2,157	140	6.51	2,215	1,857	339	15.29	479	20.34
1979**	1,228	77	6.29	1,184	992	184	15.53	261	20.71
1980	2,764	171	6.19	2,595	2,175	404	15.56	575	20.78
1981	2,764	161	5.83	2,787	2,134	640	22.97	801	27.18
1982	2,787	161	5.77	3,069	2,485	569	18.54	730	22.60
1983	3,001	167	5.57	3,320	2,579	724	21.82	892	25.57
1984	3,556	239	6.73	3,791	3,015	758	20.01	998	24.76
1985	4,528	301	6.64	4,678	3,852	806	17.23	1,107	22.23
1986	4,582	305	6.66	4,897	4,043	833	17.01	1,138	21.87
1987	4,772	314	6.57	5,057	4,130	954	18.85	1,267	23.59
1988	5,527	340	6.15	5,607	4,558	1,056	18.84	1,396	23.48
1989	5,721	413	6.09	5,931	4,765	1,173	19.77	1,521	24.23
1990	6,218	440	6.64	6,416	5,074	1,337	20.84	1,750	25.62
1991	6,292	515	7.00	6,555	4,969	1,546	23.58	1,987	28.39
1992	7,419	520	6.94	7,480	5,492	1,945	26.00	2,460	30.76
1993	7,889	526	6.67	8,126	5,880	2,202	27.09	2,728	31.52
1994	8,632x	546	6.75	8,425	6,087	2,285	27.12	2,831	31.56
1995	8,760x	499	6.83	8,262	5,632	2,630	31.83	3,129	35.71
1996	9,386x				6,021				
1997	9,327x				5,640				
1998	7,318x				6,385				

\* Calendar year ending 31<sup>st</sup> December.

\*\* Calendar year ending 30<sup>th</sup> June

x Includes purchase from KANUPP, Pak Steel and WAPDA.

1994	535 GWh
1995	1,462 GWh
1996	1,329 GWh
1997	1,869 GWh
1998	3,030 GWh

Source: KESC and WAPDA

表4.3.6 需要家項目別の販売電力  
(WAPDA + KESC)

Fiscal Year	Domestic	Commercial	Industrial	Agricultural	Public Lightin	Bulk Supply	Traction	Total
1980-81	2,606	861	4,414	2,134	76	1,067	44	11,202
1981-82	3,289	1,034	5,002	2,367	103	935	42	12,772
1982-83	3,795	1,135	5,453	2,559	108	1,072	44	14,166
1983-84	4,566	1,298	5,898	2,676	103	1,198	38	15,777
1984-85	5,091	1,375	6,317	2,795	108	1,885	37	17,608
1985-86	5,875	1,526	7,296	2,900	131	1,784	36	19,548
1986-87	6,839	1,714	7,996	3,471	146	1,671	38	21,875
1987-88	7,939	1,870	8,954	4,415	168	1,874	40	25,260
1988-89	8,682	1,921	9,442	4,379	187	2,020	35	26,666
1989-90	9,402	1,964	10,333	5,027	219	2,041	38	29,024
1990-91	10,400	2,066	11,116	5,619	262	1,864	33	31,360
1991-92	11,459	1,599	12,288	5,848	310	2,472	29	34,005
1992-93	13,205	1,722	13,030	5,621	287	2,649	27	36,541
1993-94	14,134	1,800	12,628	5,771	298	2,841	27	37,499
1994-95	15,583	1,941	12,527	6,252	325	2,922	22	39,572
1995-96	17,116	2,175	12,183	6,696	378	3,285	20	41,853
1996-97	17,738	2,241	11,979	7,086	390	3,393	18	42,845
1997-98	18,667	2,301	12,300	6,936	388	3,999	17	44,662

Source: WAPDA



表4.3.7 全国の年間電力需要変動 (WAPDA + KESC)  
(For 3 years of 1995-96, 1996-97 and 1997-98)

Month	WAPDA			KESC			Country (WAPDA + KESC)		
	Peak Demand (MW)	Computed P.Demand (MW)*	Total Energy (GWh)	Peak Demand (MW)	Computed P.Demand (MW)*	Total Energy (GWh)	Peak Demand (MW)	Computed P.Demand (MW)*	Total Energy (GWh)
July 1995	8,188	8,288	4,520.84	1,358	1,366	813.81	9,478	9,586	5,334.65
Aug. 1995	7,854	7,975	4,462.53	1,366	1,378	840.22	9,152	9,284	5,302.75
Sept. 1995	8,021	8,201	4,206.33	1,365	1,402	790.67	9,318	9,533	4,997.00
Oct. 1995	7,724	7,754	3,884.60	1,407	1,407	835.78	9,061	9,091	4,720.38
Nov. 1995	7,173	7,207	3,473.91	1,364	1,364	724.22	8,469	8,503	4,198.13
Dec. 1995	7,336	7,396	3,800.50	1,227	1,227	697.69	8,502	8,562	4,498.19
Jan. 1996	7,123	7,391	3,851.79	1,227	1,227	706.83	8,289	8,557	4,558.62
Feb. 1996	7,130	7,207	3,559.06	1,182	1,182	650.38	8,253	8,330	4,209.44
March 1996	7,060	7,095	3,686.48	1,405	1,405	775.89	8,395	8,430	4,462.37
April 1996	7,295	7,600	3,915.88	1,391	1,513	818.70	8,616	9,037	4,734.58
May 1996	7,565	7,667	4,324.77	1,473	1,478	893.39	8,964	9,071	5,218.16
June 1996	8,107	8,278	4,472.03	1,473	1,513	908.91	9,506	9,715	5,380.94
		48,158.72			9456.49				57,615.21
July 1996	8,427	8,576	4,837.39	1,494	1,494	899.93	9,846	9,995	5,737.32
Aug. 1996	8,382	8,456	4,698.38	1,431	1,494	838.77	9,741	9,875	5,537.15
Sept. 1996	8,505	8,568	4,474.01	1,431	1,449	824.45	9,864	9,945	5,298.46
Oct. 1996	8,439	8,499	3,831.25	1,397	1,450	837.86	9,766	9,877	4,669.11
Nov. 1996	7,526	7,538	3,598.87	1,364	1,411	704.73	8,822	8,878	4,303.60
Dec. 1996	7,740	7,780	3,989.83	1,257	1,279	660.00	8,934	8,995	4,649.83
Jan. 1997	7,586	7,679	4,149.12	1,218	1,227	689.11	8,743	8,845	4,838.23
Feb. 1997	7,387	7,465	3,506.71	1,278	1,346	618.90	8,601	8,744	4,125.61
March 1997	7,545	7,586	3,784.87	1,369	1,393	768.83	8,846	8,909	4,553.70
April 1997	7,311	7,541	3,846.52	1,445	1,493	796.48	8,684	8,959	4,643.00
May 1997	8,218	8,381	4,393.86	1,479	1,529	917.17	9,623	9,834	5,311.03
June 1997	8,220	8,772	4,649.12	1,494	1,525	916.69	9,639	10,221	5,565.81
		49,759.93			9,472.92				59,232.85
July 1997	8,638	9,053	5,104.39	1,510	1,560	991.42	10,073	10,535	6,095.81
Aug. 1997	8,757	9,156	4,916.16	1,486	1,583	937.99	10,169	10,660	5,854.15
Sept. 1997	8,573	8,792	4,723.08	1,516	1,558	911.60	10,013	10,272	5,634.68
Oct. 1997	7,791	8,060	3,756.50	1,585	1,586	881.81	9,297	9,567	4,638.31
Nov. 1997	7,322	7,590	3,648.26	1,444	1,444	751.15	8,694	8,962	4,399.41
Dec. 1997	7,862	8,041	4,161.10	1,343	1,343	706.49	9,138	9,317	4,867.59
Jan. 1998	7,887	8,053	4,421.00	1,270	1,273	758.27	9,094	9,262	5,179.27
Feb. 1998	7,582	7,741	3,559.20	1,358	1,398	657.53	8,872	9,069	4,216.73
March 1998	7,623	7,742	3,960.70	1,555	1,555	830.87	9,100	9,219	4,791.57
April 1998	8,302	8,396	4,163.07	1,658	1,664	931.44	9,877	9,977	5,094.51
May 1998	8,891	9,071	4,860.20	1,712	1,723	1,039.20	10,517	10,708	5,899.40
June 1998	9,033	9,209	5,122.74	1,685	1,692	1,040.91	10,634	10,816	6,163.65
		52,396.40			10,438.68				62,835.08
July 1998	9,053	9,274	5,275		1,727	1,097		10,915	6,372

\* Computed peak demand is the estimated demand on the condition of no demand restriction.

\*\* The computed peak demand and total energy are assumed figures.

\*\*\* The Karachi figures for July 1998 are assumed figures.

Source: WAPDA and KESC

表4.3.8 電力需要予測 (全国、エネルギー消費の正常伸び予測による)

Year	Energy Sales (GWh)	Growth Rate (%)	Losses			Energy Generated (GWh)	Load Factor (%)	Peak Demand (MW)
			T & D (%)	Auxiliary (%)	Total (%)			
1997-98	45,035	4.24	25.79	2.75	28.54	63,024	69.8	10,308
1998-99	47,737	6.00	24.54	2.68	27.22	65,595	68.9	10,872
1999-00	51,078	7.00	23.17	2.66	25.83	68,867	68.3	11,515
2000-01	55,165	8.00	21.81	2.65	24.46	73,026	67.7	12,319
2001-02	59,578	8.00	20.48	2.63	23.11	77,482	67.1	13,186
2002-03	64,344	8.00	19.16	2.61	21.77	82,253	66.5	14,122
G.R(1998-03)	7.4%					5.5%		6.5%
2003-04	70,135	9.00	18.60	2.61	21.21	89,011	66.2	15,348
2004-05	76,447	9.00	18.02	2.61	20.63	96,313	66.0	16,670
2005-06	83,327	9.00	17.44	2.60	20.05	104,221	65.8	18,087
2006-07	90,827	9.00	16.87	2.60	19.47	112,786	65.6	19,625
2007-08	99,001	9.00	16.30	2.60	18.89	122,062	65.4	21,296
G.R(2003-08)	9.0%					8.2%		8.6%
2008-09	107,911	9.00	15.72	2.59	18.32	132,108	65.3	23,111
2009-10	117,624	9.00	15.58	2.59	18.17	143,734	65.1	25,214
2010-11	128,210	9.00	15.44	2.58	18.02	156,389	64.9	27,509
2011-12	139,749	9.00	15.30	2.57	17.88	170,166	64.8	29,975
2012-13	152,326	9.00	15.17	2.57	17.73	185,163	64.8	32,618
G.R(2008-13)	9.0%					8.7%		8.9%
2013-14	166,035	9.00	15.15	2.57	17.72	201,783	64.8	35,547
2014-15	180,978	9.00	15.15	2.57	17.72	219,943	64.8	38,746
2015-16	197,266	9.00	15.15	2.57	17.72	239,738	64.8	42,233
2016-17	215,020	9.00	15.15	2.57	17.72	261,315	64.8	46,034
2017-18	234,372	9.00	15.15	2.57	17.72	284,833	64.8	50,177
G.R(2013-18)	9.0%					9.0%		9.0%
Av. G.R. (1997-2018)	8.4%					7.8%		8.0%

Source: WAPDA

表4.3.9 電力需要予測 (全国、エネルギー消費の低次伸び予測による)

Year	Energy Sales (GWh)	Growth Rate (%)	Losses			Energy Generated (GWh)	Load Factor (%)	Peak Demand (MW)
			T & D (%)	Auxiliary (%)	Total (%)			
1997-98	45,034	---	25.73	2.81	28.54	63,024	69.8	10,308
1998-99	47,311	5.1	24.53	2.62	27.15	64,940	68.8	10,773
1999-00	50,110	5.9	23.16	2.60	25.76	67,495	68.2	11,296
2000-01	53,075	5.9	21.81	2.58	24.39	70,198	67.6	11,852
2001-02	56,216	5.9	20.49	2.56	23.05	73,056	67.0	12,443
2002-03	59,542	5.9	19.19	2.54	21.73	76,072	66.4	13,071
G.R(1998-03)	5.74%					3.84%		4.86%
2003-04	63,579	6.8	18.18	2.54	20.72	80,196	66.2	13,831
2004-05	67,892	6.8	17.20	2.53	19.73	84,577	65.9	14,642
2005-06	72,500	6.8	16.19	2.52	18.72	89,194	65.8	15,483
2006-07	77,422	6.8	16.05	2.51	18.56	95,068	65.6	16,548
2007-08	82,680	6.8	15.92	2.50	18.42	101,343	65.4	17,689
G.R(2003-08)	6.79%					5.90%		6.24%
2008-09	89,083	7.7	15.79	2.48	18.28	109,003	65.2	19,080
2009-10	95,984	7.7	15.67	2.47	18.14	117,257	65.0	20,584
2010-11	103,424	7.8	15.56	2.46	18.02	126,152	64.8	22,209
2011-12	111,446	7.8	15.45	2.45	17.90	135,738	64.7	23,933
2012-13	120,093	7.8	15.35	2.43	17.78	146,069	64.7	25,757
G.R(2008-13)	7.75%					7.59%		7.80%
2013-14	129,559	7.9	15.34	2.43	17.77	157,557	64.7	27,784
2014-15	139,771	7.9	15.35	2.43	17.77	169,981	64.7	29,976
2015-16	150,790	7.9	15.35	2.42	17.77	183,386	64.7	32,341
2016-17	162,680	7.9	15.36	2.42	17.78	197,849	64.7	34,893
2017-18	175,508	7.9	15.36	2.42	17.78	213,456	64.7	37,647
G.R(2013-18)	7.88%					7.88%		7.89%
Av. G.R. (1997-2018)	7.04%					6.29%		6.69%

Source: WAPDA