

## 第 11 章

### 経 済 評 価



## 第11章 経済評価

本プロジェクトの目的は、電化の遅れている Faridpur 地区の開発を促進すると共に、西部地区 132 KV 主幹送電系統とループを形成し、電力の安定供給に大いに寄与することにある。

電力の安定供給は、地域の産業発展並びに民生安定のため多大な効果を生むことは明らかであるが、本プロジェクトの経済性については、次により数量的な評価を行うこととした。

### 11.1 代替案との比較

Faridpur 地区に同等便益を与える電力供給方法として (1)132KV 主幹送電線を当地に導入する本プロジェクトおよび代案として (2)同地区内に局地火力発電所を建設し電力を供給する案が考えられる。この両案を最小費用法により比較する。

#### 11.1.1 代替案

##### (1) 概要

Faridpur 地区の電力需要中心点 Rajbari Faridpur 及び Madaripur の3地点に局地火力発電所を建設し、既設 33KV, 11KV 配電線を通じ負荷供給する。

##### (2) 発電所規模と運転開始時期

Faridpur 地区電力需要予測に基づき、発電所ユニット、運転開始時期を検討した結果は、Table 11-1, Fig 11-1 の通りである。

a. 需要の比較的少ない Madaripur は、ディーゼル発電とし、他の2ヶはガスタービンとする。

b. 発電所の初期運転開始時点は、132KV 送電線運転開始時期と合せた。

c. 所要出力は、最大ユニット容量が点検あるいは故障しても十分対応可能なものとする。

d. 既設局地火力発電所は老朽化のため近く廃止が見込まれること、及び132KV グリッド系からの既設 33KV 配電線による供給可能電力はわずかであることから、同地域の電力需要はすべて3地点の火力発電所で対応するものとする。

(3) 発電所設備概要

Table 11-2 の通り (2003/2004年現在)

(4) 発電所機器配置

図 Annex-IX の通り。

(5) 所要敷地及び建屋

発電所名	ラジバリ	ファリドプール	マダリプール	計
建家 (㎡)	1,760	1,760	2,068	5,588
敷地 (㎡)	(150m×300m) 45,000	(150m×300m) 45,000	(130m×300m) 39,000	129,000

11.1.2 両案比較

(1) 条件

a. 検討期間 : 1979/80 ~ 2008/2009年の30年間

b. 建設中利子 : 考慮せず

c. 割引率 : 15%

d. 維持費 : 送電線 投資額の2%

発電所 3.3%

e. 負荷率 : 50%

f. エスカレーション : 1981/82年までのエスカレーション

(外貨7% 内貨9%)を考慮し、価格の設定はその年を基準にして固定した。

(2) 本プロジェクト送電線費用

a. 建設工事費

1. 建設工事内容

1984/85年までの工事は本プロジェクトの工事そのものであるが、完成後 Faridpur地区の需要増に対応して Fig 11-2, Table 11-3 記載の通りに各変電所の新設若しくは設備増強を行い、送電線の増架も行う。

2. 建設工事費

本プロジェクトの建設に関しては Table 10-8 の年度別所要資金を転用し (但しプライスコンテインジェンシー、訓練費および建設中利子を差し引く) 追加建

設の工事に関しては Table 11-4 の建設費を設定した。

b. 維持費 Table 11-6 の通り。

a の設備に対する維持費

c. 電力購入費 Table 11-5, 11-6 の通り。

本計画送電線が受電する電力コストであり、単価は東西連けい線による東からの流入分と西側電源発電分の重量平均として、年度毎に算出した。

(i) 東西連けい線最大送電量

1 回線許容送電量の 150% までとし、次による

1990 年迄  $153 \text{ MW} \times 1.5 \times 0.5 \times 24 \times 365 \div 1005.3 \text{ GWH}$

1990 年以降  $266 \text{ MW} \times \dots \div 1702.2 \text{ GWH}$

(ii) 東部電源の西部に送電可能電力量

ピーク時間帯約 4.5 時間を除いたものとし最大で西側所要電力量の 7% とする。

(iii) 西部電源よりの受電単価

77.6 パイサ/Kwh Annex VIII による

(iv) 東部からの受電単価

24.2 パイサ/Kwh: "East-West Interconnector 1978.4 BPDB" による

(v) 尚一つの感度分析として東部よりの受電々力量を BPDB の "East-West Interconnector 1978.4 月" のレポートに基づいて算出した購入電力量単価を

Table 11-11 に記載したが、前述の単価と比較してほとんど差がない。

(3) 代替案費用

a. 建設工事費

11.1.1 代替案に沿って見積った結果を Table 11-7 に記載した。此の工事費は送電線と同様 1981/82 年の価格である。

b. 維持費

條件に従って計算した結果を Table 11-9 に記載した。

c. 燃料費

ガスタービン発電所の燃料はナフサを使用し、ディーゼルエンジン発電所の燃料はディーゼル重油を使用し、発電所より配電への出力に対する油消費量はナフサ 307 gr/Kwh、ディーゼル重油 229 gr/Kwh とした

燃料価格は PDB Annual Report 1977/78 より算出したものに年 9% のエス

カーションで1981/82年の価格を算出した。その結果本算定に使用した価格は

ナフサ 1,975 TK/ton

ディーゼル重油 3,244 TK/ton

となった。これらを用いて燃料費を算出したものを Table 11-8 に掲げた。

火力発電所費用を Table 11-9 に掲げた。

#### (4) 両案費用比較

前述の基礎数字に基づいて2009年までの費用を15%の割引率で1980/81の現在価値で比較したものを Table 11-10 に掲げた。

○ 80/81年現在価値

本計画現在価値 TK  $75,1820 \times 10^3$

代替案 TK  $986,467 \times 10^3$

#### (5) 結論

以上の通り、30年間にわたる費用比較において本送電線案の方がかなり勝っているが更に本送電線は既設西部主幹系統とループを構成しこれにより、系統全体に対し

①送電線事故時にも、当該事故区間を選択して断することにより、無停電供給が行なえる。

②系統全般の電圧が改善される。

③潮流が負荷に応じて分流され、線路損失が軽減される。

など大きな利点があり、総合的に見て代替案に比し、本プロジェクトは、はるかに優利である。

## 11.2 地域住民及び産業に寄与する価値

Faridpur 地区に本プロジェクト送電線系統を樹立することの地域住民及び産業に寄与する附加価値を試算してみる。

方法としては、供給地域の負荷を一般家庭電灯負荷、工業用動力負荷および農業（かんがい）用動力負荷の三つに分けそれぞれ毎年の増加は灯油、ディーゼル油消費の減少につながるとして需要家の電力料金負担と灯油及びディーゼル油の購入負担との比較を行った。

### 11.2.1 基礎データ

#### (1) 負荷増加

Table 5-2 より Rajbari, Faridpur, Madaripur の負荷をとり上げ家庭、工業、農業の割り振りは BPDB "Actual load in KW" 78 年を基準にとり第 5 章と同じ伸び率を採用した。(Table 11-12)

#### (2) 電力と油の換算

1. 白灯油 : 1 WH = 1 gr
2. ディーゼル油 : 1 KWH = 0.27 kg

#### (3) 需要家価格

##### (a) 電気料金

BPDB : Electric Power Service 1977-78 より次の結果が得られる。

需要家別	家庭	工業	農業
収入 TK	46,415,317	276,043,515	4,279,748
売電量 KWH	179,932,871	561,007,486	17,558,262
平均単価 TK	0.26	0.49	0.24

##### (b) 油の価格

#### 1. 白灯油

Monthly Statistical Bulletin of Bangladesh Dec, 1978 によれば 78/79 年 7~10 月の Khulna に於ける白灯油の価格は 22 oz 一版で 2.69 TK であり、この価格を適用すれば 1 gr 白灯油の小売価格は 0.43 paisa/gr となる。

## 2. ディーゼル油

同Bulletinによればディーゼル油の工場出荷価格は 2,070 TK/ton となっている。PDBの report によれば電力用は 2,500 TK/ton で購入しているという。調査団が同地区で調査した結果は約 2,800 TK/ton という結論を得た。

### (c) 1 KWH 対応価格

(2)及び(3(a)(b))のデータに基づけば電力 1 KWH に対応する白灯油及びディーゼル重油の価格は下記の通りとなる。

項 目	電灯負荷	工業用負荷	農業用負荷
1 KWH 当り電気料金 (TK) (a)	0.26	0.49	0.24
電力以外の手段の場合電力 1 KWH に対応する油の重量 kg (b)	1.0	0.27	0.27
油の単価 TK/kg (c)	4.3	2.8	2.8
電力 1 KWH に対応する油の価格 TK (b)×(c)	4.3	0.76	0.76

### (d) 1 KWH 当りの需要家の利益

第 4 行より(a)を差し引けば 1 KWH 当りの需要家の得られるべき負荷価値が算出でき全体としては Table 11-13 の通りとなる。

## 11.2.2. 各年度に於る需要家の利益

Table 11-13 をみれば 1995 年に於て約 1 億 TK の附加価値を地域の需要家は得られることとなる。

電気料金の値上げにより此の差は縮まるように思われるが実際は石油値上げにより此の差は開く一方であろう。

更に石油を輸入に頼っている此の国としては、此の数字は外貨の節約にもつながってゆくことを考えれば、送電線建設の意義は極めて大である。



### 11.3 社会的便益

本プロジェクト送電線建設の意義は、次の二つに要約される。

すなわち第1は、西部地域の送電線ループを形成することにより安定した電力を供給でき工業の発展、民生の向上に寄与することであり、第2はFaridpur地区のかんがい事業に豊富な電力を供給して、此の地区を穀倉地帯とすることである。こゝでは後者の便益を述べる。

(1) Faridpur地区は米作適地であるにもかかわらずかんがい事業は遅れており、かんがいの進んでいるKishoreganj地区と比較すると下表の通りである。

1976/77比較

	総面積 10 <sup>3</sup> エーカー	米の作付面積 10 <sup>3</sup> エーカー	かんがい面積 10 <sup>3</sup> エーカー	米の収穫量 10 <sup>3</sup> ton
Kishoreganj	1372	1119	365	676
Faridpur	1724	1396	62	407

Faridpurは、作付面積が多いにもかかわらずかんがい面積が小さいため、米の収穫量は約6割である。

WDBは、この地区の米の増産をはかるためかんがい計画を樹立した。このポンプ電源として総計約32 MWの電力が必要となるが、本プロジェクト送電線の建設により、電力供給が可能になりかんがい計画が促進される。

(2) 同地区には約65万エーカーのかんがい可能地域があり、このうち30万エーカーがかんがいされ、1エーカー当り0.5 tonの米(もみ)が増産されるとして、15万 tonの米(もみ)の増産が期待できる。

現在全国の米(もみ)の収穫量は1200万 tonであり、15万 tonの増産は大きい値である。

(3) 現在の農業従事者は2000万人/年と見なされ、1人当り年生産量は0.6 tonである。15万 tonの米(もみ)の増産を達成するには、25万人/年の人口が農業に就業する機会を与えられることとなり、大きな社会的便益となる。

(4) 食糧を或程度輸入に依存している同国としては約7.5億T.K.の輸入削減に結びつき、1976/77年、140億T.K.の輸入額の約5%に値する。

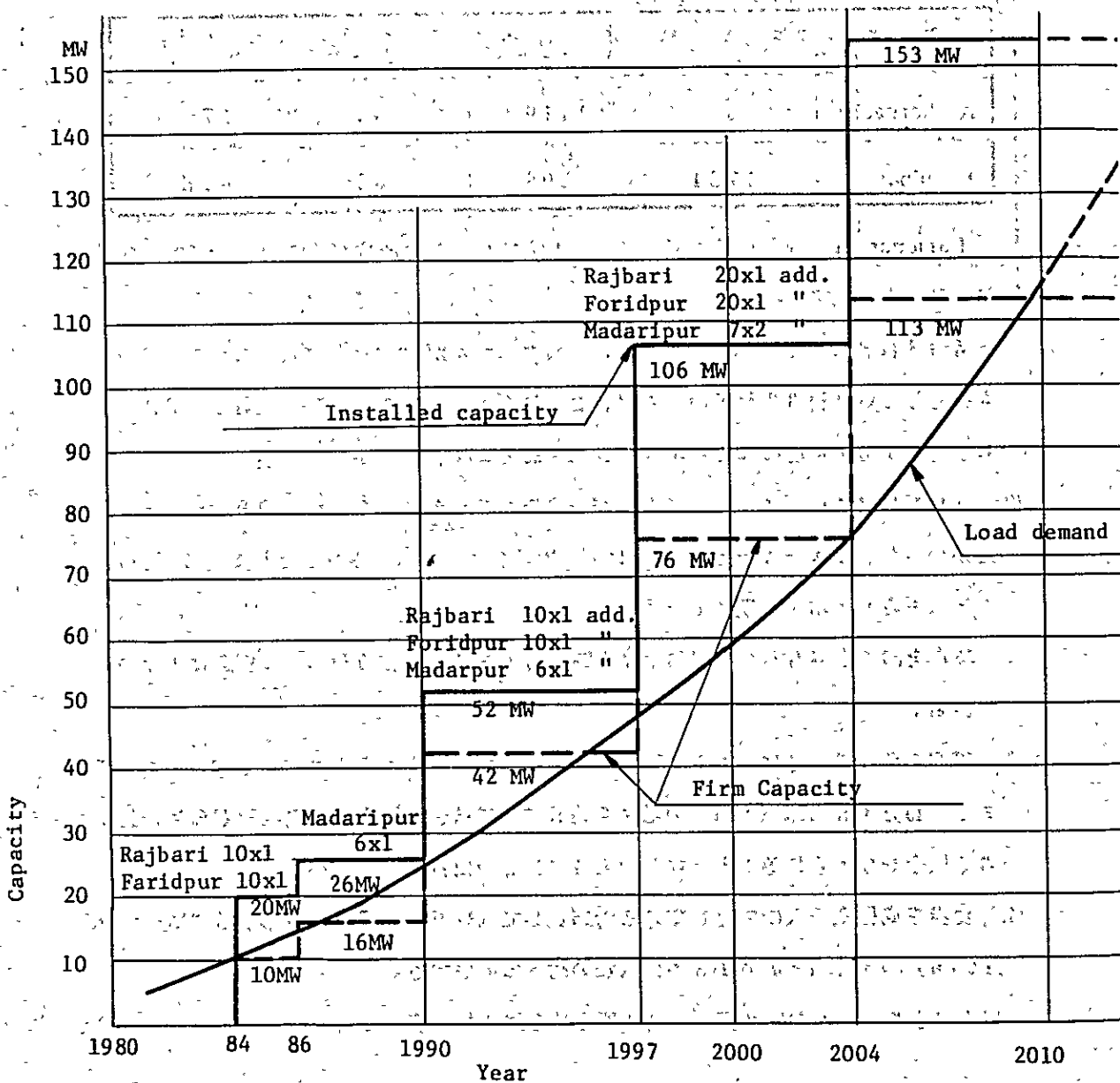
以上の通り、かんがい計画の促進に伴う社会的便益は極めて大きい。

Fig. 11-1. Alternative Plan

Plant Capacities and Commissioning Time

Firm capacity is designated as below

- (1) Before 1997: total installed capacity minus largest unit.
- (2) After 1997: total installed capacity minus 1st and 3rd units in large.



**Table 11-1 Alternative Plan Demand Forecast and  
Plant Capacities, Commissioning Time**

(1) Energies (GWH) are calculated assuming 50% of load factor.

Year	Rajbari (GTG)		Faridpur (GTG)		Madaripur (DEG)		Total	
	Max. Demand MW	P.S. Capacities MW	Max. Demand MW	P.S. Capacities MW	Max. Demand MW	P.S. Capacities MW	Max. Demand MW	Energy GWH
1980/81	2.3		2.8		1.5		6.8	29.0
81/82	2.7		3.2		1.7		7.6	33.3
82/83	3.1		3.8		2.0		8.9	39.0
83/84	3.6	10x1 new	4.4	10x1 new	2.4		10.4	45.6
84/85	4.2		5.1		2.7		12.0	52.5
85/86	4.9		5.9		3.2	6x1 new	14.0	61.3
86/87	5.7		6.8		3.7		16.2	71.0
87/88	6.6		7.9		4.3		18.8	82.3
88/89	7.6		9.2		4.9		21.7	95.1
89/90	8.9	10x1 add	10.6	10x1 add	5.7	6x1 add	25.2	110.4
90/91	9.9	(Total 20MW)	11.8	(Total 20MW)	6.3	(Total 12MW)	28.0	122.6
91/92	11.0		13.1		7.0		31.1	136.2
92/93	12.2		14.5		7.8		34.5	151.1
93/94	13.5		16.1		8.7		38.3	167.8
94/95	15.0		17.9		9.6		42.5	186.2
95/96	16.1		19.2		10.3		45.6	199.7
96/97	17.2	20x1 add	20.5	20x1 add	11.0	7x2 add	48.7	213.3
97/98	18.4	(Total 40MW)	21.9	(Total 40MW)	11.8	(Total 26MW)	52.1	228.2
98/99	19.7		23.4		12.6		55.7	244.0
99/2000	21.1		25.0		13.5		59.6	261.1
2000/01	22.6		26.8		14.4		63.8	279.4
01/02	24.2		28.7		15.0		67.9	297.4
02/03	25.9		30.7		16.1		72.7	318.4
03/04	27.7	20x1 add	32.8	20x1 add	17.2	7x1 add	77.7	340.3
04/05	29.6	(Total 60MW)	35.1	(Total 60MW)	18.4	(Total 33MW)	83.1	346.0
05/06	31.7		37.6		19.7		89.0	389.8
06/07	33.9		40.2		21.1		95.2	417.0
07/08	36.3		43.0		22.6		101.9	446.3
08/09	38.8		46.0		24.2		109.0	477.4

Fig. 11-2 Demand Forecast and Extention Schedule in this Project

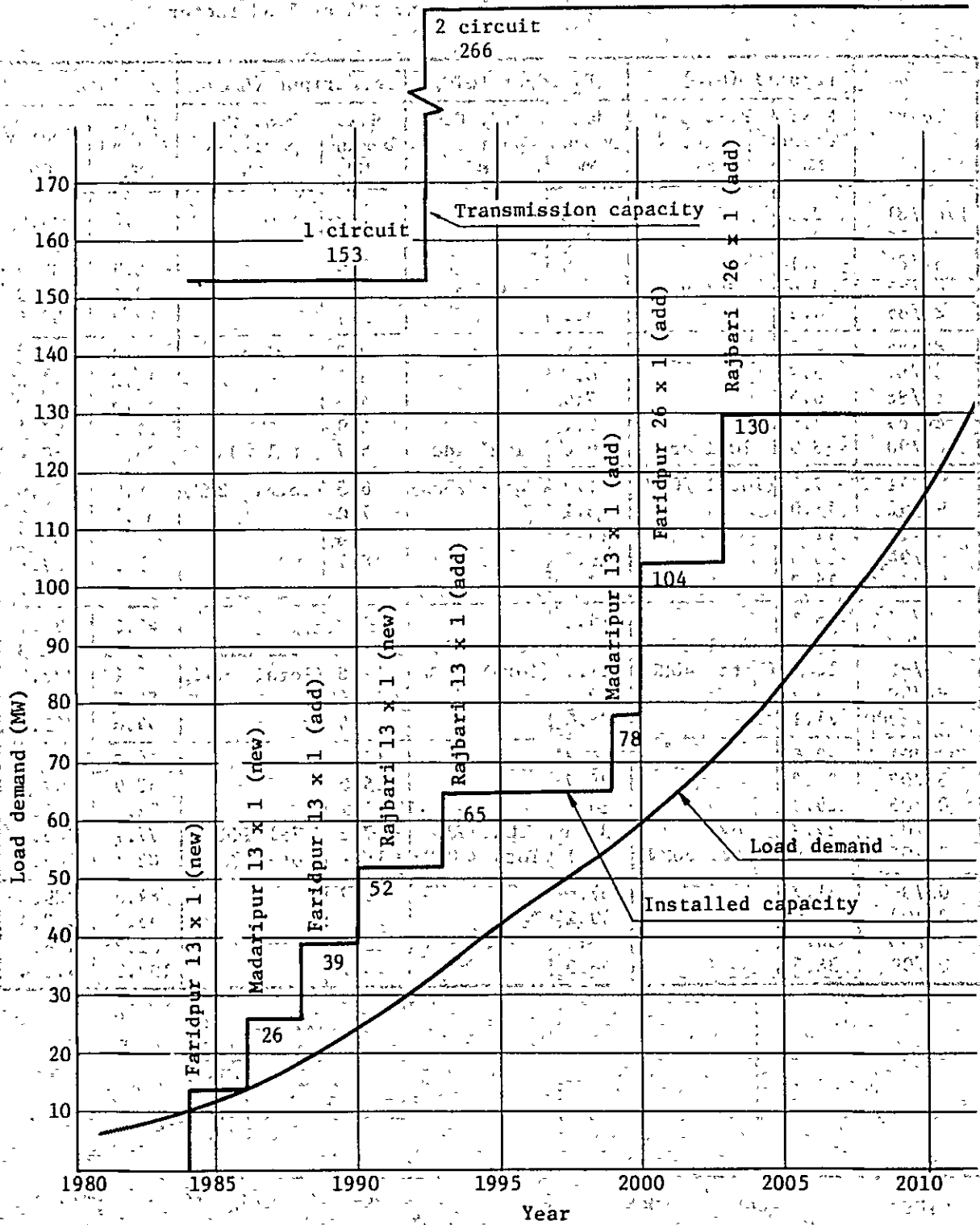


Table 11-2 Facilities in each Thermal Power Station

Facilities	Rajbari P.S.	Faridpur P.S.	Madaripur P.S.	Total
1. Generator	10 MW Gas-turbine Generators... 2 units 20 MW Gas-turbine Generators... 2 units Total 60 MW	10 MW Gas-turbine Generators... 2 units 20 MW Gas-turbine Generators... 2 units Total 60 MW	6 MW Diesel Engine Generators... 2 units 7 MW Diesel Engine Generators... 3 units Total 33 MW	153 MW
2. Auxiliaries to Generator	1 set	1 set	1 set	3 sets
3. Main Transformer	23 MVA ..... 1 bank 46 MVA ..... 1 bank	23 MVA ..... 1 bank 46 MVA ..... 1 bank	14 MVA ..... 1 bank 25 MVA ..... 1 bank	177 MVA
4. Transformer for Starting	1.1 MVA ..... 1 bank	1.1 MVA ..... 1 bank	1.2 MVA ..... 1 bank	3.4 MVA
5. Transformer for Station Service	750 KVA ..... 1 bank 1,500 KVA .. 1 bank	750 KVA ..... 1 bank 1,500 KVA .. 1 bank	900 KVA ..... 1 bank 1,500 KVA ... 1 bank	6,900 KVA
6. Ceiling Traveling Crane	30/5 ton .. 1 set	30/5 ton ... 1 set	20 ton ..... 1 set	3 sets
7. Switchyard	1 set	1 set	1 set	3 sets
8. Fuel Storage Facilities	6,000 Kl x 2 units 2 units	6,000 Kl x 2 units 2 units	2,500 Kl x 2 units 2 units	6 units
9. Fuel Processing Facility	2 units	2 units		
10. Cooler for Cooling Water	4 units	4 units	5 units	13 units
11. Warehouse				
12. Repair Shop				
13. Others				

**Table 11-3 Demand Forecast and Extention in Substations  
after 1986/87**

Year	Rajbari S.S.		Faridpur S.S.		Madaripur S.S.		Total	
	Max. demand MW	SS Capacity MW	Max. demand MW	SS Capacity MW	Max. demand MW	SS Capacity MW	Max. demand MW	Energy GWH
86/87	5.7		6.8		3.7		16.2	71.0
87/88	6.6		7.9	13x1 add	4.3		18.8	82.3
88/89	7.6		9.2		4.9		21.7	95.1
89/90	8.9	13x1 new	10.6		5.7		25.2	110.4
90/91	9.9	Instal- ling Capacitor	11.8	Instal- ling Capacitor	6.3	Instal- ling Capacitor	28.0	122.6
91/92	11.0		13.1		7.0		31.1	136.2
92/93	12.2	13x1 add	14.5		7.8		34.5	151.1
93/94	13.5		16.1		8.7		38.3	167.8
94/95	15.0		17.9		9.6		42.5	186.2
95/96	16.1		19.2		10.3		45.6	199.7
96/97	17.2		20.5		11.0		48.7	213.3
97/98	18.4		21.9		11.8		52.1	228.2
98/99	19.7		23.4		12.6	13x1 add	55.7	244.0
99/2000	21.1		25.0	26x1 add	13.5		59.6	261.1
2000/01	22.6		26.8		14.4		63.8	279.4
01/02	24.2		28.7		15.0		67.9	297.4
02/03	25.9	26x1 add	30.7		16.1		72.7	318.4
03/04	27.7		32.8		17.2		77.7	340.3
04/05	29.6		35.1		18.4		83.1	346.0
05/06	31.7		37.6		19.7		89.0	389.8
06/07	33.9		40.2		21.1		95.2	417.0
07/08	36.3		43.0		22.6		101.9	446.3
08/09	38.8		46.0		24.2		109.0	477.4

Table 11-4 Construction Costs of the Envisaged Future Extension

Year/Site	Foreign currency		Local currency		Foreign currency		Local currency	
	¥('000)	TK('000)	¥('000)	TK('000)	¥('000)	TK('000)	¥('000)	TK('000)
Year/Site	87/88 Faridpur Substation extension				92/93 Rajbari substation extension			
Equipment	70,000	5,263			70,000	5,263		
Import duties and transportation cost to site			1,579				1,579	
Construction work			150				150	
Contingency		526	173			526	173	
Engineering fee		526	173			526	173	
Total	70,000	6,315	2,075	8,390		6,315	2,075	8,390
Year/Site	89/90 Rajbari new substation				98/99 Madaripur substation extension			
Equipment	229,100	17,227			70,000	5,263		
Import duties and transportation cost to site			5,168				1,579	
Construction work			1,601				150	
Contingency		1,723	677			526	173	
Engineering fee		1,723	677			526	173	
Total		20,673	8,123	28,796		6,315	2,075	8,390
Year/Site	90/91 Capacitor installation in 3 substations				99/2000 Faridpur substation extension			
Equipment	33,000	2,481			140,000	10,526		
Import duties and transportation cost to site			744				3,158	
Construction work			452				300	
Contingency		248	120			1,053	346	
Engineering fee		248	120			1,053	346	
Total		2,977	1,436	4,413		12,632	4,150	16,782
Year/Site	92/93 Duplicating of transmission line				02/03 Rajbari substation extension			
Equipment	704,862	52,997			140,000	10,526		
Import duties and transportation cost to site			15,899				3,158	
Construction work			4,503				300	
Contingency		5,300	1,907			1,053	346	
Engineering fee		3,459	865			1,053	346	
Total		61,756	23,174	84,930		12,632	4,150	16,782

Table 11-5 Unit Cost that the Transmission Line

Purchase from the Sources

Assumptions:

Eastern grid transmits power during only off-peak hours (19.5 hours a day), that is the energy transmitted from the East will be 70% of required energy in West. The maximum transable power capacity of one circuit is fixed 150% of rating.

Year	Eastern Grid		Western Grid			Unit Cost	% Supplied from East
	Supply Energy GWH (a)	TK (a)x0.242 (b)x10 <sup>9</sup>	Total Demand GWH (c)	Supply Energy GWH (d), (c-a)	TK (d)x0.776 (e)	TK/kWh (b+e/c)	
1983/84	698.5	169.0	997.9	299.4	332.3	0.502	70
84/85	810.5	196.1	1,157.76	347.4	269.6	0.402	70
85/86	940.1	227.5	1,343.01	402.9	312.7	0.402	70
86/87	1,005.2	243.3	1,557.79	552.6	428.8	0.431	64.5
87/88	1,005.2	243.3	1,807.06	801.9	622.3	0.479	55.6
88/89	1,005.2	243.3	2,096.49	1,090.8	846.5	0.519	48
89/90	1,702.2	411.9	2,431.72	729.5	566.1	0.402	70
90/91	1,702.2	411.9	2,699.14	951.5	738.4	0.426	63
91/92	1,702.2	411.9	2,995.92	1,577.9	1,224.5	0.546	56.8
92/93	1,702.2	411.9	3,325.54	1,623.3	1,259.7	0.502	51.2
93/94	1,702.2	411.9	3,691.44	1,989.2	1,543.7	0.529	46.1
94/95	1,702.2	411.9	4,097.52	2,395.3	1,858.8	0.554	41.5
95/96	1,702.2	411.9	4,384.30	2,682.1	2,081.3	0.568	38.8
96/97	1,702.2	411.9	4,691.20	2,989.0	2,319.5	0.582	36.2
97/98	1,702.2	411.9	5,019.60	3,317.4	2,574.3	0.595	33.9
98/99	1,702.2	411.9	5,370.90	3,668.7	2,846.9	0.606	31.7
99/2000	1,702.2	411.9	5,746.90	4,044.7	3,138.7	0.618	29.6
2000/01	1,702.2	411.9	6,149.20	4,447.0	3,450.9	0.628	27.6
01/02	1,702.2	411.9	6,579.60	4,877.4	3,784.9	0.638	25.8
02/03	1,702.2	411.9	7,040.20	5,338.0	4,142.3	0.647	24.1
03/04	1,702.2	411.9	7,533.10	5,830.9	4,524.8	0.655	22.6
04/05	1,702.2	411.9	8,060.30	6,358.1	4,933.9	0.663	21.1
05/06	1,702.2	411.9	8,624.60	6,922.4	5,371.8	0.670	19.7
06/07	1,702.2	411.9	9,228.30	7,526.1	5,840.3	0.677	18.4
07/08	1,702.2	411.9	9,874.30	8,172.1	6,341.5	0.684	17.2
08/09	1,702.2	411.9	10,565.50	8,863.3	6,877.9	0.690	16.1



Table 11-6 Costs for this Project

10<sup>3</sup> TK

Year	Construction Costs	Purchasing Energy Costs	Maintenance Costs	Total Costs
79/80	6,263			6,263
80/81	9,499			9,499
81/82	153,619			153,619
82/83	98,753			98,763
83/84	132,295	17,590	5,363	155,248
84/85	99,617	16,375	8,009	124,001
85/86		24,643	10,001	34,644
86/87		30,601	10,001	40,602
87/88	8,390	39,422	10,001	57,813
88/89		49,357	10,169	59,526
89/90	28,796	44,381	10,169	83,346
90/91	4,413	52,228	10,745	67,386
91/92		74,256	10,833	85,089
92/93	93,320	75,852	10,833	191,438
93/94		88,766	12,928	101,694
94/95		103,155	12,928	116,083
95/96		113,430	12,928	126,358
96/97		124,141	12,928	137,069
97/98		136,374	12,928	149,302
98/99	8,390	147,864	12,928	169,182
99/2000	16,782	161,360	13,096	191,238
2000/01		175,463	13,432	188,895
01/02		189,741	13,432	203,173
02/03	16,782	206,005	13,432	236,219
03/04		222,897	13,767	236,664
04/05		229,398	13,767	243,165
05/06		261,166	13,767	274,933
06/07		282,309	13,767	296,076
07/08		305,269	13,767	319,036
08/09		329,406	13,767	343,173

Table 11-7. (1) Cost Estimation of Alternative Plan

Year	1981/82		1982/83		1983/84		Total
	Foreign Currency Yen (1000)	Local Currency TK (1000)	Foreign Currency Yen (1000)	Local Currency TK (1000)	Foreign Currency Yen (1000)	Local Currency TK (1000)	
Rajbari Power Station	Land purchasing Civil and building Equipments (CIF)	758	11,241	758	11,241	758	11,241
	Import duties and inland transportation	194,031	14,589	776,128	58,355	14,589	58,355
	Installation of equipments				21,882		21,882
	Contingency	19,403	1,459	91,875	6,908	12,747	19,655
	Engineering fee and over- head	15,313	1,151	15,313	1,151	3,142	4,293
Total	228,747	17,199	970,116	72,940	47,428	120,368	
Faridpur Power Station	Land purchasing Civil and building Equipments (CIF)	758	11,241	758	11,241	758	11,241
	Import duties and inland transportation	194,031	14,589	776,128	58,355	14,589	58,355
	Installation of equipments				21,882		21,882
	Contingency	19,403	1,459	91,875	6,908	12,747	19,655
	Engineering fee and over- head	15,313	1,151	15,313	1,151	3,142	4,293
Total	228,747	17,199	970,116	72,940	47,428	120,368	
Madaripur Power Station	Land purchasing Civil and building Equipments (CIF)					657	657
	Import duties and inland transportation					11,414	11,414
	Installation of equipments						
	Contingency						
	Engineering fee and over- head						
Total	457,494	34,398	1,940,232	145,880	153,261	14,402	25,925
Grand Total	457,494	34,398	1,940,232	145,880	153,261	14,402	25,925

Table 11-7 (2)

Year	1986/85		1987/88		1988/89	
	Foreign Currency Yen(1000) TK(1000)	Local Currency TK(1000)	Foreign Currency Yen(1000) TK(1000)	Local Currency TK(1000)	Foreign Currency Yen(1000) TK(1000)	Local Currency TK(1000)
Rajbari Power Station	Land purchasing Civil and building Equipments (CIF)			8,028		4,745
	Import duties and inland transportation		134,750	10,132		40,526
	Installation of equipments					15,198
	Contingency			1,816		7,303
	Engineering fee and over- head			886		2,725
	Total			163,538	12,296	709,276
Faridpur Power Station	Land purchasing Civil and building Equipments (CIF)			8,028		4,745
	Import duties and inland transportation		134,750	10,132		40,526
	Installation of equipments					15,198
	Contingency			803		2,725
	Engineering fee and over- head			886		2,231
	Total			163,538	12,296	709,276
Madaripur Power Station	Land purchasing Civil and building Equipments (CIF)	4,604				
	Import duties and inland transportation	38,554		8,098		3,840
	Installation of equipments					12,147
	Contingency	55,125	8,654	10,772	932	6,936
	Engineering fee and over- head	56,790	2,772	15,313	924	2,292
	Total	636,938	47,890	130,738	11,173	546,842
Grand Total						
	636,938	47,890	457,814	30,607	1,965,394	239,268

Table 11-7 (3)

Year	1994/95				1995/96				2001/02			
	Foreign Currency		Local Currency		Foreign Currency		Local Currency		Foreign Currency		Local Currency	
	Yen(1000)	TK(1000)	TK(1000)	TK(1000)	Yen(1000)	TK(1000)	TK(1000)	TK(1000)	Yen(1000)	TK(1000)	TK(1000)	TK(1000)
Rajbari Power Station	Land purchasing, Civil and building Equipments (CIF), Import duties and inland transportation		12,864				758					
	Installation of equipments	378,036	28,424				6,031					
	Contingency, Engineering, fee and overhead											
	Total			12,864	12,864			758				
				28,424	28,424	1,512,143	113,695	6,031	269,500	20,263		20,263
								42,636				
Faridpur Power Station	Land purchasing, Civil and building Equipments (CIF), Import duties and inland transportation											
	Installation of equipments	37,804	2,842	1,286	4,128	183,750	24,291	38,106				
	Contingency, Engineering, fee and overhead	15,313	1,151	1,224	2,375	169,590	12,751	20,123	26,950	2,026	2,026	
	Total	431,153	32,417	15,374	47,791	1,880,796	141,412	86,572	305,638	22,980	190	23,170
				12,864	12,864			758				
				28,424	28,424	1,512,143	113,695	6,031	269,500	20,263		20,263
Madaripur Power Station	Land purchasing, Civil and building Equipments (CIF), Import duties and inland transportation											
	Installation of equipments	37,804	2,842	1,286	4,128	183,750	24,291	38,106				
	Contingency, Engineering, fee and overhead	15,313	1,151	1,224	2,375	169,590	12,751	20,123	26,950	2,026	2,026	
	Total	431,153	32,417	15,374	47,791	1,880,796	141,412	86,572	305,638	22,980	190	23,170
				11,730	11,730			4,633				
				18,386	18,386	978,112	73,542	73,542	94,325	7,092		7,092
Madaripur Power Station	Land purchasing, Civil and building Equipments (CIF), Import duties and inland transportation											
	Installation of equipments	24,453	1,839	1,173	3,012	128,380	9,653	24,838				
	Contingency, Engineering, fee and overhead	12,250	921	1,175	2,096	110,649	8,320	4,740	9,433	709	709	
	Total	281,232	21,146	14,078	35,224	1,229,391	92,436	55,726	112,946	8,492	220	8,712
				44,826	130,806	4,990,983	375,260	228,870	724,222	54,452	600	55,052
	Grand Total:	1,143,538	85,980	44,826	130,806	4,990,983	375,260	228,870	604,130	54,452	600	55,052

Table 11-7 (4)

Year	2002/03									
	Currency					Total				
	Foreign Currency		Local Currency		Total	Foreign Currency		Local Currency		Total
Unit	Yen(1000)	TK(1000)	TK(1000)	TK(1000)	Yen(1000)	TK(1000)	TK(1000)	TK(1000)	TK(1000)	TK(1000)
Rajbari Power Station	Land purchasing								1,516	1,516
	Civil and building Equipments (CIF)								48,540	48,540
	Import duties and inland transportation	1,078,000	81,053		81,053	4,881,588	367,037			367,037
	Installation of equipments	183,750	13,815	14,606	28,421	551,250	41,446	58,947		100,393
	Contingency	126,175	9,487	4,500	13,987	480,197	40,847	22,712		63,559
Engineering fee and overhead	9,188	691	3,340	4,031	110,254	8,288	17,660		25,948	
Total	1,397,118	105,046	52,842	157,888	6,086,382	457,618	259,487		717,105	
Faridpur Power Station	Land purchasing								1,516	1,516
	Civil and building Equipments (CIF)								48,540	48,540
	Import duties and inland transportation	1,078,000	81,053		81,053	4,881,588	367,037			367,037
	Installation of equipments	183,750	13,815	14,606	28,421	551,250	41,446	58,947		100,393
	Contingency	126,175	9,487	4,500	13,987	480,197	40,847	22,712		63,559
Engineering fee and overhead	9,188	691	3,340	4,031	110,254	8,288	17,660		25,948	
Total	1,397,118	105,046	52,842	157,888	6,086,382	457,618	259,487		717,105	
Madaripur Power Station	Land purchasing								1,415	1,415
	Civil and building Equipments (CIF)								44,780	44,780
	Import duties and inland transportation	377,300	28,368		28,368	2,873,813	216,074			216,074
	Installation of equipments	52,500	3,947	5,111	9,058	291,130	21,890	35,886		57,776
	Contingency	42,980	3,232	1,575	4,807	316,497	23,798	14,691		38,489
Engineering fee and overhead	9,188	691	1,292	1,983	91,876	6,908	12,372		19,280	
Total	481,968	36,238	18,616	54,854	3,573,316	268,670	173,965		442,635	
Grand Total	3,276,204	246,330	124,300	370,630	15,746,080	1,183,906	692,939		1,876,845	

Table 11-8. Consumption & Cost of Fuel for Three (3) Power Plants

Year	Diesel Engine Power Plant			Gas Turbine Power Plant			Total (10 <sup>3</sup> TK)
	Output Energy (GWH)	Consumption (ton)	Cost (10 <sup>3</sup> TK)	Output Energy (GWH)	Consumption (ton)	Cost (10 <sup>3</sup> TK)	
83/84				35.0	10,745	21,221	21,221
84/85				40.7	12,495	24,678	24,678
85/86	14.0	3,206	10,400	47.3	14,521	28,679	39,079
86/87	16.2	3,709	12,032	54.8	16,824	33,227	45,259
87/88	18.8	4,305	13,965	63.5	19,495	38,503	52,468
88/89	21.5	4,926	15,980	73.6	22,595	44,625	60,605
89/90	25.0	5,725	18,572	85.4	26,218	51,781	70,353
90/91	27.6	6,320	20,502	95.1	29,196	57,662	78,164
91/92	30.7	7,030	22,805	105.6	32,419	64,028	87,013
92/93	34.2	7,832	25,407	116.9	35,888	70,879	96,286
93/94	38.1	8,725	28,304	129.6	39,787	78,579	106,883
94/95	42.1	9,641	31,275	144.1	44,239	87,372	118,647
95/96	45.1	10,328	33,504	154.6	47,462	93,737	127,241
96/97	48.2	11,038	35,807	165.1	50,686	100,105	135,912
97/98	51.7	11,839	38,406	176.5	54,186	107,017	145,423
98/99	55.2	12,641	41,007	188.8	57,962	114,475	155,482
99/2000	59.1	13,534	43,904	201.9	61,983	122,416	166,320
2000/01	63.1	14,450	46,876	216.4	66,435	131,209	178,085
01/02	65.7	15,045	48,806	231.7	71,132	140,486	189,292
02/03	70.5	16,145	52,374	247.9	76,105	150,307	202,681
03/04	75.3	17,244	55,940	265.0	81,355	160,676	216,616
04/05	80.6	18,457	59,875	283.4	87,004	171,833	231,708
05/06	86.3	19,763	64,111	303.4	93,205	184,080	248,191
06/07	92.4	21,160	68,643	324.6	99,652	196,813	265,456
07/08	99.0	22,671	73,545	347.3	106,621	210,576	284,121
08/09	106.0	24,274	78,745	371.4	114,020	225,190	303,935

Assumption:

1. Diesel engine power plant: consumption per KWH = 229 gr./KWH  
Gas turbine power plant: consumption per KWH = 307 gr./KWH

2. Price of fuel

1977/78

1981/82

Naphtha TK 1,527/ton

TK 1,975/ton

Diesel Oil TK 2,505/ton

TK 3,244/ton

Table 11-9 Cost Estimation for Alternative Plan  
(Thermal Power Plants)

Year	Construction Cost	Maintenance Cost	Cost of Fuel	Total
80/81				
81/82	64,722			64,722
82/83	240,736			240,736
83/84	25,925	10,080	21,221	57,226
84/85	80,548	10,080	24,678	115,306
85/86		13,597	28,679	52,676
86/87		13,597	45,259	58,856
87/88	65,028	13,597	52,468	131,093
88/89	239,268	15,743	60,605	315,615
89/90		23,639	70,353	93,992
90/91		23,639	78,164	101,803
91/92		23,639	87,013	110,652
92/93		23,639	96,286	119,925
93/94		23,639	106,883	130,522
94/95	130,806	23,639	118,647	273,092
95/96	604,130	27,956	127,241	759,327
96/97		47,892	135,912	183,804
97/98		47,892	145,423	193,315
98/99		47,892	155,482	203,374
99/2000		47,892	166,320	214,212
2000/01		47,892	178,055	225,947
01/02	55,052	47,892	189,292	292,235
02/03	370,631	49,709	202,681	623,021
03/04		61,940	216,616	278,556
04/05		61,940	231,708	293,648
05/06		61,940	248,191	310,131
06/07		61,940	265,456	327,396
07/08		61,940	284,121	346,061
08/09		61,940	303,935	365,875

Table 11-10 Comparison between Alternative and the Project

Year	Alternative		The Project	
	Cost	Present Value at 15% Discount Rate as of 80/81	Cost	Present Value at 15% Discount Rate as of 80/81
79/80			6,263	7,202
80/81			9,499	9,499
81/82	64,722	56,282	153,619	133,582
82/83	240,736	182,020	98,763	74,679
83/84	60,794	39,972	155,248	102,078
84/85	120,166	68,711	124,001	70,898
85/86	42,276	21,020	34,644	17,224
86/87	58,856	25,449	40,602	17,553
87/88	131,093	49,281	57,813	21,734
88/89	315,615	103,175	59,526	19,459
89/90	93,992	26,715	83,346	23,692
90/91	101,803	25,162	67,386	16,657
91/92	110,652	23,784	85,089	18,289
92/93	119,925	22,412	179,641	33,574
93/94	130,522	21,214	101,694	16,528
94/95	273,092	38,597	116,083	16,406
95/96	759,327	93,314	126,358	15,529
96/97	183,804	19,643	137,069	14,648
97/98	193,315	17,966	149,302	13,874
98/99	203,374	16,432	169,182	13,671
99/2000	214,212	15,053	191,238	13,437
2000/01	225,947	13,803	188,895	11,541
01/02	292,235	15,531	203,173	10,795
02/03	623,021	28,788	236,219	10,913
03/04	278,556	11,883	236,664	9,508
04/05	293,648	10,260	243,165	8,495
05/06	310,131	9,419	274,933	8,352
06/07	327,396	8,648	296,076	7,821
07/08	346,061	7,947	319,036	7,328
08/09	365,875	7,306	343,173	6,854
Total		986,467		751,820



Table 11-11. Estimation of Unit Price on the Proforma  
(For Reference)

Assumptions:

1. The energy (GWH) and unit price (24.2 paisa/KWH) transferred from East-West Interconnector are derived from "Project Proforma East-West Interconnector issued from Directorate of Project Planning PDB, April 1978".
2. The unit price received from the Western Grid is shown in Annex VIII.
3. Obtained unit price is calculated with the weighted average.

Item Year	Eastern Grid		Western Grid			Unit Price TK/KWH (b+e/c)
	Transferred Energy GWH (a)	TK (a)x0.242 (b)x10 <sup>9</sup>	Total Demanded Energy GWH (c)	Receiving Energy GWH (d), (c-a)	TK (d)x0.776 (e)	
1983/84	405.0	98.01	997.9	592.7	460.10	0.559
84/85	491.27	118.89	1,157.76	666.49	517.19	0.549
85/86	687.64	166.41	1,343.01	655.97	509.03	0.503
86/87	873.86	211.47	1,557.79	683.93	530.73	0.476
87/88	859.32	207.96	1,807.06	947.74	735.45	0.522
88/89	962.47	232.92	2,096.49	1,134.02	879.99	0.531
89/90	1,109.59	268.52	2,431.72	1,322.13	1,025.97	0.532
90/91	1,201.04	290.65	2,699.14	1,498.10	1,162.52	0.538
91/92	1,190.25	288.04	2,995.92	1,805.67	1,401.20	0.564
92/93	1,347.13	326.01	3,325.54	1,978.41	1,535.24	0.559
93/94	1,410.64	341.37	3,691.44	2,280.80	1,769.90	0.572
94/95	1,546.08	374.15	4,097.52	2,551.40	1,979.90	0.550
95/96	1,691.01	409.22	4,384.30	2,693.30	2,090.00	0.570
96/97	1,822.43	441.03	4,691.20	2,868.80	2,226.20	0.568
97/98	1,870.09	452.56	5,019.60	3,149.60	2,444.10	0.577
98/99	2,047.64	495.53	5,370.90	3,323.90	2,579.30	0.572
99/2000	2,190.29	530.05	5,746.90	3,556.60	2,759.90	0.572
2000/01	2,190.29	530.05	6,149.20	3,958.90	3,072.10	0.586
01/02	2,190.29	530.05	6,579.60	4,389.30	3,406.10	0.598
02/03	2,190.29	530.05	7,040.20	4,849.90	3,763.50	0.609
03/04	2,190.29	530.05	7,533.10	5,342.80	4,146.00	0.621
04/05	2,190.29	530.05	8,060.30	5,870.00	4,555.10	0.631
05/06	2,190.29	530.05	8,624.60	6,434.30	4,993.00	0.640
06/07	2,190.29	530.05	9,228.30	7,038.00	5,461.40	0.649
07/08	2,190.29	530.05	9,874.30	7,684.00	5,962.80	0.657
08/09	2,190.29	530.05	10,565.50	8,375.20	6,499.10	0.665
09/10	2,190.29	530.05	11,305.10	9,114.80	7,073.10	0.672

Table 11-12 Power Demand Forecast in Faridpur District

Unit: MW

Year	Domestic Service					Industrial					Agricultural					Total
	R	F	M	Sub-total	R	F	M	Sub-total	R	F	M	Sub-total	R	F	M	
84/85	0.7	0.3	0.2	1.2	3.2	3.4	2.3	8.9	0.3	1.3	0.3	1.9	0.3	1.3	0.3	12.0
85/86	0.9	0.3	0.2	1.4	3.7	4.0	2.7	10.4	0.4	1.5	0.3	2.2	0.3	1.5	0.3	14.0
86/87	1.0	0.4	0.2	1.6	4.3	4.7	3.0	12.0	0.4	1.8	0.4	2.6	0.4	1.8	0.4	16.2
87/88	1.1	0.5	0.3	1.9	5.0	5.5	3.4	13.9	0.5	2.0	0.5	3.0	0.5	2.0	0.5	18.8
88/89	1.3	0.6	0.3	2.2	5.8	6.1	4.1	16.0	0.6	2.4	0.5	3.5	0.5	2.4	0.5	21.7
89/90	1.5	0.7	0.4	2.6	6.7	7.0	4.9	18.6	0.7	2.7	0.6	4.0	0.6	2.7	0.6	25.2
90/91	1.7	0.8	0.4	2.9	7.4	7.9	5.4	20.7	0.7	3.0	0.7	4.4	0.7	3.0	0.7	28.0
91/92	1.8	0.9	0.5	3.2	8.3	8.8	5.9	23.0	0.8	3.4	0.7	4.9	0.7	3.4	0.7	31.1
92/93	2.0	1.0	0.5	3.5	9.2	9.8	6.6	25.6	0.9	3.7	0.8	5.4	0.8	3.7	0.8	34.5
93/94	2.2	1.1	0.6	3.9	10.2	10.8	7.4	28.4	1.0	4.1	0.9	6.0	0.9	4.1	0.9	38.3
94/95	2.5	1.2	0.6	4.3	11.3	12.0	8.2	31.5	1.1	4.6	1.0	6.7	1.0	4.6	1.0	42.5
95/96	2.7	1.2	0.7	4.6	12.1	12.9	8.8	33.8	1.2	4.9	1.1	7.2	1.1	4.9	1.1	45.6
96/97	2.9	1.3	0.7	4.9	13.0	13.9	9.2	36.1	1.2	5.3	1.2	7.7	1.2	5.3	1.2	48.7
97/98	3.1	1.3	0.8	5.2	13.9	14.7	10.0	38.6	1.3	5.7	1.3	8.3	1.3	5.7	1.3	52.1
98/99	3.3	1.4	0.9	5.6	14.8	15.7	10.7	41.2	1.4	6.1	1.4	8.9	1.4	6.1	1.4	55.7
99/2000	3.5	1.5	1.0	6.0	15.9	16.8	11.4	44.1	1.5	6.5	1.5	9.5	1.5	6.5	1.5	59.6

Note: R : Rajbari

F : Faridpur

M : Madaripur

Table 11-13 Annual Consumer Profit rendered by this Project

Unit: Energy 10<sup>3</sup>KWH Profit x10<sup>3</sup>TK

Year	Domestic service		Industrial		Agricultural		Total Profit
	Energy	Profit	Energy	Profit	Energy	Profit	
84 - 85	3,500	14,100	38,900	10,500	8,300	4,300	28,900
85 - 86	4,100	16,500	45,400	12,300	9,600	5,000	33,800
86 - 87	4,700	18,900	52,400	14,100	11,400	5,900	38,900
87 - 88	5,500	22,200	60,700	16,400	13,100	6,800	45,400
88 - 89	6,400	25,800	70,000	18,900	15,300	8,000	52,700
89 - 90	7,400	29,800	81,200	21,900	17,500	9,100	60,800
90 - 91	8,400	33,900	90,500	24,400	19,300	10,000	68,300
91 - 92	9,300	37,400	100,500	27,100	21,400	11,100	75,600
92 - 93	10,300	41,500	111,900	30,200	23,600	12,300	84,000
93 - 94	11,400	45,900	124,200	33,500	26,200	13,600	93,000
94 - 95	12,400	50,000	137,700	37,200	29,300	15,200	102,400
95 - 96	13,400	54,000	147,700	39,900	31,400	16,300	110,200
96 - 97	14,300	57,600	157,800	42,600	33,600	17,400	117,600
97 - 98	15,300	61,700	168,700	45,500	36,300	18,900	126,100
98 - 99	16,400	66,100	180,000	48,600	38,900	20,200	134,700
99 - 2000	17,500	70,500	192,700	52,000	41,500	21,600	144,100

Note: Power factor of domestic service is assumed 33%.



## 第 12 章

### 実施機関のプロジェクトの遂行能力



## 第12章 実施機関のプロジェクトの遂行能力

### 12.1 バングラデシュ電力開発局(BPDB)の組織

BPDBの総裁を頭に大きく分けて次の4つの理事から構成されている。

- ・ 運 営 理 事 : 全体の電力系統(発電, 送電配電, 売電)に関する運転と保守。
- ・ 開 発 理 事 : 電力プロジェクト及び装置の計画とその実施
- ・ 財 務 理 事 : 政府指導に基く全体的な財務政策及び手続の樹立と実施
- ・ 総 務 理 事 : 政府指導に基く全体的な人員計画と総務手続に対する素案作成, 確立及び実施

BPDB全体の組織図を章末に示す。

現在のBPDBの人員の数を次に示す(1977/1978)

	現在要員
1. Chairman	1
2. Member	4
3. Chief engineer	8
4. Secretary/Superintending Engineer/Manager/Director	63
5. Dy. Secretary/Executive Engineer/Dy. Director/ Dy. Manager/Assistant Chief engineer (Technical)	202
6. Dy. Secretary/Dy. Director/ Administrative (Non - Technical)	45
7. Assistant engineer/Shift charge Engineer (Degree holder) Assistant engineer/Shift charge Engineer (Diploma holder)	552
8. Other employees	19,112
total	19,987

## 12.2 遂行能力

B P D B は当電力開発局の技術向上のため、訓練制度の理事会を特に設け、その基に、Kaptai に総合技術学園、地域的な訓練所を、Dacca, Chittagong, Khulna, Ghorasal, Ashuganj にそれぞれ設けている。

特に総合技術学園に於いては現在約230人がそれぞれの部門で訓練を行っている。

一方、海外に於いては、西ドイツ、日本、英国、仏、フィリピン、米国、ソ連に約20名の訓練生を派遣し、発電、変電、送電、配電、系統保護装置、通信設備に関する実務、各種主要機器、変圧器、電力搬送装置、試験器具等の修善、人事管理、系統計画、資材管理、保守及び運転に関する知識を収得している。

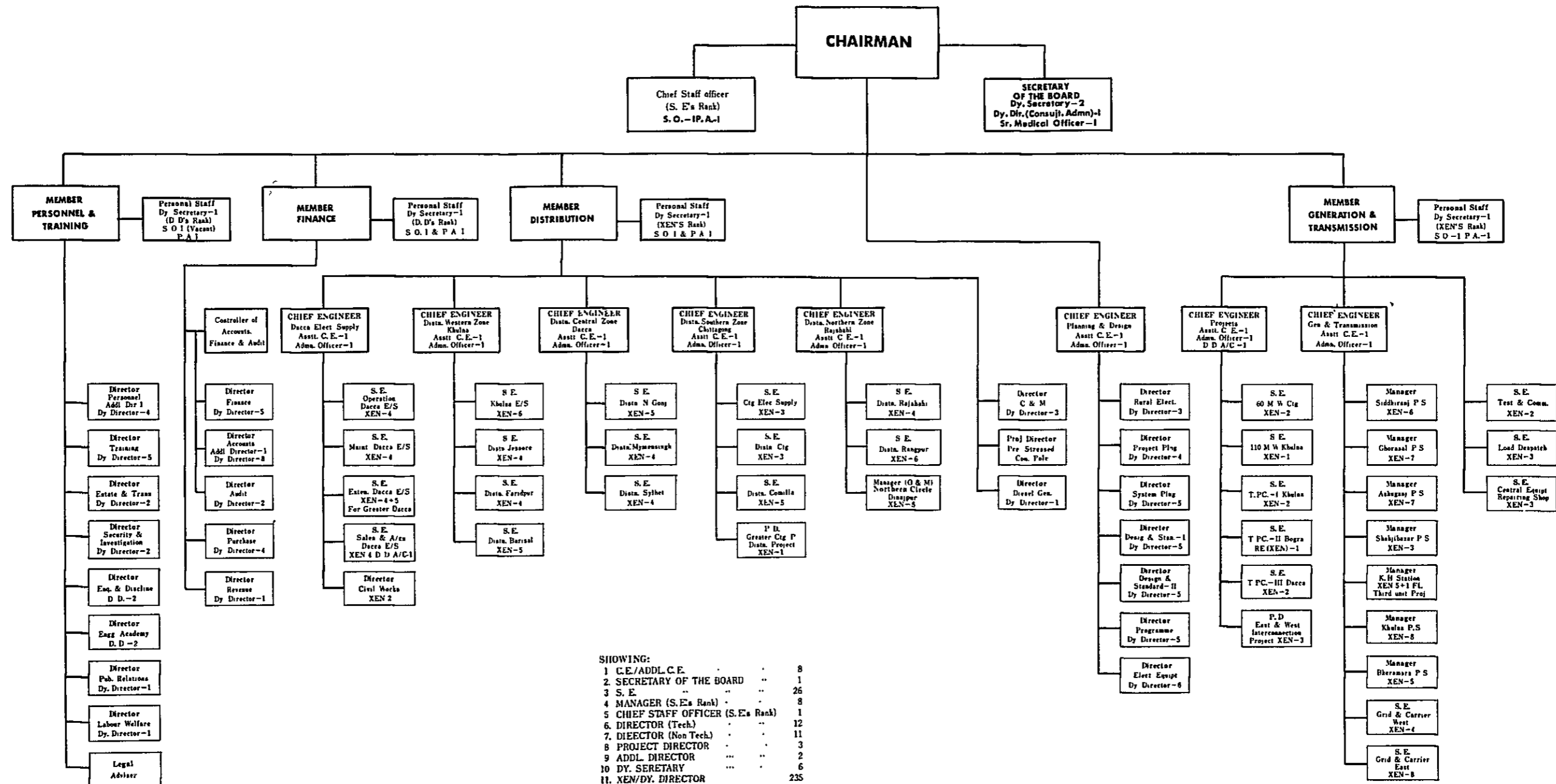
海外からの技術援助とともに自らの技術のレベル向上に努めているが、大型建設工事については、海外からの技術指導が必要と考える。





# ORGANISATION CHART OF BANGLADESH POWER DEVELOPMENT BOARD

(SHOWING POSITIONS DOWN TO S.E./MANAGER/DIRECTOR LEVEL)



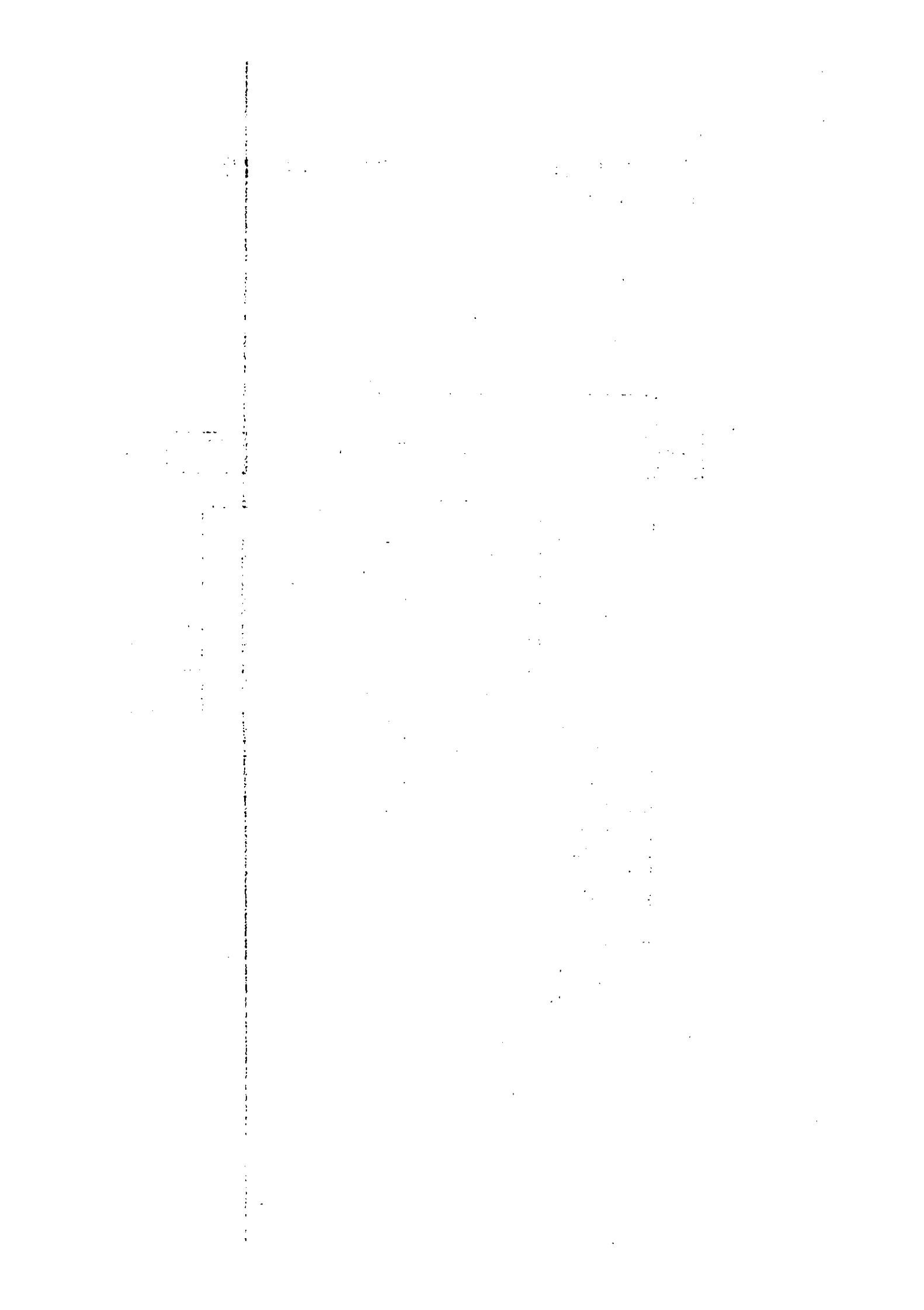
SHOWING:

1	C.E./ADDL. C.E.	8
2	SECRETARY OF THE BOARD	1
3	S. E.	26
4	MANAGER (S.E.'s Rank)	8
5	CHIEF STAFF OFFICER (S.E.'s Rank)	1
6	DIRECTOR (Tech.)	12
7	DIRECTOR (Non Tech.)	11
8	PROJECT DIRECTOR	3
9	ADDL. DIRECTOR	2
10	DY. SECRETARY	6
11	XEN/DY. DIRECTOR	235
12	ADMN OFFICER	8
13	ASSTT. CHIEF ENGR.	8

N.B. - (i) The post of M(Services) has been kept in abeyance vide Ministry of Power O.O. No.255/Sec 11/2 Misc-14/77 (Pt I) dt 5.6.78

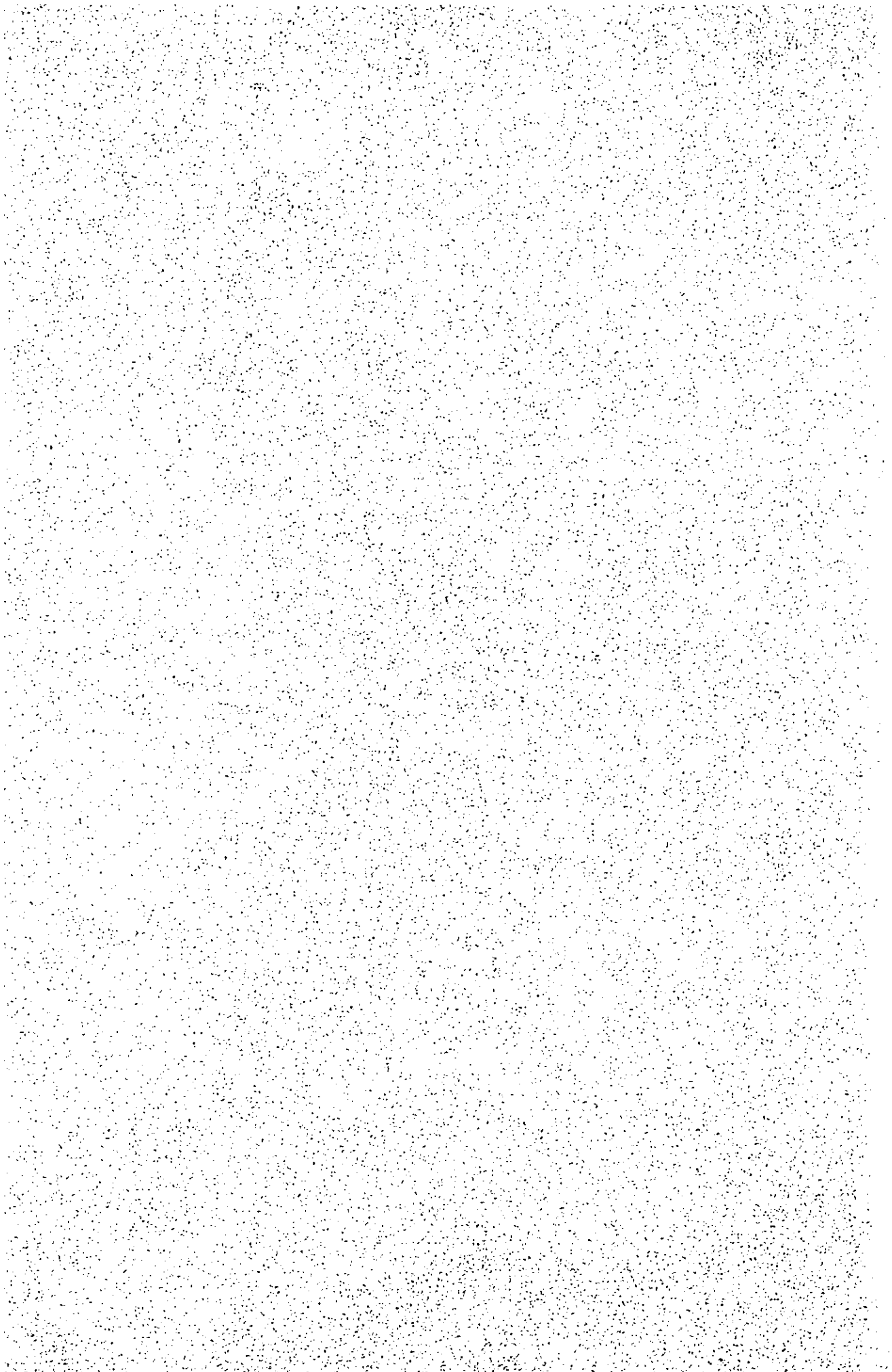
(ii) The Director, Rural Electrification and Two D. D.'s are working on deputation to REB and the question of retention or other wise of the

CONTROLL. OF ACCOUNTS, FINANCE & AUDIT.



ANNEX I

気象データ



ANNEX I-1 CLIMATOLOGICAL DATA BASED ON 1961 - 76

AT : BARISAL STATION

Month	Temperature in °F				Relative Humidity in %			Total Rainfall in Inches
	Max.	Min.	Highest Max.	Lowest Min.	0000 G.M.T.	0300 G.M.T.	1200 G.M.T.	
Jan.	77.8	54.1	89	44	91	79	66	0.39
Feb.	32.9	60.0	93	45	91	72	61	0.61
Mar.	90.1	68.9	100	53	91	73	62	1.42
Apr.	91.9	74.5	100	61	92	77	72	2.82
May	91.8	76.9	100	65	92	78	76	7.57
June	88.7	78.2	97	71	94	86	85	16.38
July	86.4	78.4	97	72	95	88	86	14.97
Aug.	86.9	78.2	97	72	95	89	87	12.31
Sept.	88.3	78.2	95	70	95	86	85	11.35
Oct.	88.2	75.6	95	64	95	82	84	8.26
Nov.	83.7	65.8	91	51	94	80	77	1.64
Dec.	78.5	55.8	87	45	93	80	73	0.30

## ANNEX I-2

ANNUAL RAINFALL (IN INCHES)  
(FROM 1948-77)

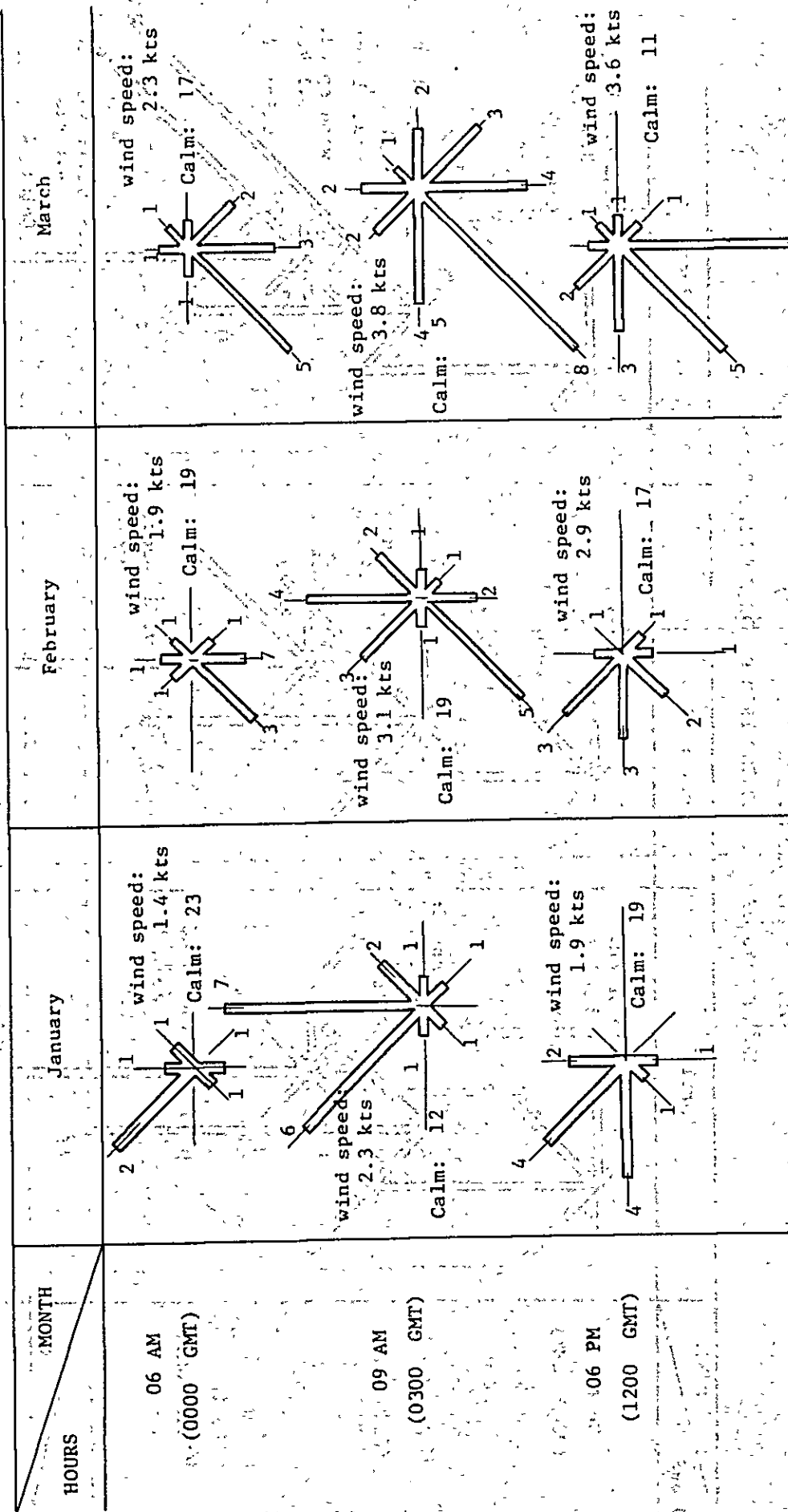
STATION	MEAN	MAXIMUM	MINIMUM
BARISAL	85.70	146.52	51.39
BOGRA	69.95	108.22	45.22
BRAHMANBARIA	77.34	100.46	51.49
CHITTAGONG	111.90	162.23	70.89
COMILLA	104.55	184.51	63.91
COX'S BAZAR	146.30	216.83	73.06
DACCA	79.44	107.23	52.19
DINAJPUR	68.03	101.83	41.22
FARIDPUR	71.53	116.50	52.66
ISHURDI	68.98	114.10	37.67
JESSORE	61.41	99.33	36.90
KHULNA	74.47	117.89	50.33
MYMENSINGH	125.96	157.63	95.93
NARAYANGANJ	79.21	110.02	53.70
RAJSHAHI	57.45	83.54	35.60
RANGPUR	83.53	120.61	48.40
RANGAMATI	100.72	143.04	55.67
SATHIRA	68.59	99.32	48.14
SIRAJGANJ	72.06	119.59	49.42
SRIMANGAL	101.34	123.98	77.21
SYLHET	172.28	221.34	142.39

STATION: DACCA

ANNEX I-3 WIND ROSE (BASED ON DATA 1961 - 1970)

NO. OF DAYS OF WIND BLOWING FROM DIFFERENT DIRECTIONS:

(1)



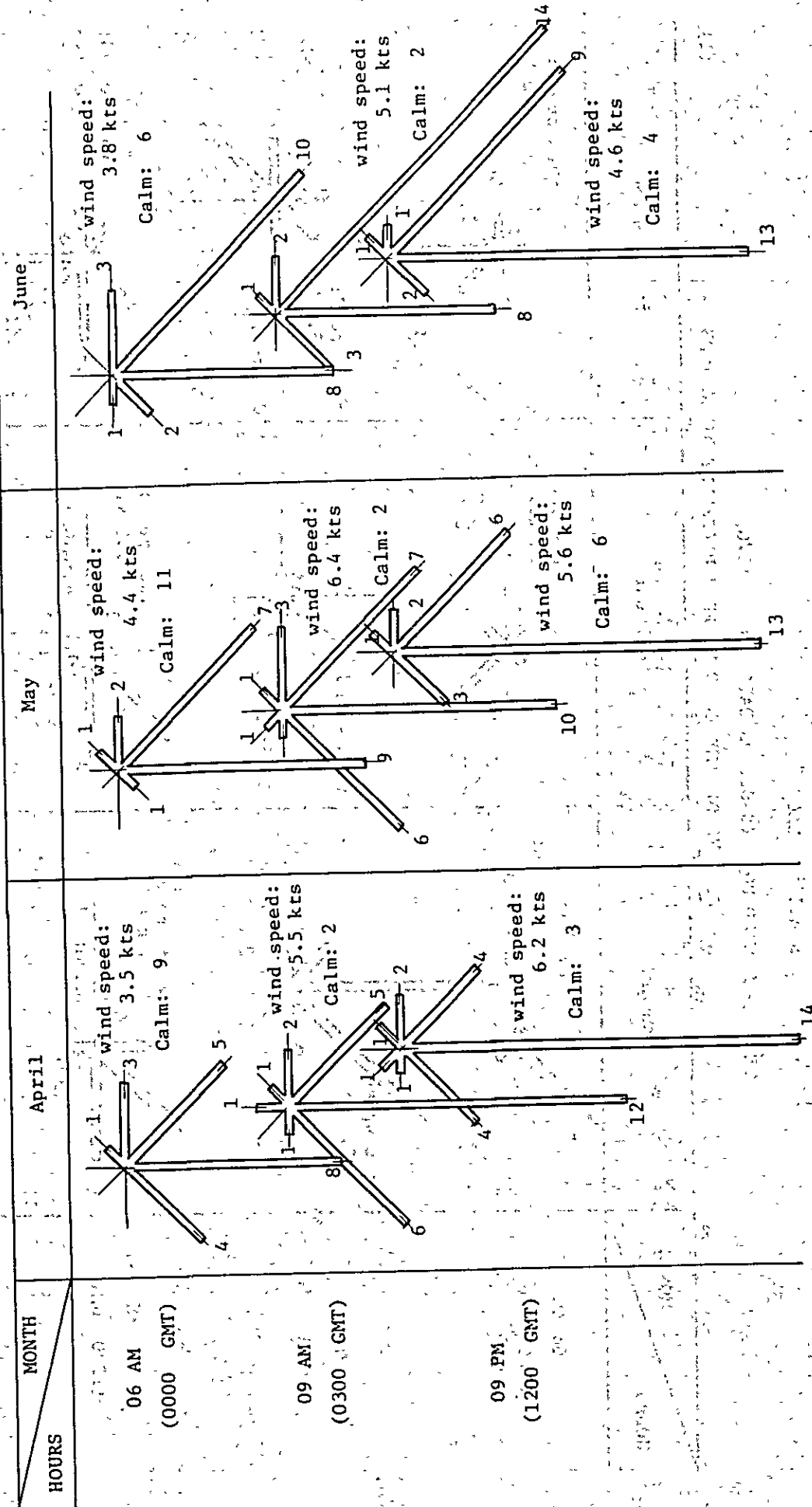


STATION: DACCA

WIND ROSE (BASED ON DATA 1961 - 1970)

NO. OF DAYS OF WIND BLOWING FROM DIFFERENT DIRECTIONS:

(2)

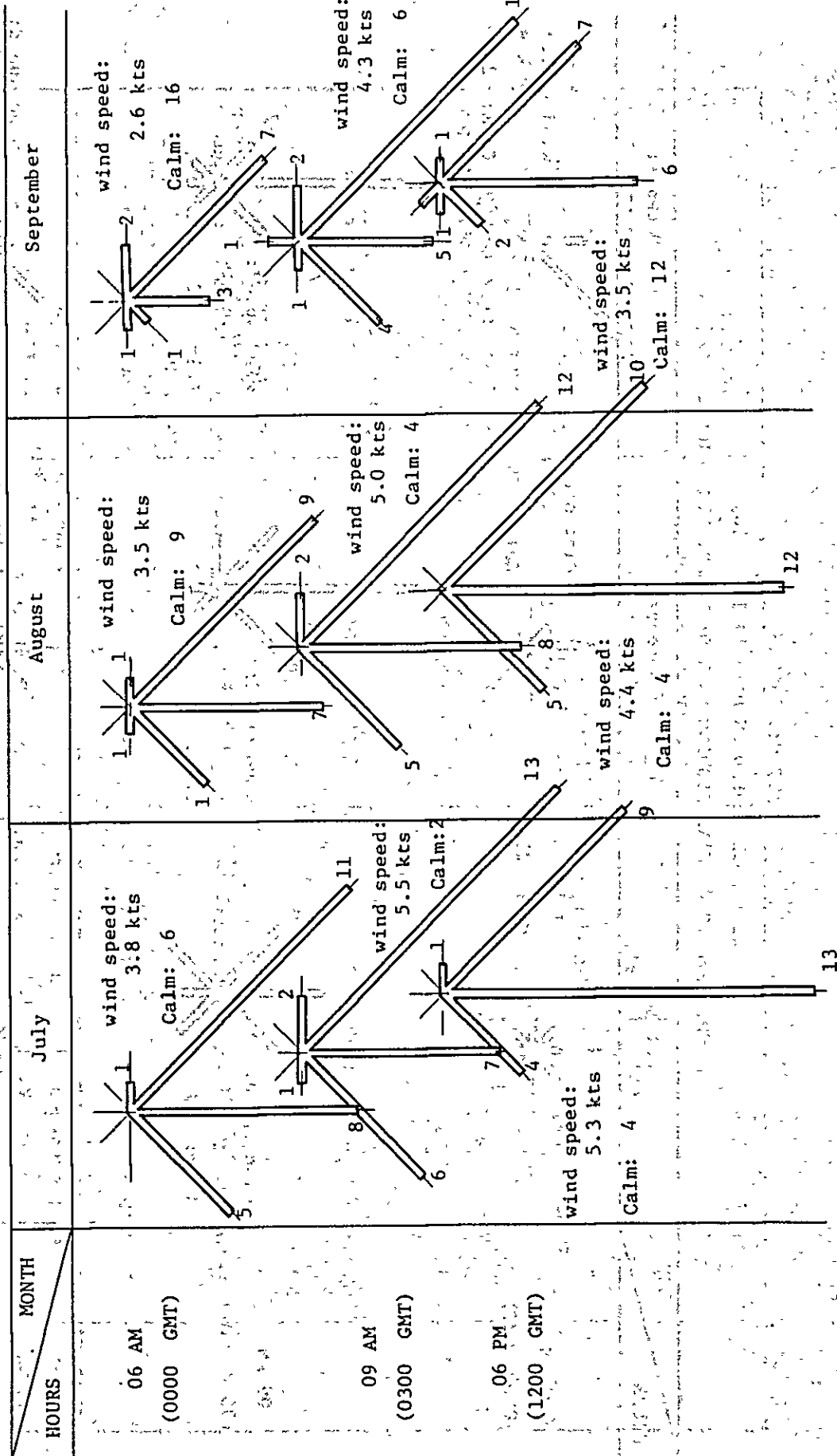


STATION: DACCA

WIND ROSE (BASED ON DATA 1961 - 1970)

NO. OF DAYS OF WIND BLOWING FROM DIFFERENT DIRECTIONS:

(3)

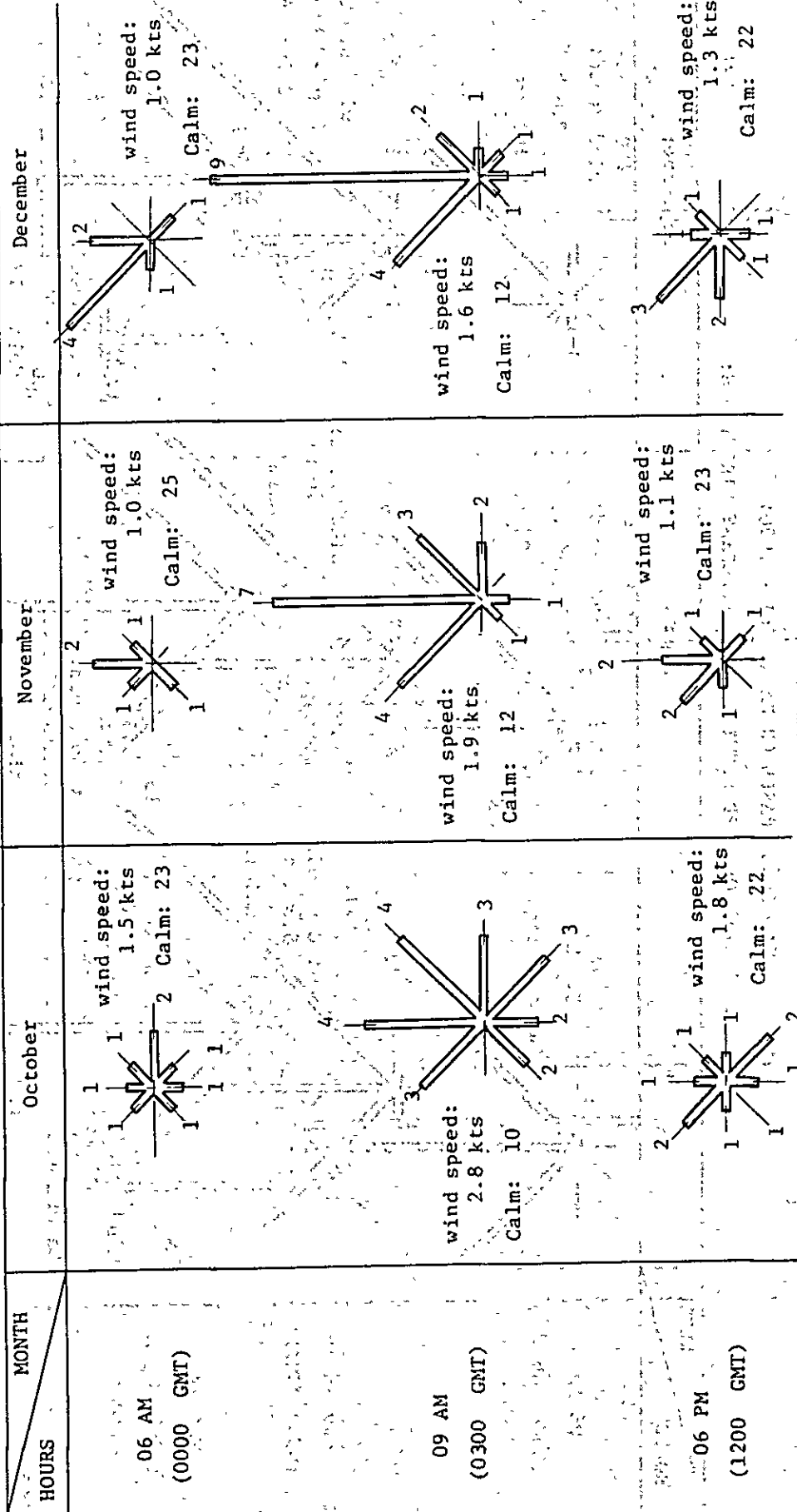


STATION: DACCA

WIND ROSE (BASED ON DATA 1961 - 1970)

(4)

NO. OF DAYS OF WIND BLOWING FROM DIFFERENT DIRECTIONS:



ANNEX I-4 OCCURRENCES OF STORMS/CYCLONES THAT AFFECTED BANGLADESH

(1)

SL. No.	Date of occurrences	Type of storm	Maximum wind speed in the under noted station recorded in mill per hour	Storm surge with tidal wave.
1	25-29th May, 1960	Cyclonic storm (C.S)	Weakened.	Monsoon become active in the Eastern district of B.D.
2	9-10th October, 1960	Severe cyclonic storm (S.C.S)	70-80 mph. (Estimated)	Storm surge plus astronomical tide of about 10 feet experienced in off shore island.
3	30-31th October, 1960	S.C.S.	Chittagong port 130 mph	Storm surge with tidal bore of about 20-30 at Chittagong.
4	9th May, 1961	S.C.S.	Comilla -92 mph. Dacca -90 mph.	10-22' (Storm surge with astronomical tide) recorded in different place of coastal area.
5	30th May, 1961	C.S.	Cox's Bazar 30 - 50 kts	Tide of 21' at Ctg. port.
6	19-22nd September, 1962	C.S.	Cox's Bazar-20 kts. Akyab -30 kts. West Beng. -30 - 40 kts.	----- ... cont'd

OCCURRENCES OF STORMS/CYCLONES THAT AFFECTED BANGLADESH (cont'd) (2)

SL. No.	Date of occurrences	Type of storm	Maximum wind speed in the under noted station recorded in mill per hour	Storm surge with tidal wave
7	26-30th October, 1962	C.S.	Majdee Court -30 kts	-----
8	28-29th May, 1963	S.C.S.	Patenga-125 mph Cox's Bazar -120 mph	8'-12' off-shore island and coastal area of Ctg. & N. khali District
9	5-8th June, 1963	C.S.	35-40 kts. in the coastal area, Cox's Bazar-40 kts. Pabna and Lamonirhat -45 kts.	-----
10	19-21st October, 1963	C.S.	Madras -40-50 kts	-----
11	11-12th May, 1965	S.C.S.	Dacca-100 mph.	7'-20' high tide wave
12	31st May, 1965	C.S.	Wind speed rain	-----
13	14-15th December, 1965	S.C.S.	Chittagong coastal left-130 mph.	7'-23' tide wave
14	Sept. 29-1st October, 1966	S.C.S.	Ctg. & Cox's Bazar -90 mph.	15'-32' tide wave
15	12th December, 1966	S.C.S.	Cox's Bazar -50mph. Ctg. -20-25 (Gusty wind)	----- ... cont'd

OCCURRENCES OF STORMS/CYCLONES THAT AFFECTED BANGLADESH (cont'd)

(3)

SL. No.	Date of occurrences	Type of storm	Maximum wind speed in the under noted station recorded in mill per hour	Storm surge with tidal wave
16	10-11th October, 1967	C.S.	Sand Head - 60 kts.	-----
17	22-24th October, 1967	S.C.S.	Cox's Bazar N - 58 kts.	-----
18	10th May, 1968	S.C.S.	10 kts. at Ctg. Akyab - 120 mph.	-----
19	10th October, 1969	C.S.	35 mph N.E. of Patuakhali	-----
20	7th May, 1970	C.S.	Stormy weather	-----
21	23rd October, 1970	S.C.S.	Chittagong & Cox's Bazar -90 mph.	Moderate Storm surge
22	12th November, 1970	S.C.S.	Patenga reported 90 mph. and the broken ship at Chittagong port reported 138 mph.	10-20' surge with tide wave.
23	7-8th May, 1971	C.S.	Petanga-50 mph. (estimated)	-----
24	28-30th September, 1971	S.C.S.	60-70 mph. in Khulna town	2' rise of seawater in Khulna town low lying areas inundated. .... cont'd

OCCURRENCES OF STORMS/CYCLONES THAT AFFECTED BANGLADESH (cont'd)

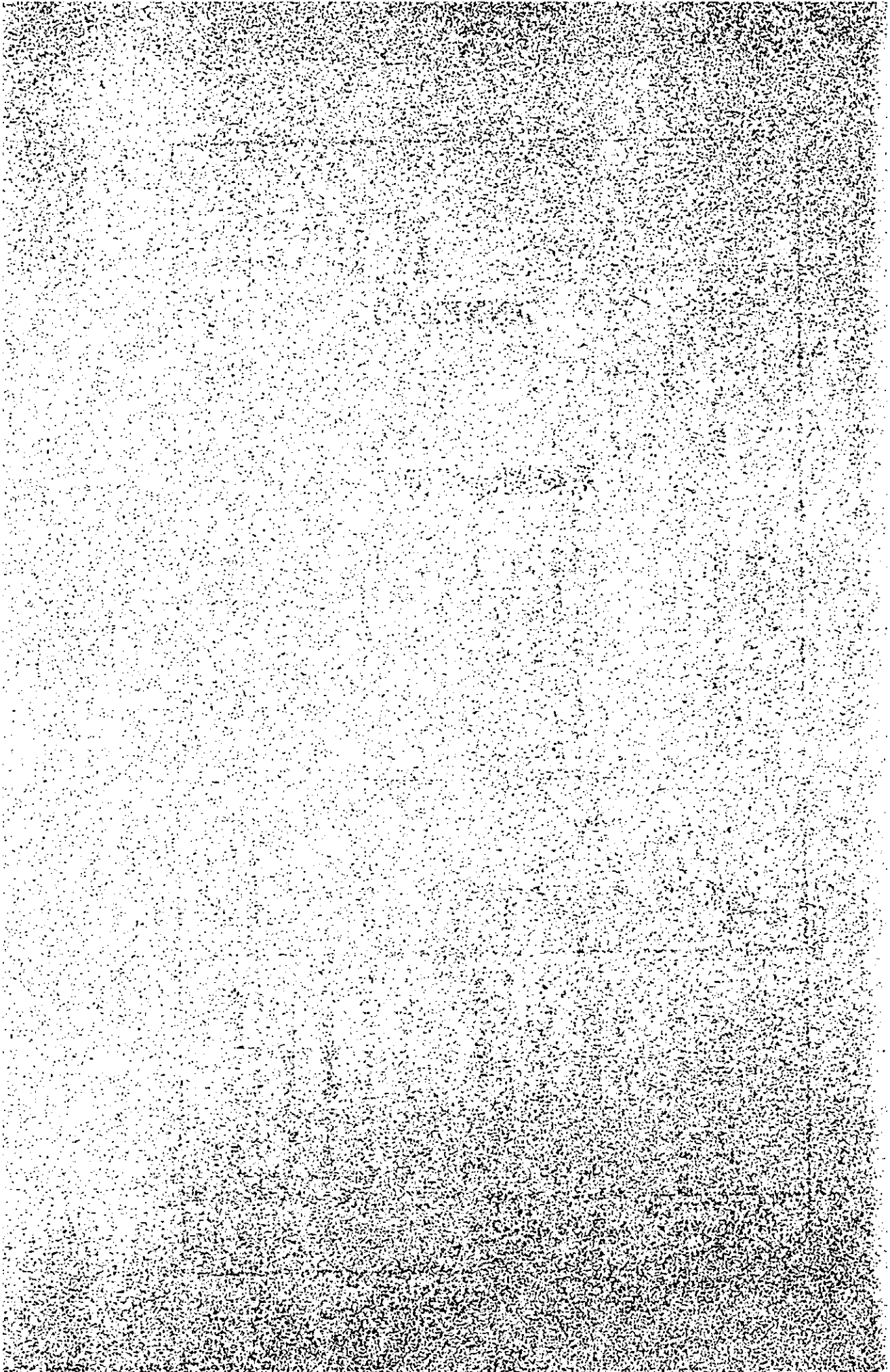
(4)

SL. No.	Date of occurrences	Type of storm	Maximum wind speed in the under noted station recorded in mill per hour	Storm surge with tidal wave
25	5-6th November, 1971	S.C.S.	-----	-----
26	16-18th November, 1971	C.S.	-----	-----
27	6-9th December, 1973	S.C.S.	-----	Storm surge of slight to moderate intensity inundated low lying areas of Paluakhali & offshore islands.
28	13-15th August, 1974	S.C.S.	Barisal and offshore island - 50 mph.	-----
29	24-28th November, 1974	S.C.S.	Coastal belt from Cox's Bazar to Chittagong & offshore island - 100 mph.	9-17' storm surge tide wave
30	5th January, 1975	C.S.	Ctg. - 60 mph.	Inundated low lying area of coastal & offshore island.
31	8th November, 1975	C.S.	-----	-----
32	9-12th May, 1975	S.C.S.	60-70 mph. experienced at Bhola. Wide spread rain max. at Chandpur-7	-----

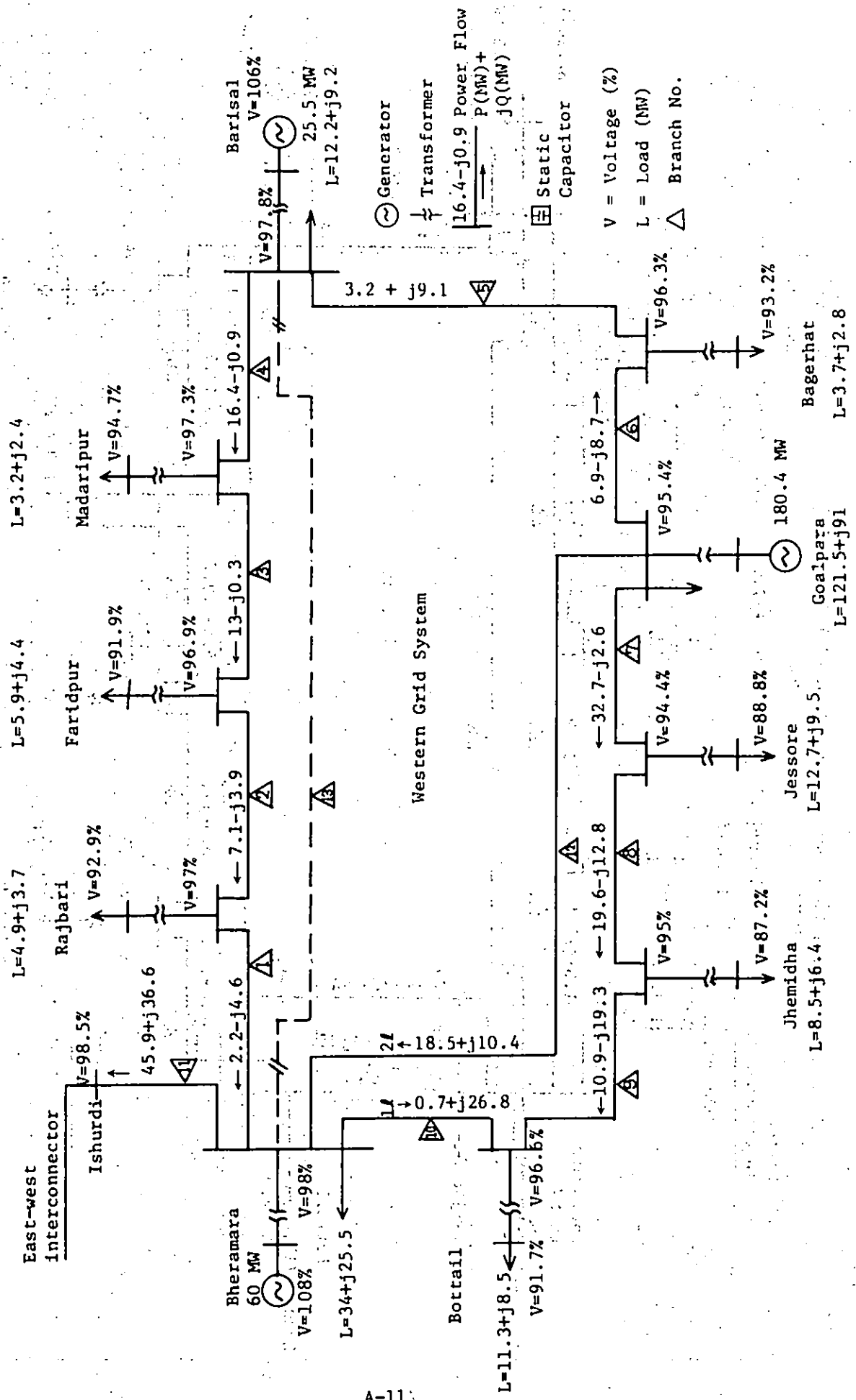
ANNEX II

系統潮流解析データ

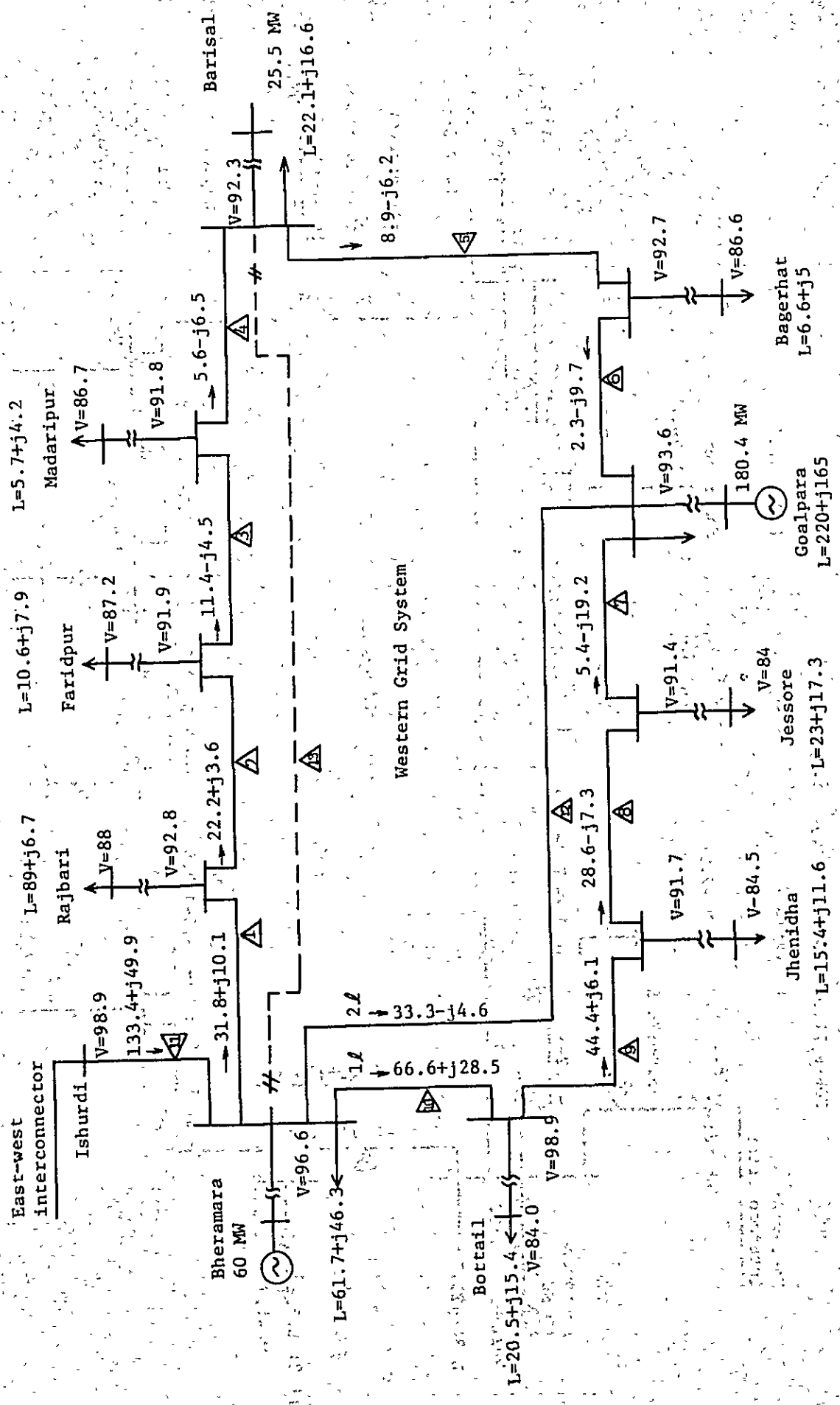




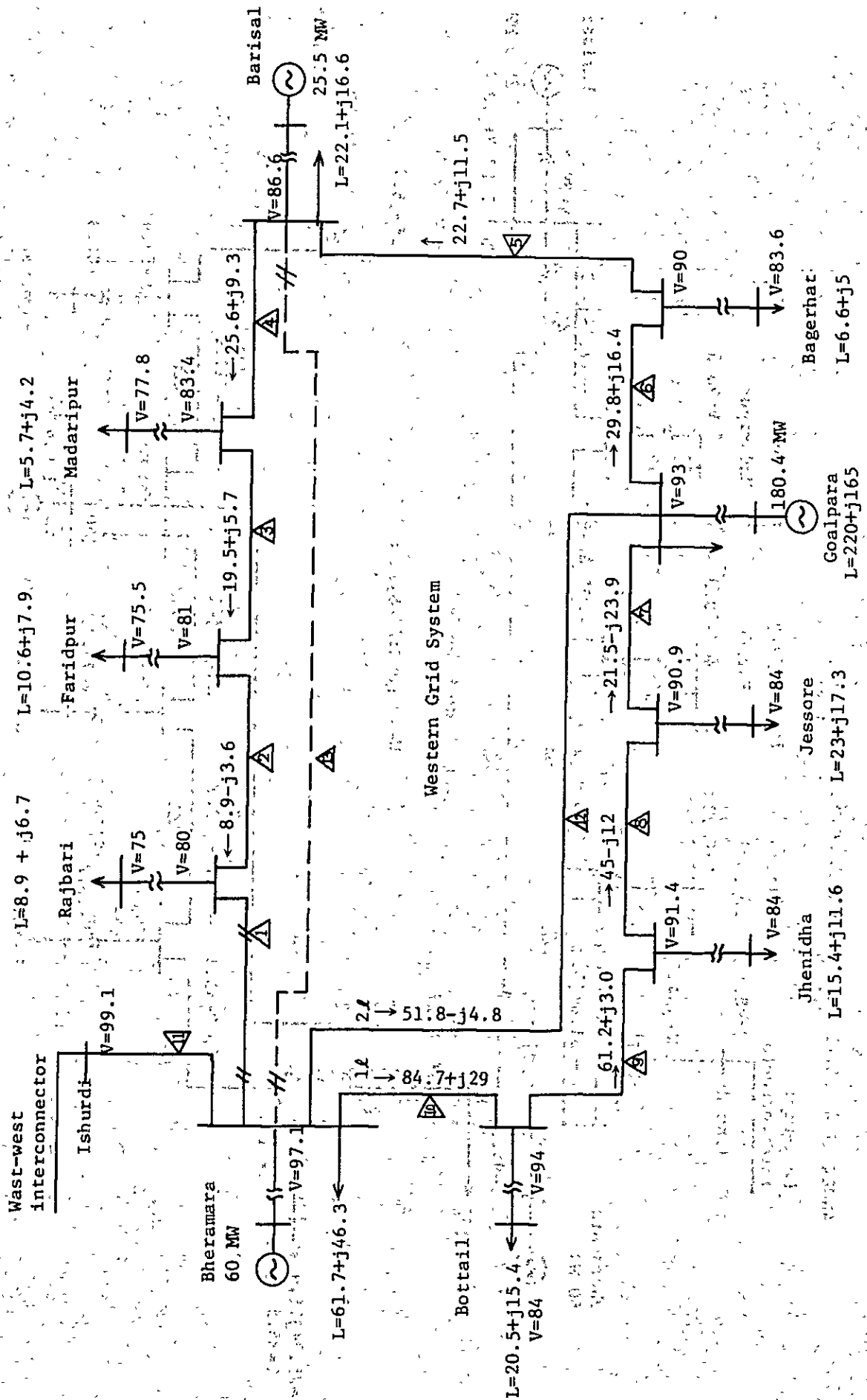
ANNEX II-1 POWER FLOW AT NORMAL CONDITION IN 1986



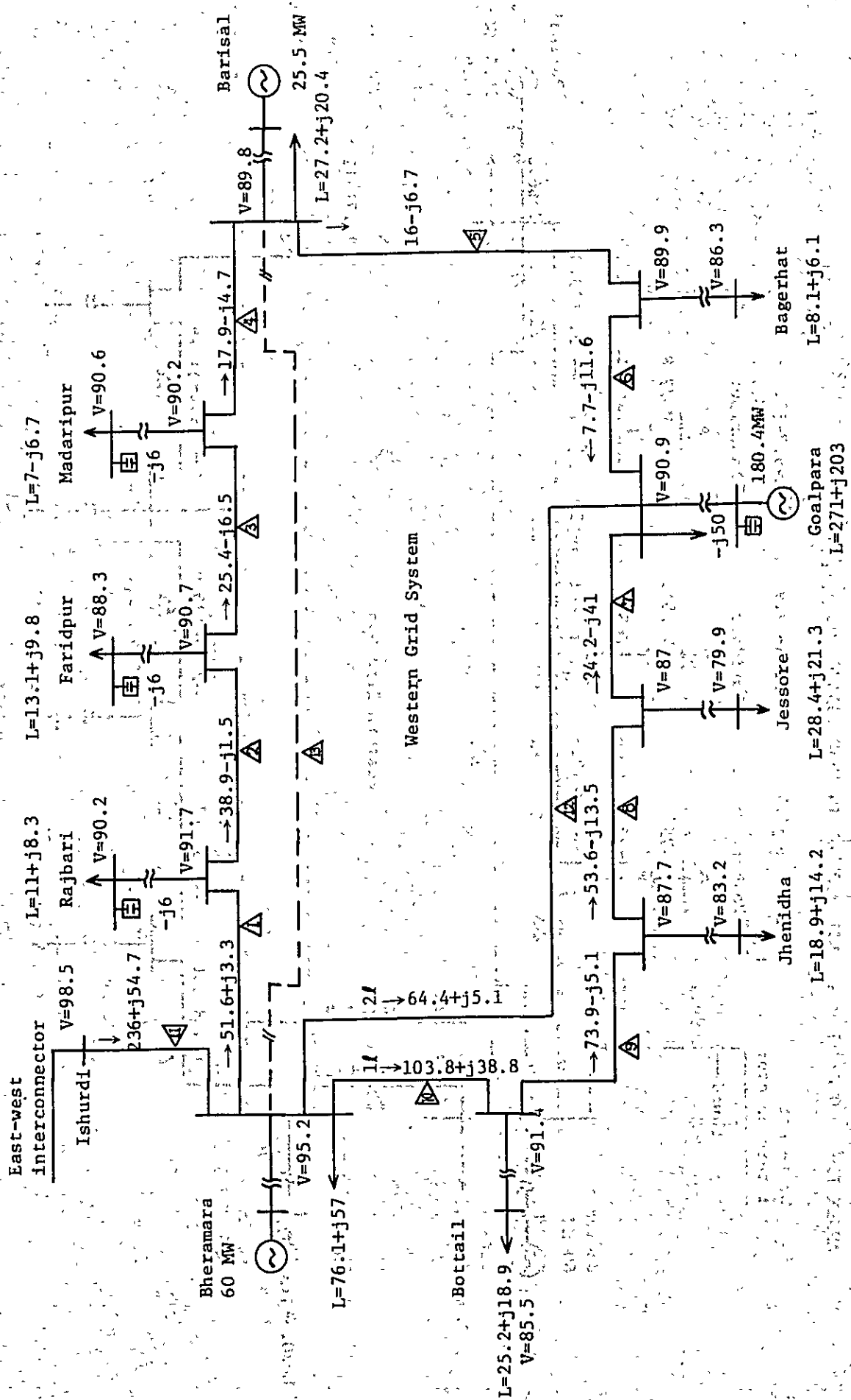
ANNEX II-2 POWER FLOW AT NORMAL CONDITION IN 1990



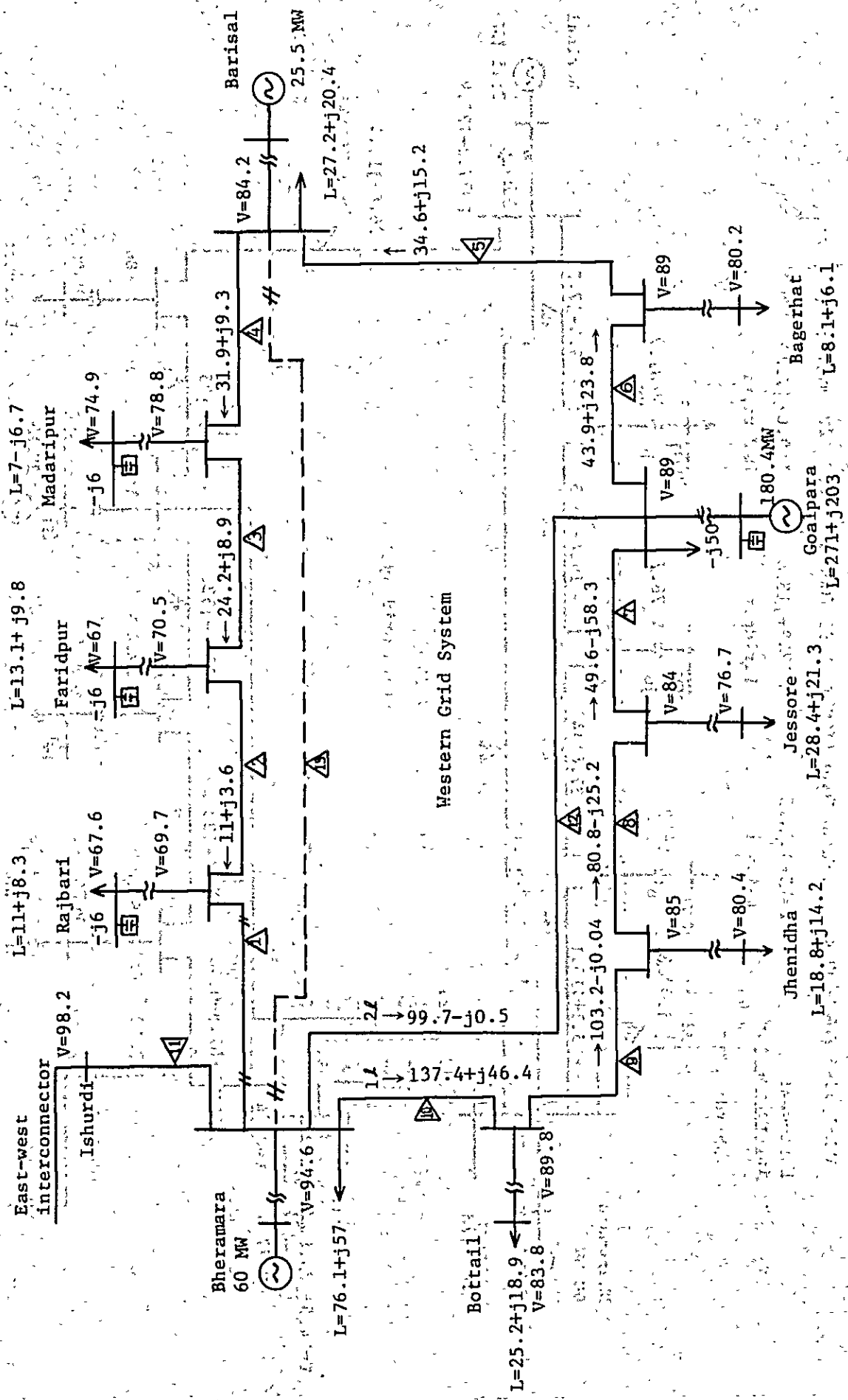
ANNEX II-3 POWER FLOW AT INTERRUPTION IN 1990 (BRANCH NO.  $\Delta$  OFF)



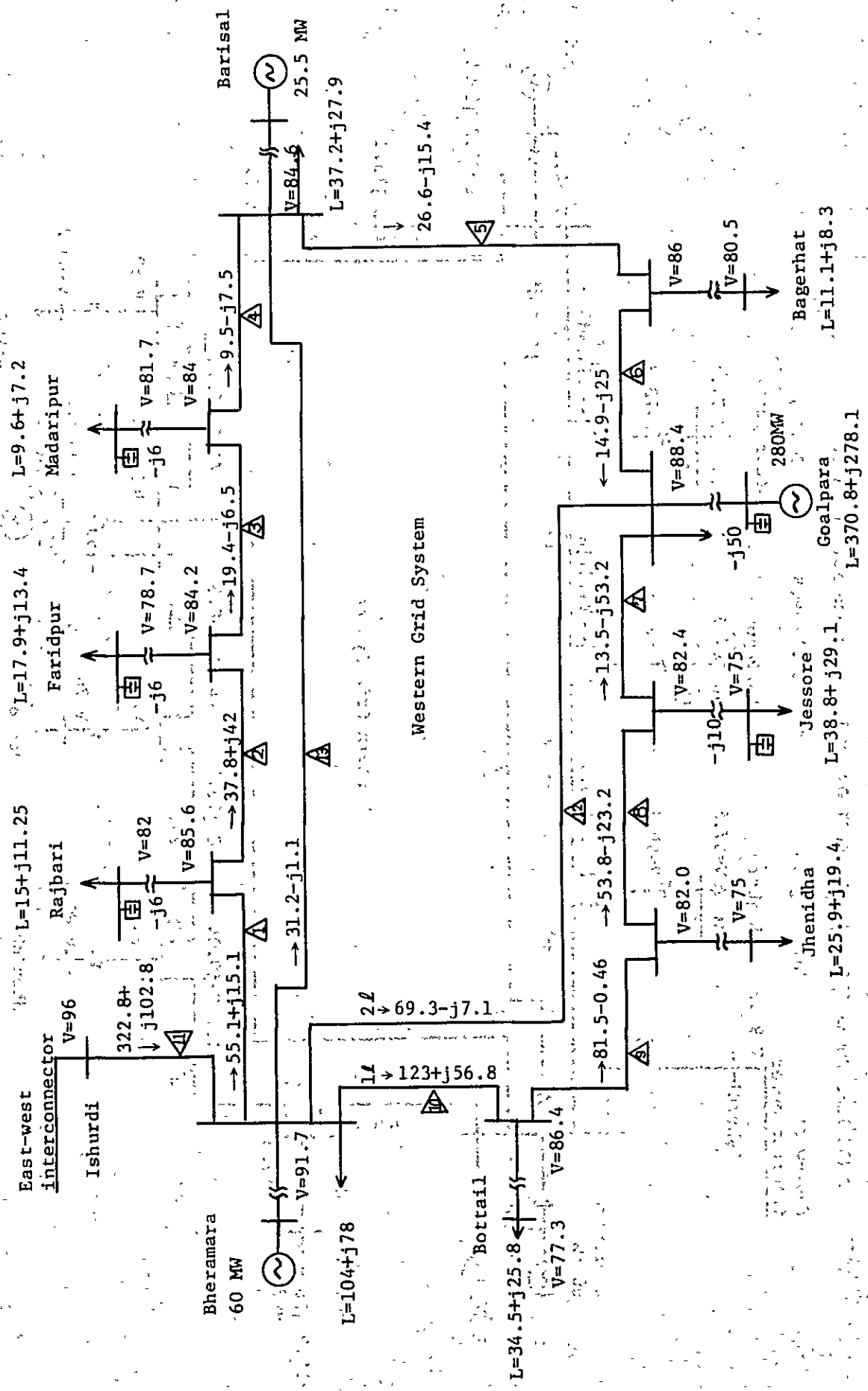
ANNEX II-4 POWER FLOW AT NORMAL CONDITION IN 1992



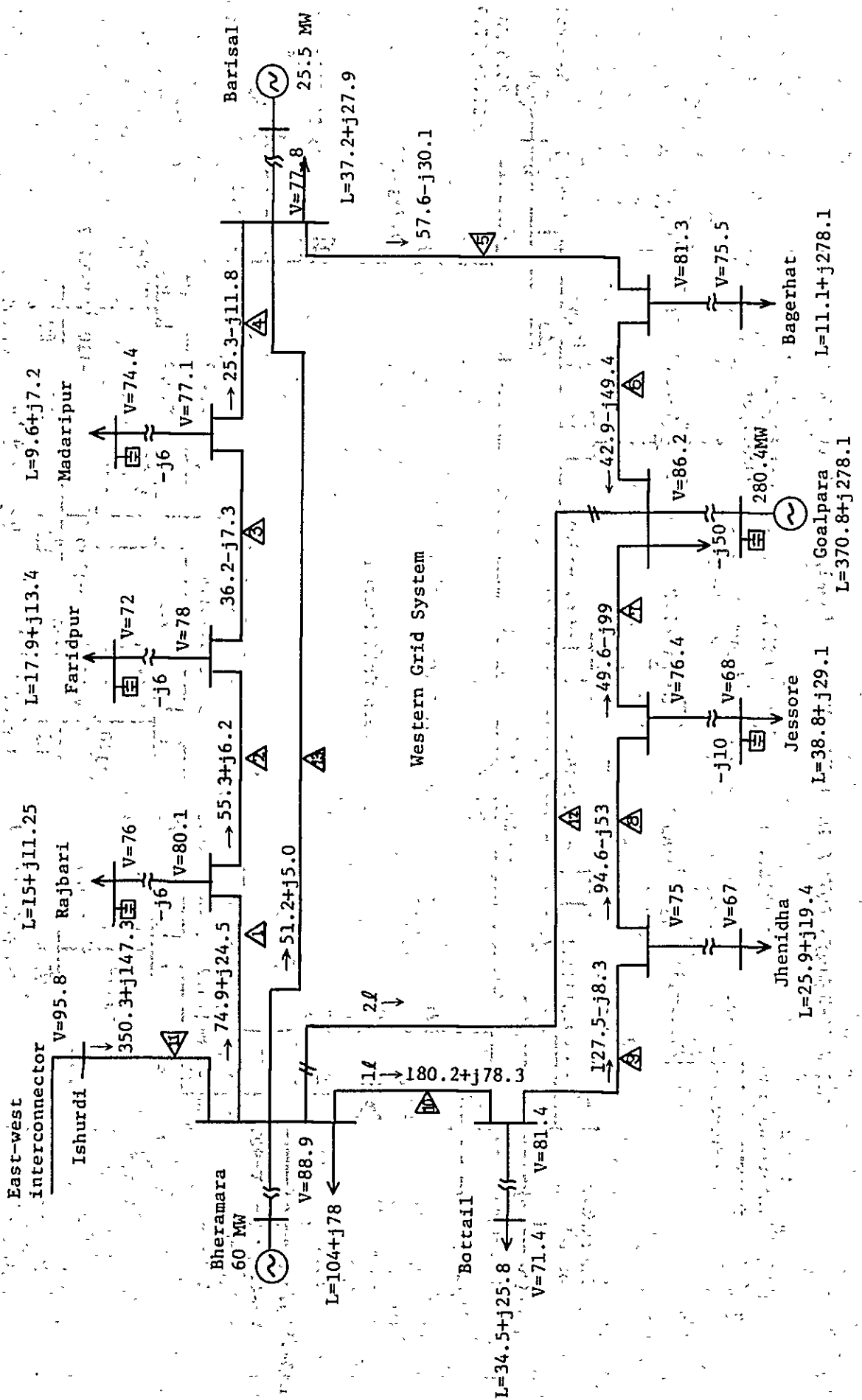
ANNEX II-5 POWER FLOW AT INTERRUPTION IN 1992 (Branch No.  $\Delta$  off)



ANNEX II-6 POWER FLOW AT NORMAL CONDITION IN 1995 (Goalpara P/S 280 MW)

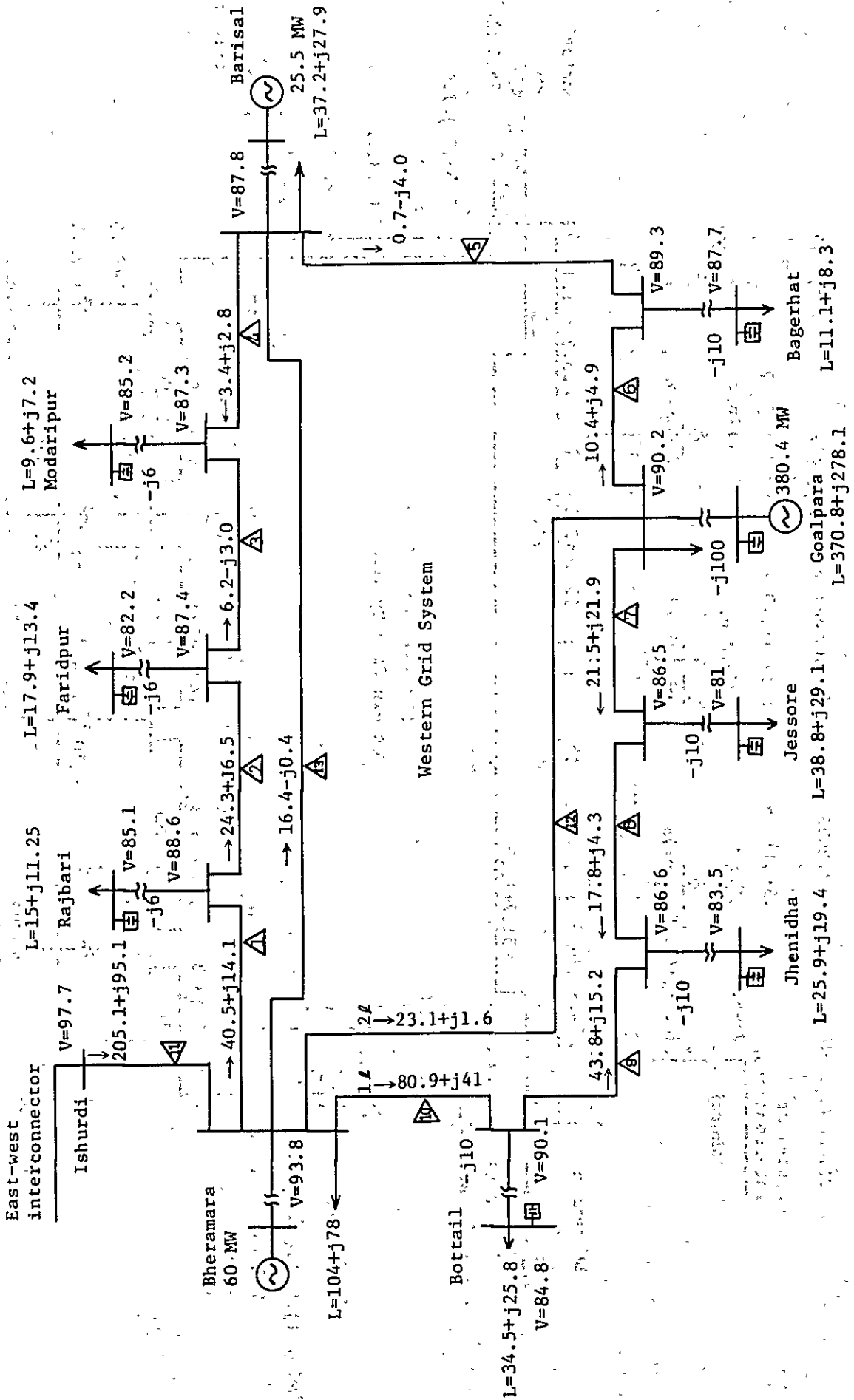


ANNEX II-7 POWER FLOW AT INTERRUPTION IN 1995 (Branch No.  $\Delta$  off)

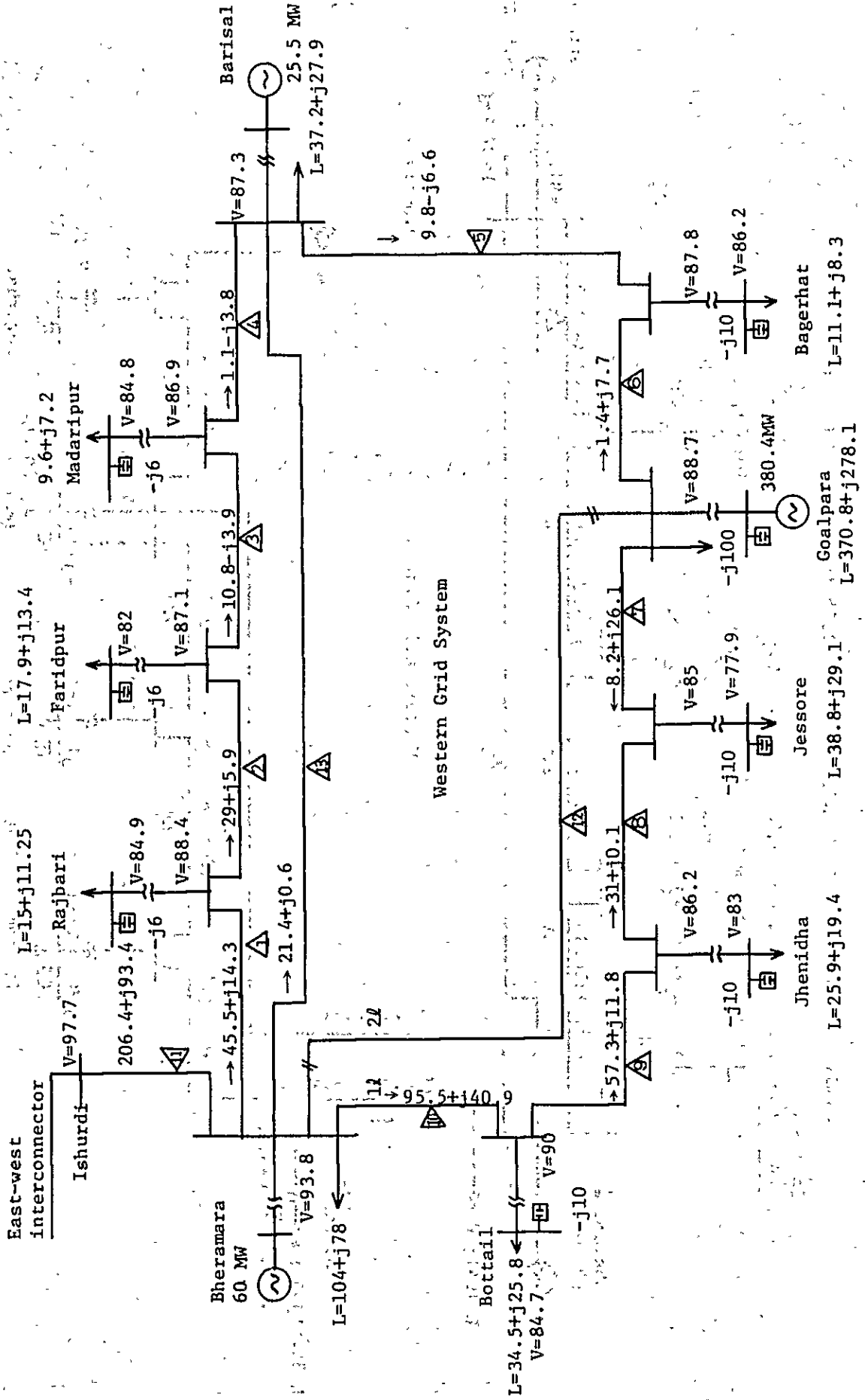




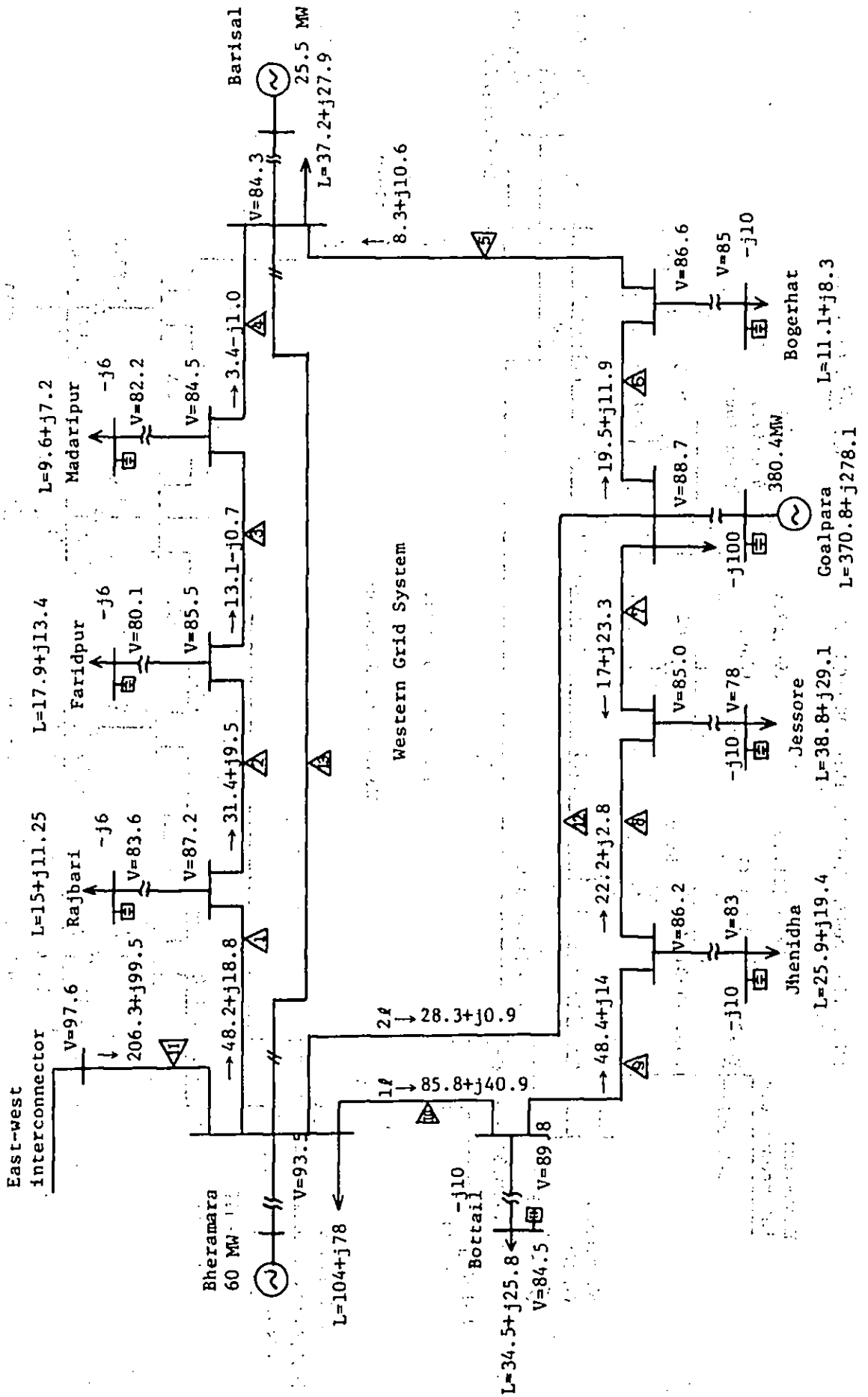
ANNEX II-8 POWER FLOW AFTER COUNTERMEASURE (Goalpara P/S-380 MW)



ANNEX II-9 POWER FLOW AT INTERRUPTION IN 1995 (Branch No:  $\Delta$  Off)



ANNEX II-10 POWER FLOW AT INTERRUPTION IN 1995 (Branch No. 3 off)



## ANNEX III

### 系統安定度計算結果

	-90.00	-45.00	0.0	+45.00	+90.00
0.0			3 2 3 2 3 2 4 1		1 4 1 4 1 4 1 4
0.1			3 2 3 2 3 2 4 1		1 4 1 4 1 4 1 4
0.2			3 2 3 2 3 2 4 1		1 4 1 4 1 4 1 4
0.3			3 2 3 2 3 2 4 1		1 4 1 4 1 4 1 4
0.4			3 2 3 2 3 2 4 1		1 4 1 4 1 4 1 4
0.5			3 2 3 2 3 2 4 1		1 4 1 4 1 4 1 4
0.6			3 2 3 2 3 2 4 1		1 4 1 4 1 4 1 4
0.7			3 2 3 2 3 2 4 1		1 4 1 4 1 4 1 4
0.8			3 2 3 2 3 2 4 1		1 4 1 4 1 4 1 4
0.9			3 2 3 2 3 2 4 1		1 4 1 4 1 4 1 4
1.0			3 2 3 2 3 2 4 1		1 4 1 4 1 4 1 4
1.1			3 2 3 2 3 2 4 1		1 4 1 4 1 4 1 4
1.2			3 2 3 2 3 2 4 1		1 4 1 4 1 4 1 4
1.3			3 2 3 2 3 2 4 1		1 4 1 4 1 4 1 4
1.4			3 2 3 2 3 2 4 1		1 4 1 4 1 4 1 4
1.5			3 2 3 2 3 2 4 1		1 4 1 4 1 4 1 4
1.6			3 2 3 2 3 2 4 1		1 4 1 4 1 4 1 4
1.7			3 2 3 2 3 2 4 1		1 4 1 4 1 4 1 4
1.8			3 2 3 2 3 2 4 1		1 4 1 4 1 4 1 4
1.9			3 2 3 2 3 2 4 1		1 4 1 4 1 4 1 4
2.0			3 2 3 2 3 2 4 1		1 4 1 4 1 4 1 4

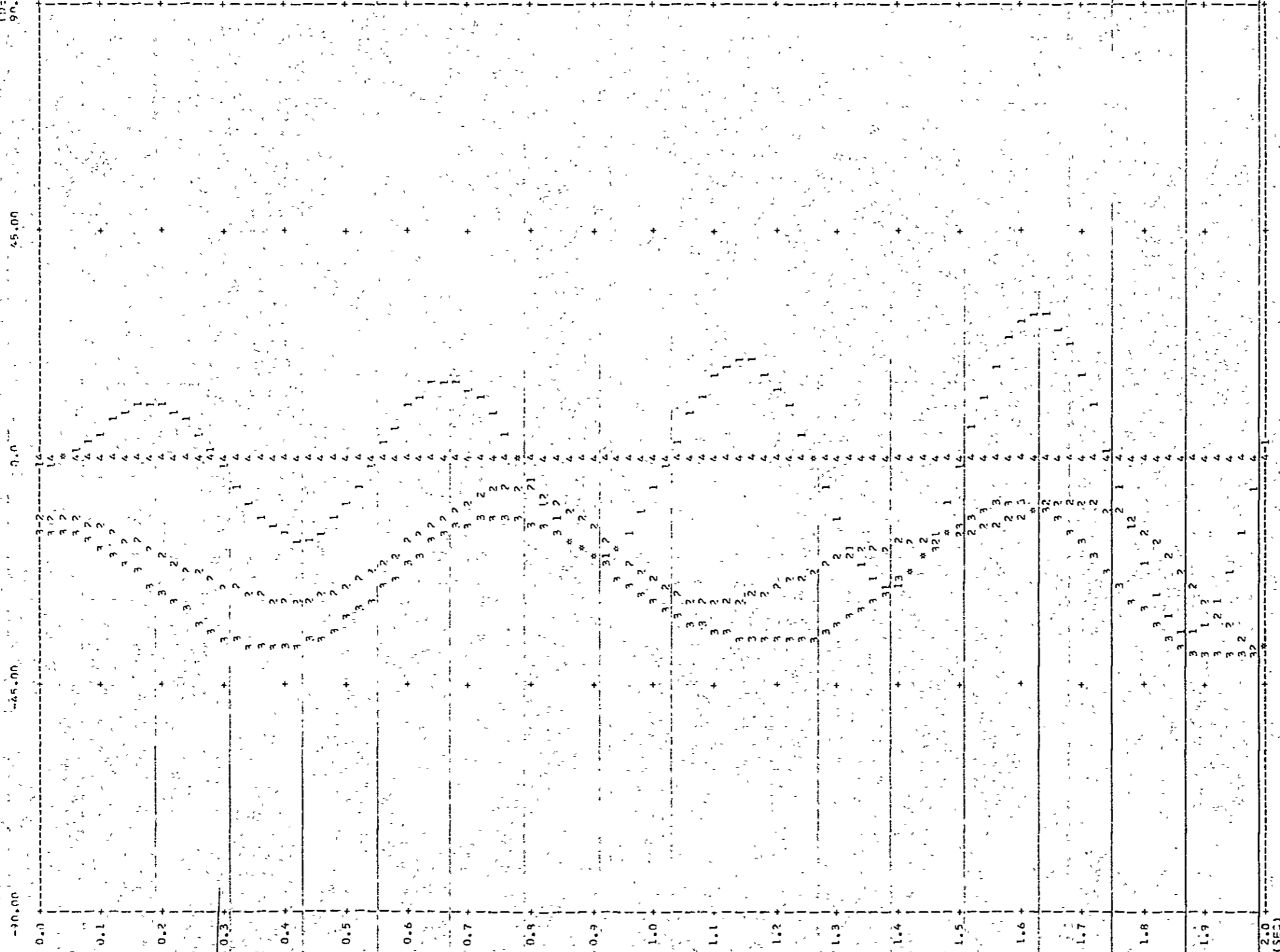
SYMBOL GND 1= 101 RHERAMARA 2= 501 RARISAL 3= 701 GOALPARA 4= 111 ISHURIDI

Annex III-I  
CASE 1 ONE-CIRCUIT INTERRUPTION BY 3LG BETWEEN BHERAMARA & RAJBARI

(DEG)	90.00	45.00	0.0	-45.00	-90.00
0.0	3 2 14	3 2 14	3 2 14	3 2 14	3 2 14
0.1	4 1	4 1	4 1	4 1	4 1
0.2	4 1	4 1	4 1	4 1	4 1
0.3	4 1	4 1	4 1	4 1	4 1
0.4	4 1	4 1	4 1	4 1	4 1
0.5	4 1	4 1	4 1	4 1	4 1
0.6	4 1	4 1	4 1	4 1	4 1
0.7	4 1	4 1	4 1	4 1	4 1
0.8	4 1	4 1	4 1	4 1	4 1
0.9	4 1	4 1	4 1	4 1	4 1
1.0	4 1	4 1	4 1	4 1	4 1
1.1	4 1	4 1	4 1	4 1	4 1
1.2	4 1	4 1	4 1	4 1	4 1
1.3	4 1	4 1	4 1	4 1	4 1
1.4	4 1	4 1	4 1	4 1	4 1
1.5	4 1	4 1	4 1	4 1	4 1
1.6	4 1	4 1	4 1	4 1	4 1
1.7	4 1	4 1	4 1	4 1	4 1
1.8	4 1	4 1	4 1	4 1	4 1
1.9	4 1	4 1	4 1	4 1	4 1
2.0	4 1	4 1	4 1	4 1	4 1

SYMBOL GND SYMBOL GND SYMBOL GND SYMBOL GND SYMBOL GND  
 1= 101 BHERAMARA 2= 501 BARISAL 3= 701 GOALPARA 4= 111 ISHURIDI

Annex III-2  
 CASE 2 ONE-CIRCUIT INTERRUPTION BY 3LG BETWEEN BHERAMARA & BOTTAIL



2.0 + (SES) SYMBOL GNO SYMBOL GNO SYMBOL GNO SYMBOL GNO  
 1= 101 BHERAMARA 2= 501 BARISAL 3= 701 GOALPARA 4= 111 ISHURIDI

Annex III-3  
 CASE 3 ONE-CIRCUIT INTERRUPTION BY 3IG BETWEEN BHERAMARA & GOALPARA

Time (SEC)	-90.00	-45.00	0.0	45.00	90.00
0.0			3-2 3 2 32		
0.1			*		
0.2					
0.3					
0.4					
0.5					
0.6					
0.7					
0.8					
0.9					
1.0					
1.1					
1.2					
1.3					
1.4					
1.5					
1.6					
1.7					
1.8					
1.9					
2.0					

(SEC)

SYMBOL GND

SYMBOL GND

SYMBOL GND

SYMBOL GND

SYMBOL GND

1= 101 BHERAMARA

2= 501 RARISAL

3= 701 GOALPARA

4= 111 ISHURIDI

Annex III-4

CASE 4 ONE-CIRCUIT INTERRUPTION BY 3LG BETWEEN JESSORE & GOALPARA



