

## 第 6 章 電力系統解析

### 6-1 Lakhra 石炭火力発電所の送電方法

Lakhra 石炭火力発電所の電力は発電所構内で132KVに昇圧し、隣接する500KV Jamshoro変電所へ送る。500KV Jamshoro変電所はMultan~Guddu~Jamshoro 500KV送電線の末端に位置する。

送電電圧を132KVにした理由を以下に示す。

- (1) WAPDA の計画によれば500KV Jamshoro 変電所には500KV, 220KV, 132KVの送電線が引き込まれる。Lakhra 石炭火力発電所の送電電圧としては132KVと220KVが考えられる。
- (2) 132KVと220KVの経済比較を行うと、Lakhra の送電電圧としては132KVの方が有利になる。
- (3) 電力系統の安定性からいうと132KV送電と220KV送電とではほとんど差はない。500KV送電線の三相地絡のような重大事故がないなら、1987年にLakhra 発電所の電力300MWを送ることは可能である。
- (4) 220KV母線に採用される1 $\frac{1}{2}$ シャ断方式は132KV母線に採用される従来の2重母線方式より信頼性が高い。しかし、母線事故の起る可能性はほとんど零に近く、発電所が毎年3カ月間停止する予定であり、その間に十分な点検が出来ることから、132KV母線も220KV母線と同様の高い信頼性を持つようになると思われる。
- (5) 132KV送電と220KV送電で500KV Jamshoro変電所の220/132KV変圧器の容量は変わらない。これはLakhra 発電所の最終出力が600MWになるとしても同様である。この変圧器の容量は豊水期におけるHyderabad 地区の需要によって決まるからである。

Table 6-1とTable 6-2 にそれぞれの送電計画の送電設備建設費を示す。

### 6-2 電力系統解析

Lakhra 石炭火力発電所が運開される1987年の電力系統について、汐流および安定度の面から検討した。概略の電力系統図をFig.6-1に示す。

Lakhra の火力の検討にあたって、Tarbela 水力発電所の増容量と関連して、現在WAPDA で検討中のTarbela~Gatti 間500KV3回線化を考慮した。インピーダンスマップをFig.6-2に示す。

#### 6-2-1 電力汐流

1987年渇水期のピーク負荷時について電圧と汐流を検討した。汐流計算では、水力発電所を有効に使い、不足分の需要をガスタービンを含む火力発電所で供給す

るよう仮定した。

個々の水力発電所の出力と変電所の負荷はWAPDAの資料によった。水力発電所の出力は渇水期には大きく減少する。それ故、この季節には蒸気タービンだけでなく、大容量ガスタービンも運転する必要がある。

1987年渇水期のピーク負荷時の汐流図をFig. 6-3に示す。

500KV送電線の汐流はパキスタンの中心地域、MultanやGudduの火力発電所から外南部や北部に向って流れる。500KV送電線を流れる負荷が比較的少ないため、500KV変電所の母線電圧は上がる傾向にある。それ故、変電所の500KV母線の電圧を100%付近に保つためにはシャント・リアクトルが必要になる。一方、いくつかの132KVおよび220KV送電線は過負荷になる可能性がある。500KV変電所から遠い所にある132KV変電所の電圧は下がる傾向がある。132KVおよび220KV送電線で構成する2次系統の送電容量および無効電力供給はWAPDAによって詳細に検討されるべきである。

500KV Jamshoro 変電所と現在の132KV Jamshoro 変電所を結ぶ送電線が、既設のJamshoro~Lakhra 送電線の一部を利用した、132KV, Lynx, 2回線になるなら、Hyderabad 地区の火力発電所が停止している時に、この送電線は過負荷になると思われる。豊水期がこのケースに当てはまる。これに対する処置として、多導体を使うなどで送電容量の増大を計る必要がある。

豊水期には南部の火力はすべて停止され、Hyderabad 地区で必要な電力は北部の水力発電所から送られることになると思われる。

従って500KV Jamshoro 変電所よりHyderabad 地区へ送電する送電線および220/132KV変圧器などの変電所機器の容量はHyderabad 地区の全需要を賄うことが出来る容量とする必要がある。

500KV Jamshoro 変電所とHala Road を結ぶ220KV 送電線が建設された場合にはこの送電線と既設132KV系統の汐流の配分が適正になるように運用面で考慮する必要がある。もしこの送電線が建設されない場合には500KV Jamshoro 変電所の220/132KV変圧器はHyderabad 地区の全需要を賄えるだけの容量が要求される。

## 6-2-2 電力系統安定度

1987年渇水期のピーク負荷時について過渡安定度を検討した。

検討に当っては、Dadu~Jamshoro 500KV送電線のJamshoro 端の3相地絡を仮定し、送電線は事故後4サイクルでシャ断されるものとした。

計算結果の発電機位相角動揺曲線をFig. 6-4に示す。Dadu~Jamshoro 500KV送電線のJamshoro 端の事故で、電力系統は不安定になる。それ故、このような事故の場合、電力系統はその機能を果たさない。

Gatti ~ Multan ~ Guddu ~ Jamshoro 間の 500 KV 送電線を 2 回線にすれば、500 KV 送電線の 1 回線に事故が起っても、電力系統は安定である。

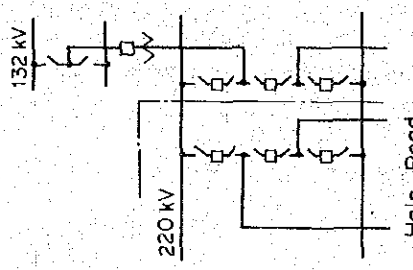
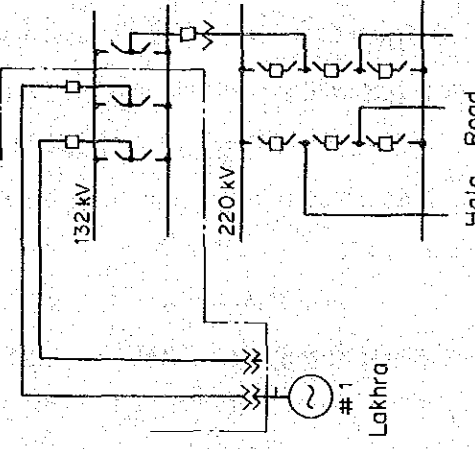
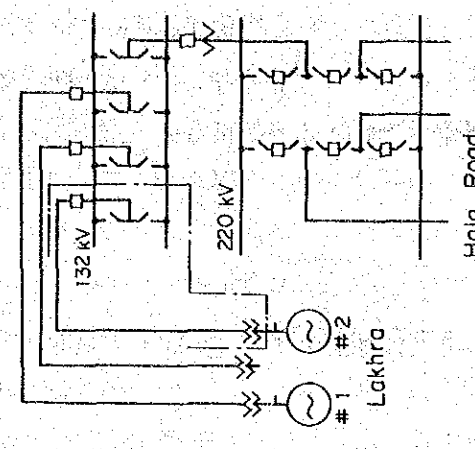
この場合の過渡安定度計算結果を Fig. 6-5 に示す。500 KV 送電線による連系を常に維持するためには、Gatti ~ Multan ~ Guddu ~ Jamshoro 500 KV 送電線の 2 回線化が必要である。

### 6-2-3 結 論

- (1) 経済的理由から Lakhra 石炭火力発電所は 500 KV Jamshoro 変電所の 132 KV 母線につなぐのが望ましい。
- (2) 重大な送電線事故でも、どの発電所も脱調しないような高い信頼性を電力系統が持つためには、Gatti ~ Multan ~ Guddu ~ Jamshoro 間の 500 KV 送電線をもう 1 回線建設することが望まれる。
- (3) 豊水期には Hyderabad 地区の必要な電力はすべて北部の水力電源により供給されることになるため、500 KV Jamshoro 変電所より Hyderabad 地区の送電する送電線および 220/132 KV 変圧器などの変電所機器には Hyderabad 地区の全需要を賄える容量が要求される。

Lakhra 石炭火力発電所は豊水期には停止される。従って豊水期の電力系統は Lakhra 石炭火力発電所開発計画のフィジビリティスタディには含まれないので、豊水期の電力系統については検討しなかった。これについては WAPDA で検討する必要がある。

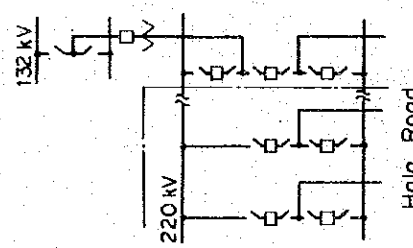
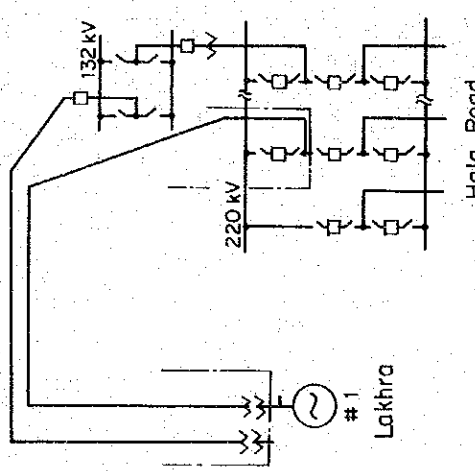
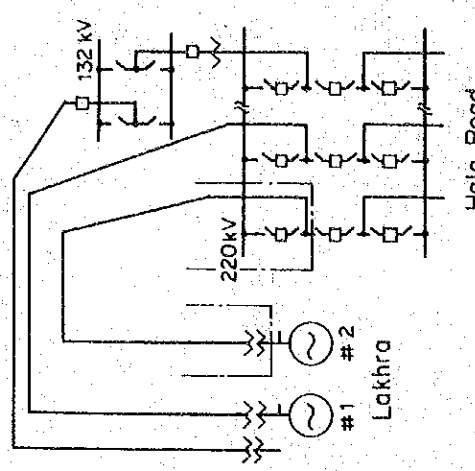
Table 6-1 CONSTRUCTION COSTS OF FACILITIES OF 132KV TRANSMISSION SCHEME

Year	Before 1987	1987	1991
Schedule for Addition of Facilities			
Construction Costs (10 <sup>6</sup> Rs)	Switchyard equipment 12.2 Two bus section 0.7 Installation & erection 2.6 Total 15.5	Switchyard equipment 1.9 Two bus section 0.6 Transformer 25.0 Installation & erection 5.5 Transmission line 2.4 Total 35.4	Switchyard equipment 1.9 Transformer 25.0 Installation & erection 5.5 Transmission line 1.7 Total 34.1

Grand total 85.0 (10<sup>6</sup> Rs)

- Note ) 1. The construction costs of equipment for the starting transformer circuit are excluded.  
 2. Costs include freight and marine cargo insurance premium.

Table 6-2 CONSTRUCTION COSTS OF FACILITIES OF 220KV TRANSMISSION SCHEME

Year	Before 1987	1987	1991
Schedule for Addition of Facilities	 <p>220 kV 132 kV Lakhra #1 Hala Road</p>	 <p>220 kV 132 kV Lakhra #1 Hala Road</p>	 <p>220 kV 132 kV Lakhra #1 Lakhra #2 Hala Road</p>
Construction Costs (10 <sup>6</sup> Rs)	<p>Switchyard equipment 14.5</p> <p>Four bus section 1.4</p> <p>Installation &amp; erection 3.1</p> <p>Total 19.0</p>	<p>Switchyard equipment 3.3</p> <p>Transformer 27.5</p> <p>Installation &amp; erection 6.2</p> <p>Transmission line 2.0</p> <p>Total 39.0</p>	<p>Switchyard equipment 3.3</p> <p>Transformer 27.5</p> <p>Installation &amp; erection 6.2</p> <p>Transmission line 1.4</p> <p>Total 38.4</p>

Grand total 96.4 (10<sup>6</sup>Rs)

Note ) 1. The construction costs of equipment for the starting transformer circuit are excluded.  
 2. Costs include freight and marine cargo insurance premium.





Fig. 6-1 PAKISTAN ELECTRICITY GRID  
1987

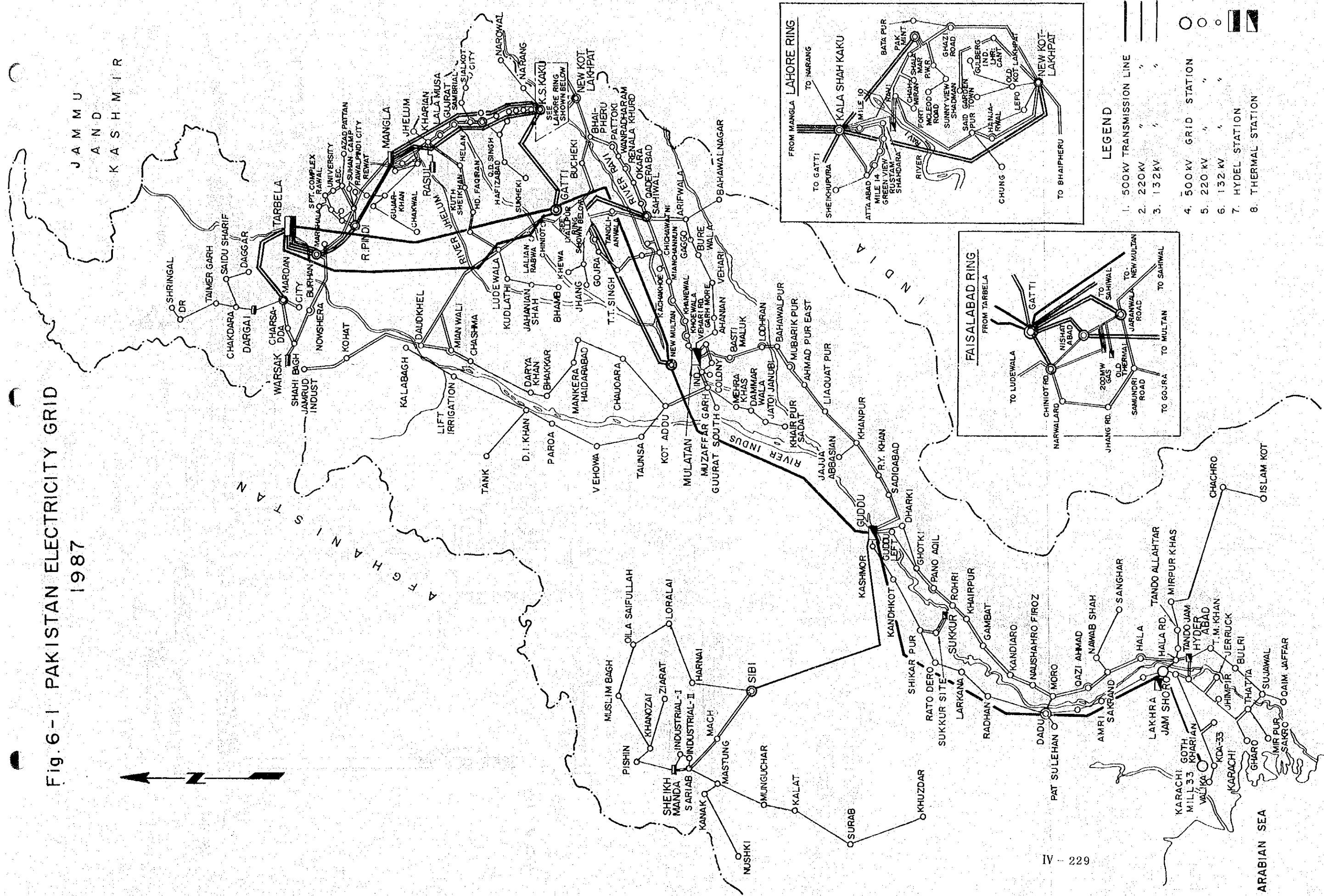




Fig. 6-2 IMPEDANCE MAP OF PAKISTAN ELECTRICITY GRID  
1987

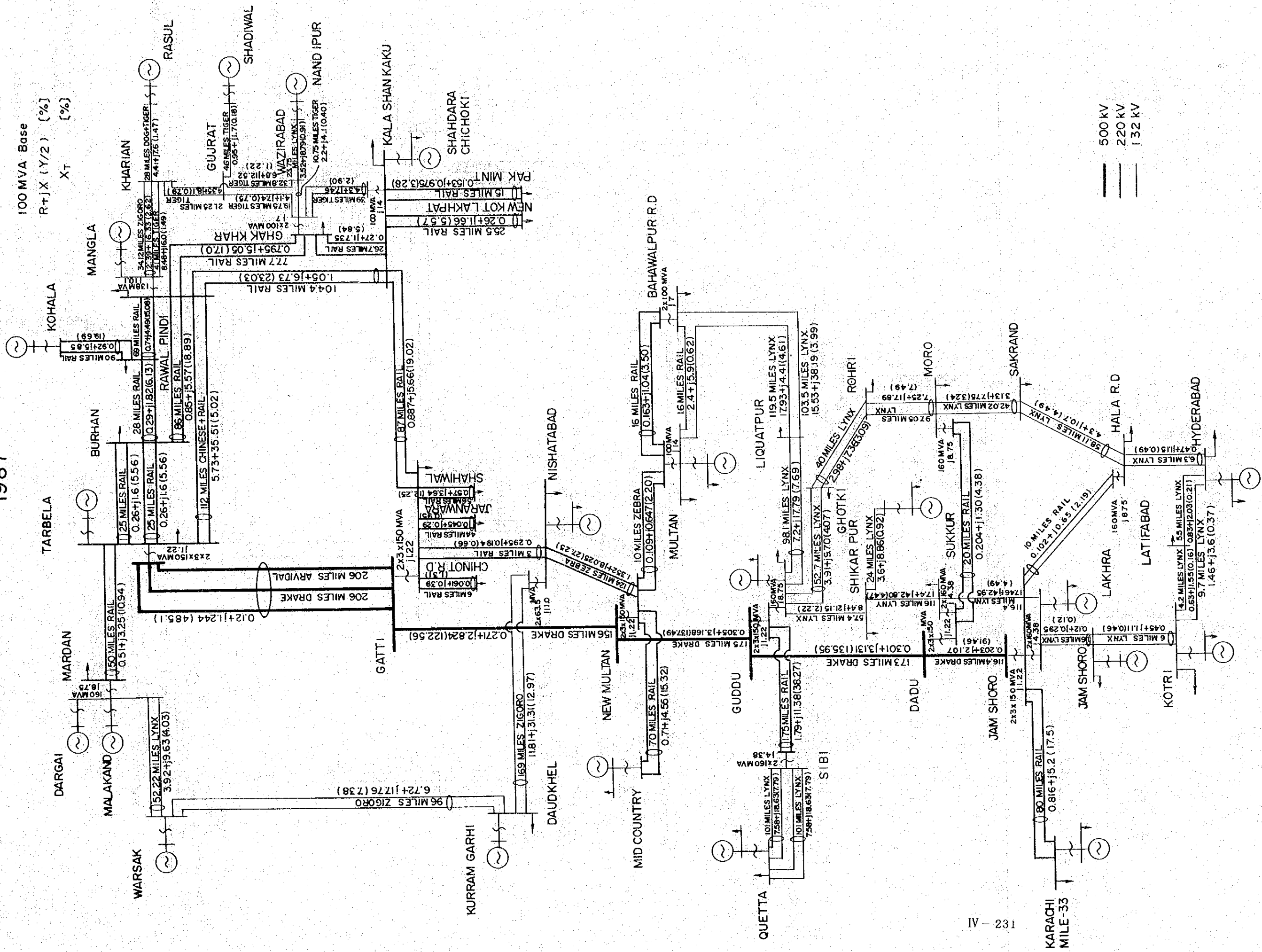


Fig. 6 - 3 POWER FLOW OF PAKISTAN ELECTRICITY GRID

Low-Water Month, 1987

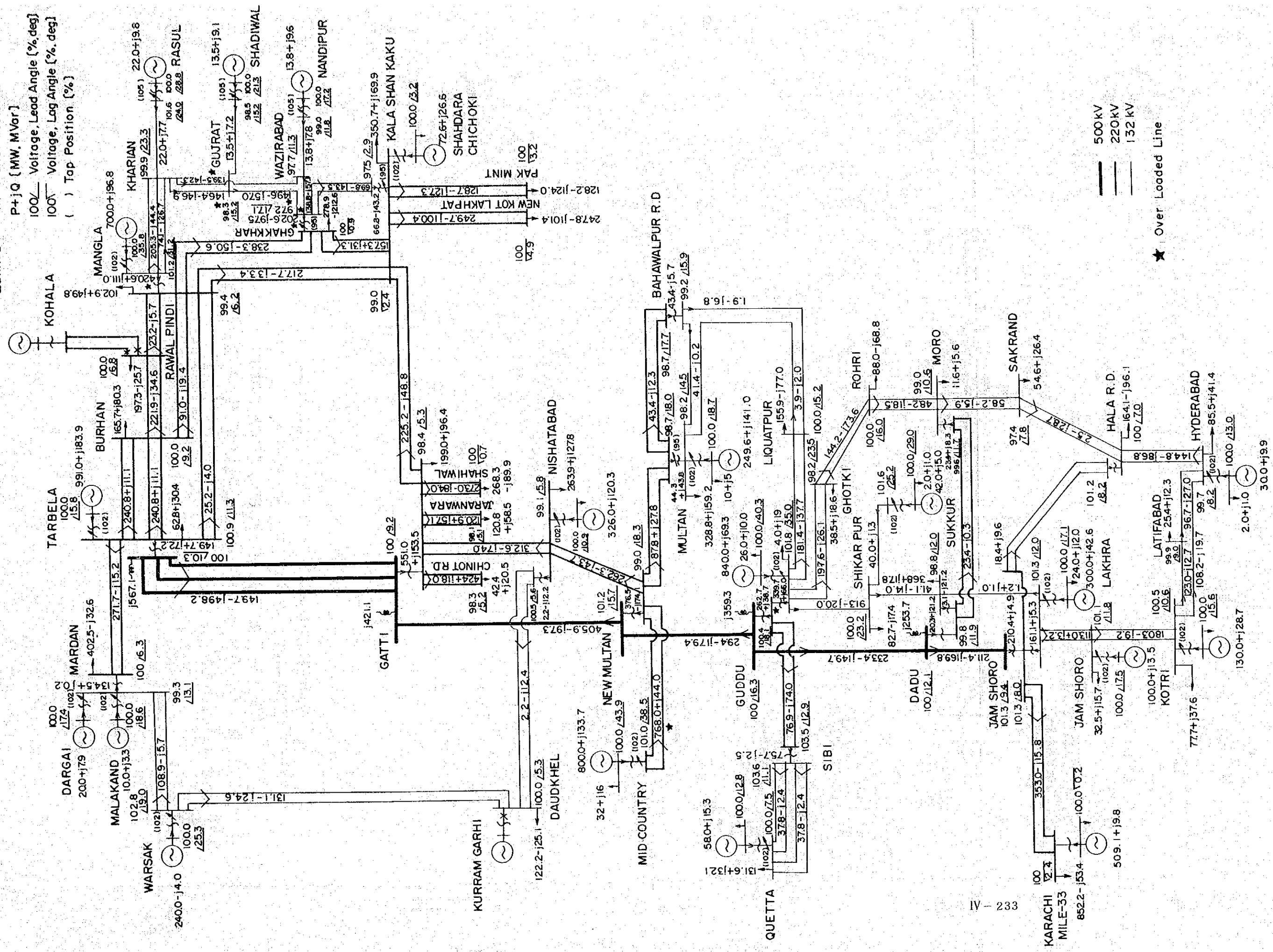
Lakhta 132 kV Transmission

P+jQ (MW, MVar)

100% Voltage, Lead Angle (% deg)

100% Voltage, Lag Angle (% deg)

( ) Tap Position (%)



500kV  
220kV  
132kV

★ Over Loaded Line

(DEG)

Fig.6-4 TRANSIENT STABILITY

Low Water Month 1987, GATTI~JAM SHORO 500kV 1cct  
JAM SHORO~DADU 3ØG 4 Cycle Open  
LAKHRA 132 kV Transmission  
JAM SHORO~HALA R.D. 220kV 2 cct

82

BASE GENERATOR=

112.50

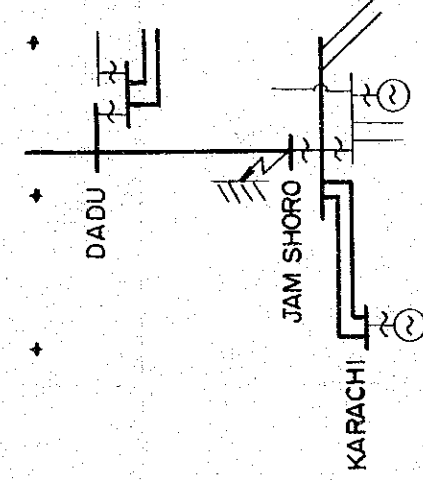
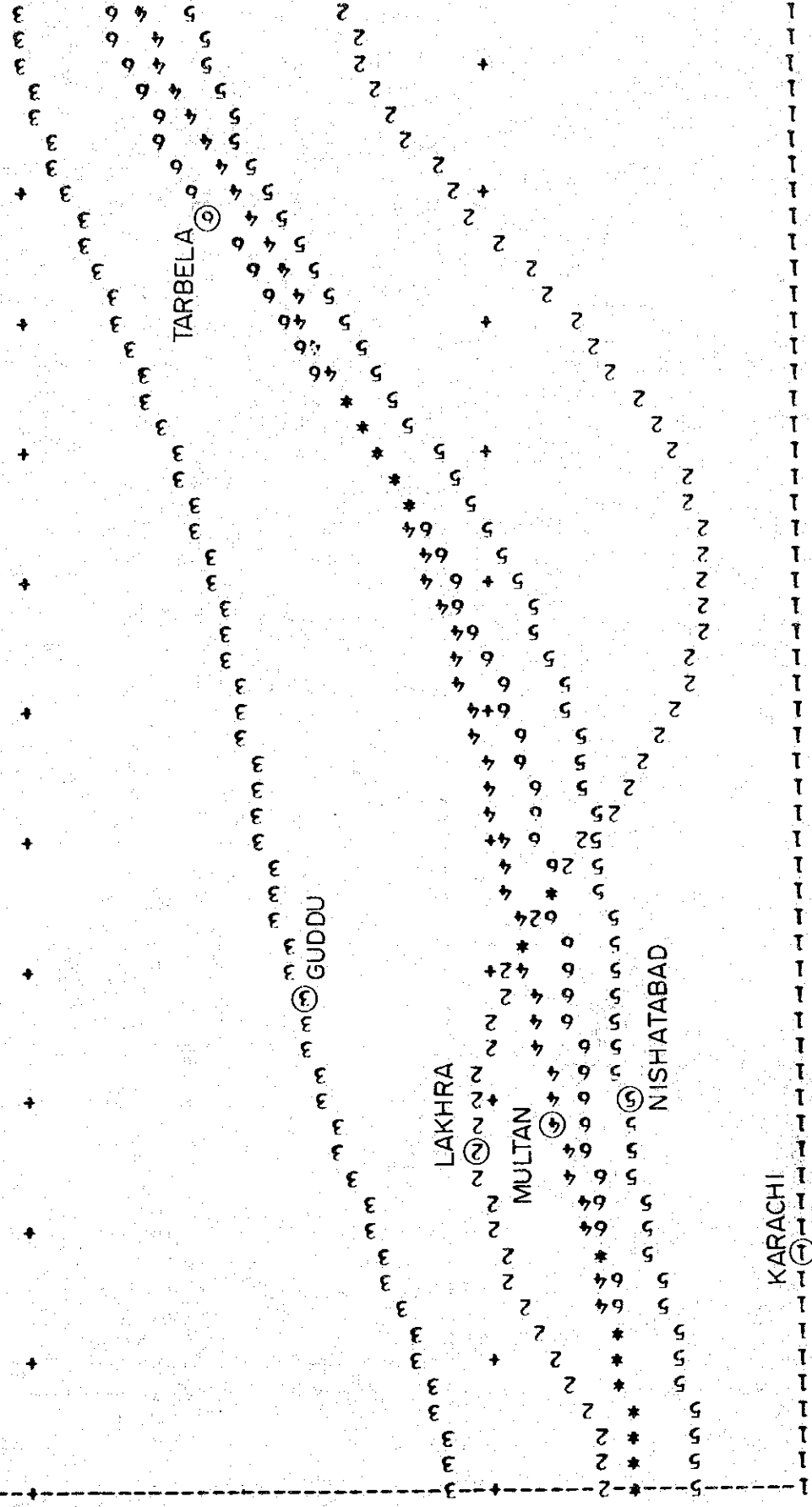
JAMSHORO-DADU 3LG-0

45.00

-22.50

IV-235

-90.00



Time (Seconds)

Action  
0.0 Three-phase fault at Jam shoro  
on Jam shoro~Dadu 500kV line

0.08 Fault cleared

Result  
0.6 Three phase circuit of Jam shoro  
~Dadu 500kV line isolated.

Unstable

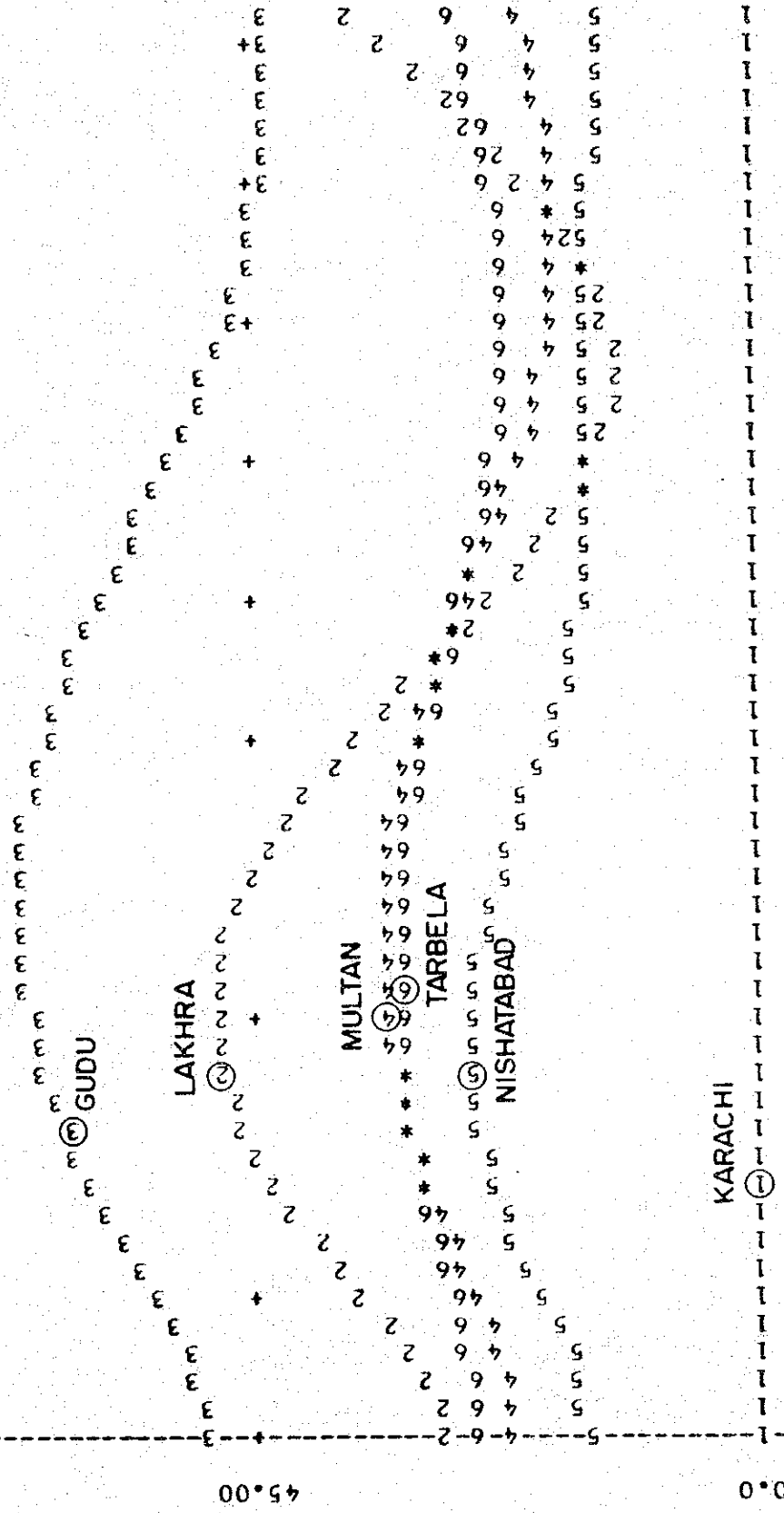
(SEC)

(DEG)

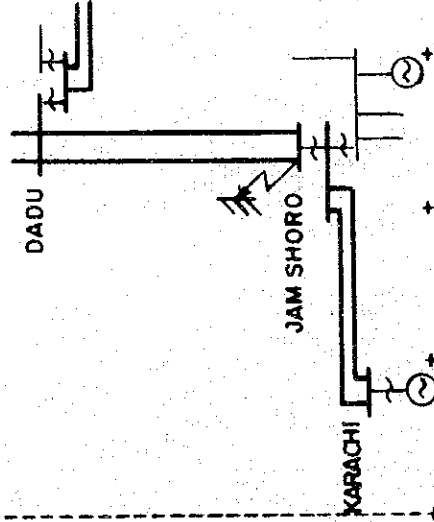
90.00

**Fig.6- 5 TRANSIENT STABILITY**  
 Low Water Month .1987.GATTI~JAM SHORO 500kV 2cct  
 JAM SHORO~DADU 3ØG 1cct 4 Cycle Open  
 LAKHRA 132kV Transmission

BASE GENERATOR= 81



JAMSHORO-DADU 3LG-0'



-45.00

Time (Seconds) Action

0.0 Three - phase fault at Jam shoro  
 on Jam shoro ~ Dadu 500KV line.  
 0.08 Fault cleared.  
 Three phase circuit Jam shoro  
 ~ Dadu 500KV line isolated.

Result Stable

(SEC)

-90.00

0.0

0.1

0.2

0.3

0.4

0.5

0.6

0.7

0.8

0.9

1.0



## 第 7 章 石炭火力発電所建設の工事工程

### 7-1 工事工程策定の範囲

Lakhra 石炭火力発電所 300MW - 出力 300MW × 1 Unit もしくは出力 150MW × 2 Units - を建設するための開発計画を実施するため、Fig. 7-1 および Fig. 7-2 にそれぞれ示す工事工程はこのフィージビリティ報告書の提出を基点として策定されたものである。

これらの工事工程はフィージビリティ報告書提出から実際の工事が開始されるまでの諸手続期間に 24 ヶ月、工事期間に 47 ヶ月を要するものとして策定したものであり、発電所の運転開始までには伸べ約 71 ヶ月が必要となろう。

### 7-2 施工工程

施工工程はこのフィージビリティ報告書提出後、24 ヶ月以内に開設される信用状を受領した後、製作者による設計製作が開始され、輸送、土木建築工事、発電機器の組立据付工事並びに試運転を含め、47 ヶ月工程を採用した。なお、パキスタンにおける労働可能日数は月当たり 23 日、1 日の労働時間は 8 時間と想定した。施工工程の内訳および所要期間を次の様に策定した。

#### (1) 設計製作

コントラクターが信用状受領後、製作者による発電機器の設計製作が開始される。発電機器のうち最も製作期間を要するタービンローター、発電機ローターは工場試験、梱包を含め約 19 ヶ月を要する。

#### (2) 輸 送

機器製作完了次第、関係機関から輸出許可を得て船積を行う。外国の港から Karachi 港到着の期間、通関手続き並びに内陸輸送を含めて 2 ヶ月と想定した。

#### (3) 土木建築工事

仮設備、仮建物、整地等の準備工事は 9 ヶ月を要すると推定した。取水路、放水路等の循環水関係の工事は、29 ヶ月を見込んだが、遅くとも、補機の試運転が開始される受電前には完了する必要があるであろう。本館基礎工事期間を 9 ヶ月、本館の立柱から完成まで 27 ヶ月を見込んだ。土木、建築工事は手直し工事を含め全てタービン通汽迄に完了することとした。

#### (4) 発電機器の組立、据付、試運転

ボイラの組立はドラム揚げから始まり、耐圧部分の組立は水圧試験で終了する。その後附属機器の取付を行い、ボイラ点火時点までに全て完了する。それらの期間を 16 ヶ月と想定した。電気関係の工事は、一部接地線工事が土木、建築の基礎工事と平行して

実施される部分があるが、タービン、発電機並びに計測機器の据付は、タービン通汽までに全て終了しなければならない。ドラム揚げからそれらの期間を20ヶ月と想定した。補機の試運転は、受電後順次実施されるがプラントとしての無負荷試験および負荷試験、調整はタービン通汽後実施され、営業運転開始まで3ヶ月を見込んだ。

300 MW × 1 ユニットの施工工程の主要項目とその時期、準備工事着工から期間を示すと下記の通りである。

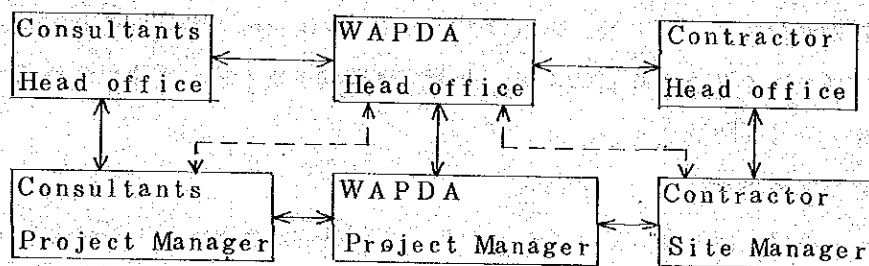
主要項目	時 期	期 間
準備工事着工	1983年 4月	—
基礎着工	1983年10月	6ヶ月
立 柱	1984年 7月	15ヶ月
ドラム揚げ	1985年 4月	24ヶ月
ボイラ水圧テスト	1985年11月	31ヶ月
受 電	1986年 3月	35ヶ月
ボイラ点火	1986年 8月	40ヶ月
タービン通汽	1986年12月	44ヶ月
営業運転開始	1987年 3月	47ヶ月

### 7-3 工事完了後のファイナルデスバースメント

工事終了後受取り試験が行われ、WAPDA が試験結果を承認した日から約1ヶ月以内にリテンションがコントラクターに対し外貨内貨毎に支払われるであろう1987年12月までに、この開発計画全ての精算業務が終了するものとする。

### 7-4 実施体制および業務

この工事遂行に関して、WAPDA はコンサルタントを雇用し、WAPDA が行う施行管理をアシストさせることが望ましい。具体的工事実施は、工事別分割発注されるであろう。WAPDA、コンサルタント、コントラクターの3者間組織図を示すと、下記の通りである。



(1) WAPDAが遂行する主な業務

1) 融資申請

開発計画の概要説明、資金計画を盛り込んだ開発計画実施計画書を作成し、融資申請に係る業務。

2) コンサルタント選定業務

コンサルタント選定のため Terms of Reference の作成、コンサルタントが提出したプロポーザルの審査、契約を締結したコンサルタントに対する信用状開設。

3) 入札用書類の検討

コンサルタントが作成した契約の一般条件、特殊条件、技術仕様書、図面等の検討と最終決定。

4) 入札およびコントラクター選定業務

入札業務を実施し、入札者が提出する入札書をコンサルタント援助のもとに審査、評価し、コントラクターを選定する。選定したコントラクターと契約を締結し、同コントラクターに対し信用状を開設する。

5) 工事着手前の準備業務

予定敷地の購入手配、補償業務、工事用電力および工事用水の手配、その他必要な準備。

6) 承認用図面および書類の審査

コントラクターから提出される承認用図面および書類をコンサルタントの援助の下に審査し、承認する。

7) プロジェクトの基本方針決定

WAPDA の建設要員計画の策定と組織編成、施工計画、試験プログラム並びに受取り試験方法等の決定。

8) 受取り試験完了証明書発行

コントラクターが実施する各種試験の方法、内容並びに試験結果について、WAPDA はコンサルタント援助の下に審査の上、承認および受取試験完了証明書を発行する。

9) プロジェクト実施に伴う指揮、調整並びに統制業務

10) コントラクターに対する支払い業務

(2) コンサルタントが遂行する業務

コンサルタントの行う業務は概ね以下の通りである。

1) 信用状受領後、コンサルタントはフィージビリティー報告書の見直しおよび詳細設計を行う。

2) 仕様書および入札書の作成

入札招へい書、入札の一般条項、特殊条項並びに詳細設計に基づき、技術仕様、



技術条項、ビッドフォーム等を作成し、WAPDA に提出する。

3) 入札書類審査

各入札者より提出された入札書類をコンサルタントは、一定の基準に基づき審査し、その審査結果報告書を作成しWAPDA に提出する。

4) 契約締結の援助

WAPDA がコントラクターと契約を締結するに必要な業務について、WAPDA を援助する。

5) 承認用図面および書類審査の援助

コントラクターから提出される承認用図面および書類をコンサルタントが審査し、WAPDA に対して適切なリコメンドを行う。

6) 工場試験の立会の援助

WAPDA が立会い工場試験に対し、技術的援助を行う。

7) 施工監理の援助

サイトにおいてWAPDA 施工監理要員に対する技術的援助を行う。

8) 受取試験の援助

コントラクターが実施する各種試験の方法、内容および試験結果について、コンサルタントはWAPDA に対し、技術的なリコメンドを行う。またWAPDA がコントラクターに対し承認および受取試験完了証明書発行に関し、技術的な援助を行う。

9) 月別報告書等の提出

コンサルタントは実施した業務内容および工事全般についてのリコメンド等を取りまとめ毎月WAPDA に報告書を提出するとともに工事完了時に総合的な最終報告書をWAPDA へ提出する。



Fig. 7 - 1 Construction Schedule for Lakhra Coal - Fired Thermal Power Station (300 MW x 1 Unit)

Date	Year / Month	Total Month	1981				1982				1983				1984				1985				1986				1987							
			M	J	S	D	M	J	S	D	M	J	S	D	M	J	S	D	M	J	S	D	M	J	S	D	M	J	S	D				
Descriptions																																		
I. Major Events													(A)				(B)				(C)				(D)		(E)	(F)	(G)	(H)			(I)	
II. Construction Schedule																																		
1. Civil Works																																		
1) Preparatory Works	9																																	
2) Water Intake and Discharge	29																																	
3) Coal Storage Yard	9																																	
4) Other Works	36																																	
2. Structural Works																																		
1) Power House	30																																	
2) Service Building	26																																	
3) Appurtenant House	33																																	
4) Colony	24																																	
3. Mechanical and Electrical Works																																		
1) Design and Fabrication	19																																	
2) Installation																																		
- Boiler	16																																	
- Turbine and Generator	20																																	
- Electrical and Control Equipment	20																																	
- Coal Handling Equipment	13																																	
- Other Equipment	18																																	
3) Tests	3																																	
III. Consultancy Services		64																																

- Note.
- (A) Commencement of Foundation Works
  - (B) Commencement of Structural Works
  - (C) Drum Lifting
  - (D) Hydro Static Test
  - (E) Initial Power Recieve
  - (F) Initial Firing
  - (G) Steam Admission to Turbine
  - (H) Commissioning
  - (I) Final Disbursement

Fig. 7-2 Construction Schedule for Lakhra Coal-Fired Thermal Power Station (150 MW x 2 Units)

Date	Year/ Month	Total Month	1981				1982				1983				1984				1985				1986				1987			
			M	J	S	D	M	J	S	D	M	J	S	D	M	J	S	D	M	J	S	D	M	J	S	D	M	J	S	D
I. Major Events	Unit NO.1 Unit NO.2												(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)	(H)										
II. Construction Schedule																														
1. Civil Works																														
1) Preparatory Works		9																												
2) Water Intake and Discharge		29																												
3) Coal Storage Yard		9																												
4) Other Works		36																												
2. Structural Works																														
1) Power House		35																												
2) Service Building		26																												
3) Appurtenant House		33																												
4) Colony		24																												
3. Mechanical and Electrical Works																														
1) Design and Fabrication		19																												
2) Installation																														
- Boiler		19																												
- Turbine and Generator		23																												
- Electrical and Control Equipment		23																												
- Coal Handling Equipment		13																												
- Other Equipment		21																												
3) Tests		6																												
III. Consultancy Services		64																												

- Note.
- (A) Commencement of Foundation Works
  - (B) Commencement of Structural Works
  - (C) Drum Lifting
  - (D) Hydro Static Test
  - (E) Initial Power Recieve
  - (F) Initial Firing
  - (G) Steam Admission to Turbine
  - (H) Commissioning
  - (I) Final Disbursement

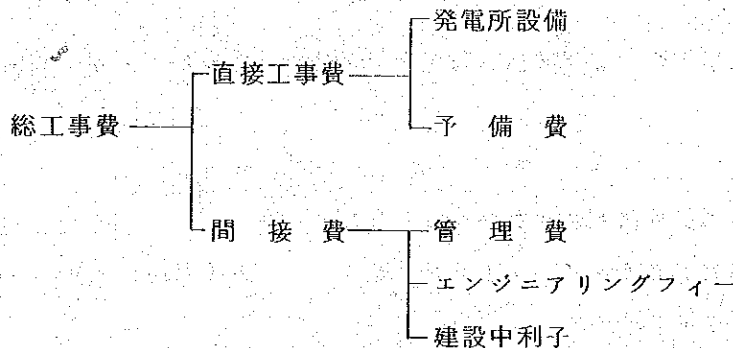


## 第 8 章 概算工事費

### 8-1 工事費の見積り範囲および条件

工事費の見積り範囲は、第 5 章記載の石炭火力発電所設備を建設するために必要な費用を計上した。また第 7 章に示す工事工程に従い、同費用は 300 MW ユニットが 1987 年 3 月に営業運転に入るものとして、1980 年 6 月現在の価格に基づき算定した。

(1) 工事費は下記の諸項目から成りたっている。



(2) 工事費は外貨所要分とパキスタン国内貨所要分とに分けて計上し、前者に属する費用は輸入機械装置および電気機器ならびに 5 年分の予備品、資材、それらの海上輸送料、外国人技術者の給与等であり、後者に属する費用は、パキスタン国内の職員、労働者の給与、賃銀、およびセメント、骨材等パキスタン内で調達し得る工事事用資材、工事事用機械、ならびに輸入資機材の国内輸送費を含めた。またパキスタン政府の方針により海上保険料を内貨分に計上した。

(3) 外貨、内貨所要分の見積り条件は次の通りとした。

1) 外貨所要分：1980 年 6 月現在の日本国内における価格を基準とし、C & F 価格で算出した。

2) 内貨所要分：1980 年 6 月現在のパキスタン国内価格を参考基準とした。

(4) 通貨の交換レートは下記の通りとした。

$$\text{US\$ } 1 = \text{Rs. } 10$$

$$\text{US\$ } 1 = 220 \text{ YEN}$$

$$\text{Rs. } 1 = 22 \text{ YEN}$$

(5) 関税

関税については、輸入資機材の C & F 価格の 40% を計上した。

(6) 予備費

予備費は止むを得ざる設計変更および価格見積り時に考慮されなかった項目に引当てるものとして Table 8-1 に示す項目 1 から 5 までの電気機器代、土木建築据付費の 5% を見込んだ。

(7) 管理費

管理費は、WAPDA がこの開発計画を推進するために必要な本店経費、建設所経費および関連経費として直接工事費の4%を見込んだ。

(8) エンジニアリングフィー

コンサルタント業務に必要な人件費、諸経費、技術料、旅費、および通信費等の費用として、直接工事費の5%を計上した。なおWAPDA職員の見積書評価業務として外国に滞在する費用も含む。

(9) 建設中利息

建設中利息は工事工程および支払い条件を考慮し、外貨分8.75%、内貨分12.5%として算出した。

(10) 注意事項

1) 以上の工事費見積りには次のものを含む。

- 建設工事に必要なキャンプ(コントラクターの事務所、住居、食堂、売店)の建設、工事用道路等。
- 試運転に必要な燃料費および化学薬品代。

2) ただし、下記の費用は、本見積りから除いてある。

- 土地購入費、あらゆる種類の補償費。
- コロニー内の社宅、ゲストハウス、モスク、リクレーション設備等一切。
- エンジンヤリングフィーに対する税金、外国人エンジニアの所得税。

8-2 概算工事費

前記の見積り範囲および条件をもとにこの計画の概算工事費はTable 8-1に示す通りであるが、これを主要項目毎の内、外貨別に総括すると下記の通りである。

8-3 年度別所要資金

年度別所要資金の見積りは第7章の工事工程をもとに、下記の条件で行った。

- (1) 土木および建築工事 ..... 出来高払い
- (2) 機器代(C & F)
  - 契約時 ..... C & F 価格の10%
  - 船積時 ..... " 80%
  - 試運転完了時 ..... " 10%
- (3) 据付工事 ..... 出来高払い
- (4) 予備費 ..... 直接工事の年度支出額に比例して見積った。
- (5) 管理費 .....

○ 工事着工後は、直接工事費の年度支出額に比例して見積った。

以上の条件で見積った年度別工事費は Table 8-2 に示す通りである。

#### 8-4 発電原価

発電原価は Lakhra 石炭火力発電所にて発生した電力と、発電所に係る諸経費を考慮した送電端での kWh 当りの発電原価である、下記の条件のもとに算定した。

設備利用率	70% (50%、60%、70%)
プラントの耐用年数	30年
所内率	9%
償却費	3.5%
運転および 修繕費	3%
燃料費	381 Rs./t (湿炭基準)

以上の条件のもとに算定した発電原価は 93.5 Paisas/kWh である。

発電原価の内訳は Table 8-5 に示す通りである。



Table 8-1 Construction Cost for Lakhra Coal-fired  
Thermal Power Station (300 MW x 1 unit)

(Unit: Rupees in million)

Item	Foreign Currency	Local Currency	Total
1. Equipment	1,727	—	1,727
2. Civil Works	295	300	595
3. Structural Works	144	266	410
4. F.G.D. Plant (Gypsum Recovery Process)	109	84	193
5. Installation	130	415	545
Sub-total	2,405	1,065	3,470
6. Contingency (5% of Sub-total)	121	53	174
Direct Cost	2,526	1,118	3,644
7. Customs Duties (40% of C&F Price)	—	905	905
8. Engineering Fee (5% of direct cost)	147	35	182
9. Administration (4% of direct cost)	—	146	146
Indirect Cost	147	1,086	1,233
Total	2,673	2,204	4,877
10. Interest during Construction	—	1,348	1,348
Grand Total	2,673	3,552	6,225

Interest during construction F.C, 8.75% D.C, 12.5%

Table 8-2 Annual Expenditure Requirements (300 MW x 1 unit)

(Unit: Rupees in million)

Year Item	Total			1981			1982			1983			1984			1985			1986			1987				
	F.C	D.C	Total	F.C	D.C	Total	F.C	D.C	Total	F.C	D.C	Total	F.C	D.C	Total	F.C	D.C	Total	F.C	D.C	Total	F.C	D.C	Total		
																									F.C	D.C
1. Civil & Structural Works	439	566	1,005																							
2. Mechanical, Electrical Equipment & Installation	1,857	415	2,272																							
3. F.G.D. Plant (Gypsum Recovery Process)	109	84	193																							
Sub-total	2,405	1,065	3,470																							
4. Contingency (5% of Sub-total)	121	53	174																							
Direct Cost	2,526	1,118	3,644																							
5. Customs Duties (40% of C&F Price)	-	905	905																							
6. Engineering Fee (5% of Direct Cost)	147	35	182																							
7. Administration (4% of Direct Cost)	-	146	146																							
Indirect Cost	147	1,086	1,233																							
Total	2,673	2,204	4,877																							
8. Interest during Construction (F.C 8.75%, D.C 12.5%)	620	1,348	1,968																							
Grand Total	2,673	3,552	6,225																							

1 Rs = 22 Yen 1 US\$ = 220 Yen

Exclude escalation  
Price of June 1980

Table 8-3 Construction Cost for Lakhra Coal-fired Thermal Power Station (150 MW x 2 units)

(Unit: Rupees in million)

Item	Foreign Currency	Local Currency	Total
1. Equipment	1,860	—	1,860
2. Civil Works	320	320	640
3. Structural Works	150	290	440
4. F.G.D. Plant (Gypsum Recovery Process)	120	92	212
5. Installation	140	500	640
Sub-total	2,590	1,202	3,792
6. Contingency (5% of Sub-total)	130	60	190
Direct Cost	2,720	1,262	3,982
7. Customs Duties (40% of C&F Price)	—	980	980
8. Engineering Fee (5% of direct cost)	159	40	199
9. Administration (4% of direct cost)	—	159	159
Indirect Cost	159	1,179	1,338
Total	2,879	2,441	5,320
10. Interest during Construction	—	1,477	1,477
Grand Total	2,879	3,918	6,797

Interest during construction F.C, 8.75% D.C 12.5%

Table 8-4 Annual Expenditure Requirements (150 MW x 2 units)

(Unit: Rupees in million)

Item	Year		1981			1982			1983			1984			1985			1986			1987		
	Total		F.C.	D.C.	Total	F.C.	D.C.	Total	F.C.	D.C.	Total	F.C.	D.C.	Total	F.C.	D.C.	Total	F.C.	D.C.	Total	F.C.	D.C.	Total
	F.C.	D.C.																					
1. Civil & Structural Works	470	610							47	61	108	188	244	432	118	152	270	70	92	162	47	61	108
2. Mechanical, Electrical Equipment & Installation	2,000	500	2,500			200	50	250	300	75	375	1,000	250	1,250	300	75	375	300	75	375	200	50	250
3. F.G.D. Plant (Gypsum Recovery Process)	120	92	212			12	9	21	18	15	33	60	44	104	18	15	33	18	15	33	12	9	21
Sub-total	2,590	1,202	3,792			259	120	379	506	334	840	1,178	446	1,624	388	182	570	388	182	570	259	120	379
4. Contingency (5% of Sub-total)	130	60	190			13	6	19	26	16	42	59	23	82	19	9	28	19	9	28	13	6	19
Direct Cost	2,720	1,262	3,982			272	126	398	532	350	882	1,237	469	1,706	407	191	598	407	191	598	272	126	398
5. Customs Duties (40% of C&F Price)	-	980	980			-	98	98	-	196	196	-	440	440	-	148	148	-	148	-	-	98	98
6. Engineering Fee (5% of Direct Cost)	159	40	199			32	8	40	48	12	60	18	5	23	19	4	23	19	4	23	5	2	7
7. Administration (4% of Direct Cost)	-	159	159			-	8	8	-	16	16	-	24	24	-	39	39	-	39	-	-	8	8
Indirect Cost	159	1,179	1,338			32	16	48	48	28	76	18	127	145	19	484	503	19	191	210	5	108	113
Total	2,879	2,441	5,320			32	16	48	48	28	76	290	253	543	1,256	953	2,209	426	382	808	277	234	511
8. Interest during Construction (FC 8.75%, D.C. 12.5%)	566	1,477	1,477			1	2	2	5	9	9	20	41	41	135	304	304	209	461	461	240	531	531
Grand Total	2,879	3,918	6,797			32	18	50	48	37	85	290	284	584	1,256	1,257	2,513	426	843	1,269	277	765	1,042

Exclude escalation  
Price of June, 1980.

Table 8-5 Cost per Unit Sold

Items	Remarks		
1. Installed Capacity	300 MW		
2. Plant Factor (%)	70	60	50
3. Unit Generated (GWh)	1,839.6	1,576.8	1,314
4. Unit Consumed in Auxiliaries (9%)	165.6	141.9	118.3
5. Unit Sent Out (GWh)	1,674	1,434.9	1,195.7
6. Cost of Coal (Million Rs.) (381 Rs/ton as received base)	426.4	365.5	304.6
7. Interest			
F.C (Million Rs.) (8.75%)	328.5	328.5	328.5
L.C (Million Rs.) (12.5%)	405	405	405
8. Depreciation (Million Rs.) (3.5%)	217.9	217.9	217.9
9. Operation and Maintenance Cost (3%)	186.8	186.8	186.8
Total Cost (Million Rs.) (6 to 9)	1,564.6	1,503.7	1,442.8
Cost/Unit Sold (Paisas)	93.5	104.8	120.7

Exclude escalation  
Price of June, 1980

**Table 8-6 Details of Equipment Cost including Freightage  
(Mechanical, electrical)**

(Million Rupees)

Item	300 MW x 1	150 MW x 2
(1) Turbo-Generator		
1) Turbo-Generator and Acc.	197.7	212.3
2) Turbine Auxiliaries & Piping	172.3	185.0
3) Electric Equipment	136.4	144.5
4) Instrument & Control	68.2	73.2
5) Spare Parts	15.9	16.8
6) Cable & Installation Material	79.1	85.0
(2) Boiler		
1) Boiler	743.6	798.2
2) Boiler Feed Pump	23.6	25.0
3) Water Treatment Equipment	19.1	20.5
4) Ash Handling Equipment	46.4	50.5
5) Instrument & Control Equipment	43.6	46.8
6) Spare Parts	22.3	24.1
Sub-total	1,568.2	1,681.9
(3) Freight Charge	158.8	178.1
Total (C & F)	1,727.0	1,860.0

**Table 8-7 Details of Installation Cost (300 MW x 1 Unit)**

(Rupees in Million)

Foreign Currency Portion		Local Currency Portion	
Item	Amount	Item	Amount
(1) Cost of Deputing Manufacturer's Staff including Salaries, Overheads and Fees plus Direct Cost such as Air-fare, Postage and Telegram Expenses	120	(1) Salaries and Wages of Contractors Employees	130
(2) Cost of Lease of Temporary Facilities	10	(2) Insurance Premiums including Those for Marine Cargo Insurance and Other Local Insurance (3% of Equipment Prices - 1,568)	47
Sub-Total	130	(3) Cost of Lease of Equipment for Temporary Facilities	84
		(4) Cost of Purchase and Lease of Materials for Temporary Facilities	25
		(5) Cost of Inland Transportation including Loading, Unloading and Storage of Materials, Equipment and Supplies (7% of 545)	110
		(6) Miscellaneous	19
		Sub-Total	415
Total of Cost in Both Currency Portions		545	

Note: 327 Million Rupees or 60% and 218 Million Rupees or 40% of the Total (545 Million Rupees) given in the above Table can be allocated to Boiler and Turbine-Generator, respectively.

**Table 8-8 Details of Construction Cost of Civil Works (300 MW x 1 Unit)**

(Rupees in Million)

Item	Total	Foreign Currency Portion	Local Currency Portion
(1) Cooling Water System	281	145	136
(2) Discharge Water Way	186	89	97
(3) Coal Stock Yard	18	9	9
(4) Ash Disposal Area	30	14	16
(5) Ash Setting Pond	6	3	3
(6) Access Road to Pump Pit	3	1	2
(7) Site Preparation	71	34	37
Total	595	295	300



**Table 8-9 Details of Construction Cost of Structural Works (300 MW x 1 Unit)**

(Rupees in Million)

Item	Total	Foreign Currency Portion	Local Currency Portion
(1) Construction of Buildings			
Main Buildings	161.1	61.2	99.9
Administrative Building	30.2	4.8	25.4
Other Buildings	122.2	51.0	71.2
Sub-Total	313.5	117.0	196.5
(2) Foundation Works for Equipment			
Main Building	13.7	0.8	12.9
Other Buildings	40.5	3.5	37.0
Sub-Total	54.2	4.3	49.9
(3) Construction of Stacks			
Foundation	5.6	0.3	5.3
Stack	36.7	22.4	14.3
Sub-Total	42.3	22.7	19.6
<b>Total</b>	<b>410.0</b>	<b>144.0</b>	<b>266.0</b>

Note: The foreign exchange cost required for import of steel, special alloy and special bricks is included in (3) "Construction of Stacks" of the above Table.

## 第 9 章 環境問題に対する配慮

### 9-1 環境問題に対する基本的な考え方

火力発電所の建設にあたり、環境上で配慮すべき事項は、建設場所周辺の環境、生活状況であり、公害対策機器の技術の信頼性、建設工事費等を総合的に判断し、一番効果的かつ経済的な公害対策を実施すべきである。

この開発計画においては、建設場所の立地の現状より見て大気汚染対策および排水対策が、この発電所の建設にあたり必要であると考えられる。

### 9-2 大気汚染対策

石炭火力発電所における大気汚染で最も考慮を要するものはばいじんとばい煙 (Sox) である。

#### 9-2-1 ばいじん対策

この石炭火力発電所で使用する石炭は比較的低ロリーである上、石炭中の灰の含有率も高いため、石炭の燃焼により生成する灰の量が多く、灰の飛散防止が必要である。一般に微粉炭ボイラにおいて生成する灰は、その 15% 程度が溶融してクリンカーホッパーに堆積し、5% 程度がやや粒型の大きいシンダーアッシュとして節炭器ホッパーおよび空気予熱器のホッパーに堆積するが、残りの 80% 程度は粒型の小さいフライアッシュとなり、空気予熱器以降の煙道に運ばれるので、これを出来るだけ捕集して大気中に飛散するのを防止する必要がある。

フライアッシュの捕集には第 5 章に記載した理由に依り電気集塵器を設置するが、この石炭火力発電所で使用する石炭は灰の電気抵抗値が非常に高く集塵が困難であるので 5-4-7(8) に述べる対策を実施する必要がある。

#### 9-2-2 ばい煙対策

この石炭火力発電所で使用する石炭は、燃料中の硫黄の含有率が 7.1% と著しく高い数値を示しているため排ガス中の硫黄酸化物の濃度は高くなると予想される。この石炭火力発電所建設地点の立地の状況は、南方約 5~7 km に Sind University 等の教育施設東南約 18 km に Hyderebad 市があり冬期の風向は主として北西の風が吹く。Jamshoro 地区に 300 MW の発電所を建設した場合の煙突から排出される排煙の拡散について Bosanquet Sutton の式を用いて計算した。

この計算は Bosanquet 理論式でばい煙排出煙突の Effective Height を算出し、Sutton の拡散式を用いて硫黄酸化物の最大着地濃度、その着地々点を求めた。

この計算は世界的に良く用いられている。

この計算結果によると、火力発電所の排出口における風速が3 m/secの場合、排出点から29.6 km離れた地点が硫黄酸化物の最高着地濃度となり、その濃度は0.08 ppmである。風速が6 m/secの場合は、13.9 km離れた地点が最高着地濃度を示す地点となり、その濃度は0.144 ppmである。

一方、排ガス中の硫黄酸化物の着地濃度について、今回比較の対象とするのはアメリカ連邦の基準であり、その数値は年値で0.03 ppm、24時間値で0.14 ppmと規定されている。

従って前述のJamshoro地点における着地濃度0.144 ppmはUS Federalに規定されている24時間値(0.14 ppm)を超過することになる。そのため、硫黄酸化物の着地濃度を基準値以下に低減させるため、排煙脱硫装置の設置が必要である。

なお、削減が必要な硫黄酸化物の量は少いので、経済的な面より、設置する排煙脱硫装置は、発生する排煙の1/2の量を処理出来る容量で計画する。

1/2容量の排煙脱硫装置を設置した場合、硫黄酸化物の最高着地濃度は、風速が3 mの場合、0.042 ppm、風速が6 mの場合、0.079 ppmとなるので、アメリカ連邦基準の24時間値(0.14 ppm)を下廻る。

### 9-3 排水対策

火力発電所の運転により生ずる排水は、油分離、ろ過及び中和処理を行なう。

#### 9-3-1 火力発電所の排水の分類

火力発電所の排水は下記のものに分類される。

- (1) 生活排水  
便所、湯沸し場、洗面所等からの排水。
- (2) 装置排水  
ボイラブロー水、機器水洗水、純水装置排水等。
- (3) 含油排水  
油倉庫の排水等。
- (4) 雨水排水

#### 9-3-2 排水処理方法の概要

排水の処理方法の概要は次の通り

- (1) 生活排水
  - 1) 便所排水

## 排煙拡散計算式

### (1) 計画条件

- |              |                              |
|--------------|------------------------------|
| 1) 発電所規模     | 300 MW × 1 Unit              |
| 2) 石炭発熱量(Hh) | 4.613 kcal/kg (Air Dry Base) |
| 3) 固有水分      | 9.5%                         |
| 4) 灰分        | 23.7%                        |
| 5) 硫黄分       | 7.1%                         |
| 6) 水素        | 3.5%                         |
| 7) 発電端効率     | 37%                          |
| 8) 風速        | 3 m/s, 6 m/s (20°C)          |
| 9) 空気過剰率     | 1.31                         |
| 10) 煙突高      | 150 m                        |

### (2) Bosanquet の理論式による有効煙突高さ

#### 1) 理論空気量

$$A_o = 1.01 \frac{H\ell}{1,000} + 0.5 \text{ (Nm}^3\text{/kg)}$$

$A_o$  : 理論空気量 (Nm<sup>3</sup>/kg)

$H\ell$  : 低位発熱量 (kcal/kg)

$$= Hh - 600(9h + W)$$

$$= 4.367 \text{ kcal/kg}$$

$Hh$  : 高位発熱量 (kcal/kg)

$h$  : 燃料中の水素の含有%

$w$  : 水分

$$\therefore A_o = 1.01 \frac{4.367}{1,000} + 0.5$$

$$= 4.91 \text{ (Nm}^3\text{/kg)}$$

#### 2) 理論燃焼ガス量

$$G_o = \frac{0.89H\ell}{1,000} + 1.65 \text{ (Nm}^3\text{/kg)}$$

$G_o$  : 理論燃焼ガス量 (Nm<sup>3</sup>/kg)

$$\therefore G_o = \frac{0.89 \times 4.367}{1,000} + 1.65 \text{ (Nm}^3\text{/kg)}$$

$$= 5.54$$

### 3) 実際燃焼ガス量

$$G_w = G_o + (m - 1) A_o \quad (\text{N m}^3/\text{kg})$$

$G_w$  : 湿りガス量 (N m<sup>3</sup>/kg)

$m$  : 空気過剰率 1.31

$$\begin{aligned} \therefore G_w &= 5.54 + (1.31 - 1) \times 4.94 \\ &= 7.06 \quad (\text{N m}^3/\text{kg}) \end{aligned}$$

$$G_D = G_w - \frac{V}{g} (q_h + w)$$

$v$  : 標準状態に於ける気質の容積 (N m<sup>3</sup>/kg)

$g$  = 水の分子量

$G_D$  = 乾きガス量 (N m<sup>3</sup>/kg)

$$\begin{aligned} \therefore G_D &= 7.06 - \frac{0.224}{18} (9 \times 3.5 + 9.5) \\ &= 6.55 \end{aligned}$$

### 4) 石炭使用量

$$W_{CD} = \frac{300 \text{ MW} \times 860}{4.613 \times 0.37}$$

$$= 151.2 \text{ t/h}$$

$W_{CD}$  : 乾炭使用量

$$W_{CW} = W_{CD} \times \frac{90.5 \text{ (乾炭ベースに於ける石炭の含有率)}}{75 \text{ (湿炭ベースに於ける石炭の含有率)}}$$

$$= 182.5 \text{ t/h}$$

### 5) 排ガス量

$$\begin{aligned} Q_D &= 151.2 \times 6.55 \times 10^3 \\ &= 990.36 \times 10^3 \quad (\text{N m}^3/\text{h}) \end{aligned}$$

$Q_D$  : 乾き排ガス量 (N m<sup>3</sup>/h)

$$\begin{aligned} Q_w &= 182.5 \times 7.06 \times 10^3 \\ &= 1,288.5 \times 10^3 \quad (\text{N m}^3/\text{h}) \end{aligned}$$

$Q_w$  : 湿り排ガス量 (N m<sup>3</sup>/h)

### 6) 有効煙突高さ

a) 外気温度  $T = 20^\circ\text{C}$  に於ける排ガス量

$$Q_{v1} = \frac{1,228.5 \times 10^3 \times (273 + 20)}{3.600 \times 273}$$

$$= 384.1 \text{ m}^3/\text{s}$$

$Qv_1$ :  $T = 20^\circ\text{C}$  に於ける排ガス量

$$\text{煙突吐出速度 } Vg = 30 \text{ m/s}$$

風速  $U = 3 \text{ m/s}$ 、 $6 \text{ m/s}$  とすると

b) 排煙の運動量による上昇高度

$$Hm = \frac{4.77}{1 + \frac{4.3u}{Vg}} \times \frac{\sqrt{Qv_1 \cdot Vg}}{u}$$

$Hm$ : 排煙の運動量による上昇高度 (m)

$u = 3 \text{ m/s}$  のとき

$$\begin{aligned} \therefore Hm &= \frac{4.77}{1 + \frac{0.43 \times 3}{30}} \times \frac{\sqrt{384.1 \times 30}}{3} \\ &= \frac{4.77}{1.043} \times 35.8 \\ &= 163.7 \text{ m} \end{aligned}$$

$u = 6 \text{ m/s}$  のとき

$$\begin{aligned} \therefore Hm &= \frac{4.77}{1 + \frac{0.43 \times 6}{30}} \times \frac{\sqrt{384.1 \times 30}}{6} \\ &= \frac{4.77}{1.086} \times 17.9 \\ &= 78.6 \text{ m} \end{aligned}$$

c) 排煙の浮力による上昇高度

$$Ht = 6.37g \frac{Qv_1 \Delta T}{U^2 T_1} \left( \log_e J^2 + \frac{2}{J} - 2 \right)$$

$$J = \frac{U_2}{\sqrt{Qv_1 Vg}} \left( 0.43 \frac{\sqrt{T_1}}{g (d\theta/dz)} - 0.28 \frac{Vg}{g} \frac{T_1}{\Delta T} \right) + 1$$

$\Delta T$ : 排ガス温度と外気温度 ( $T_1 = 20^\circ\text{C}$ ) との差

$g$ : 重力の加速度  $9.81 \text{ (m/s}^2\text{)}$

$d\theta/dz$ : 大気温度勾配  $0.0033 \text{ (}^\circ\text{C/m)}$

$U = 3 \text{ m/s}$  の時

$$\begin{aligned} J &= \frac{32}{\sqrt{384.1 \times 30}} \left( 0.43 \sqrt{\frac{273+20}{9.81 \times 0.0033}} - 0.28 \frac{30(273+20)}{9.81 \times 120} \right) + 1 \\ &= \frac{9 \times 38.8}{107.3} + 1 \\ &= 4.3 \end{aligned}$$

$$Ht = \frac{6.37 \times 9.81 \times 384.1 \times 120}{3^3 \times 293} \left( \log_{10} 4.3^2 + \frac{2}{4.3} - 2 \right)$$

$$= \frac{4,003,582}{7,911} (2.92 + 0.47 - 2)$$

$$= 506.1 \text{ m}$$

U = 6 m/s. のとき

$$J = \frac{6^2}{\sqrt{384.1 \times 30}} \left( 0.43 \sqrt{\frac{273+20}{9.81 \times 0.0033}} - 0.28 \frac{30 \times 293}{9.81 \times 120} \right) + 1$$

$$= \frac{36 \times 38.8}{107.3} + 1$$

$$= 14.0$$

$$Ht = \frac{6.37 \times 9.81 \times 384.1 \times 120}{6^3 \times 293} \left( \log_{10} 14.0^2 + \frac{2}{14.0} - 2 \right)$$

$$= \frac{9,850,541}{63,288} (5.28 + 0.14 - 2)$$

$$= 155.6 \text{ m}$$

d) 有効煙突高さ

$$He = Ho + 0.65 (Hm + Ht)$$

He : 有効煙突高さ (m)

Ho : 煙突高さ (m)

U = 3 m/s. のとき

$$He = 150 + 0.65 (163.7 + 506.1)$$

$$= 585.4 \text{ m}$$

U = 6 m/s. のとき

$$He = 150 + 0.65 (78.6 + 155.6)$$

$$= 302.2 \text{ m}$$

(3) Sutton の拡散式によるばい煙着地濃度

$$C_{max} = \frac{2QS}{\pi euHe^2} \left( \frac{Cz}{Cy} \right) \times 10^6 \text{ Kt}$$

$$X_{max} = \left( \frac{He}{Cz} \right)^{\frac{2}{2-n}} \times 10^{-3}$$

C<sub>max</sub> : 最大着地濃度 (PPm)

X<sub>max</sub> : 最大着地濃度出現地点 (km)

Q<sub>s</sub> : 周囲温度における SO<sub>2</sub> の排出量 (m<sup>3</sup>/s)

C<sub>z</sub> : 垂直方向拡散係数 = 0.07

C<sub>y</sub> : 水平方向拡散係数 = 0.07

$$n : \text{気象パラメータ} = 0.25$$

$$Kt : \text{時間希釈係数} = 0.15 \text{ (1時間値)}$$

1) 排煙脱硫装置を設置しない場合

$$Q_s = 15.12 \times \frac{7.1}{100} \times \frac{2.24}{32} \times \frac{(273+20)}{273} \times \frac{1}{3.600} \times 10^3$$

$$= 2.24 \text{ m}^3/\text{sec.}$$

U = 3 m/s. のとき

$$C_{\max} = \left\{ \frac{2 \times 2.24}{\pi e} \times 3 \times (585.4)^2 \right\} \times \frac{0.07}{0.07} \times 10^6 \times 0.15$$

$$= 0.08 \text{ PPM}$$

$$X_{\max} = \left( \frac{585.4}{0.07} \right)^{\frac{2}{2-0.25}} \times 10^{-3}$$

$$= 29.6 \text{ km}$$

U = 6 m/s. のとき

$$C_{\max} = \left\{ \frac{2 \times 2.24}{\pi e} \times 6 \times (302.2)^2 \right\} \times \frac{0.07}{0.07} \times 10^6 \times 0.15$$

$$= 0.144 \text{ PPM}$$

$$X_{\max} = \left( \frac{302.2}{0.07} \right)^{\frac{2}{2-0.25}} \times 10^{-3}$$

$$= 13.9 \text{ km}$$

2) 50%容量の排煙脱硫装置を設置する場合

脱硫効率は90%であるので

$$Q_s = \left( \frac{2.24}{2} \right) + \left( \frac{2.24}{2} \right) \times 0.1$$

$$= 1.23 \text{ m}^3/\text{sec}$$

U = 3 m/s. のとき

$$C_{\max} = \left\{ 2 \times 1.23 / \pi e \times 3 \times (585.4)^2 \right\} \times \frac{0.07}{0.07} \times 10^6 \times 0.15$$

$$= 0.042 \text{ PPM}$$

$$X_{\max} = (585.4 / 0.07)^{\frac{2}{2-0.25}} \times 10^{-3}$$

$$= 29.6 \text{ km}$$

U = 6 m/s. のとき

$$C_{\max} = \left\{ 2 \times 1.23 / \pi e \times 6 \times (302.2)^2 \right\} \times \frac{0.07}{0.07} \times 10^6 \times 0.15$$

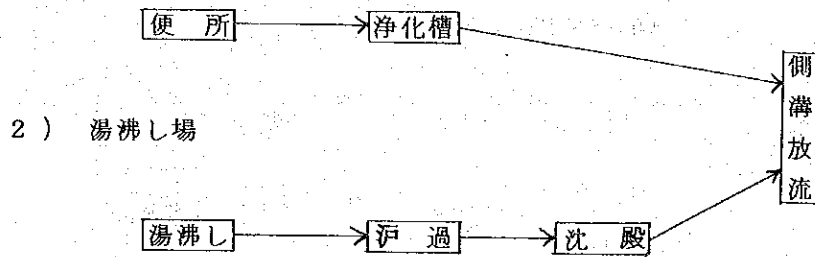
$$= 0.079 \text{ PPM}$$

$$X_{\max} = (302.2 / 0.07)^{\frac{2}{2-0.25}} \times 10^{-3}$$

$$= 13.9 \text{ km}$$

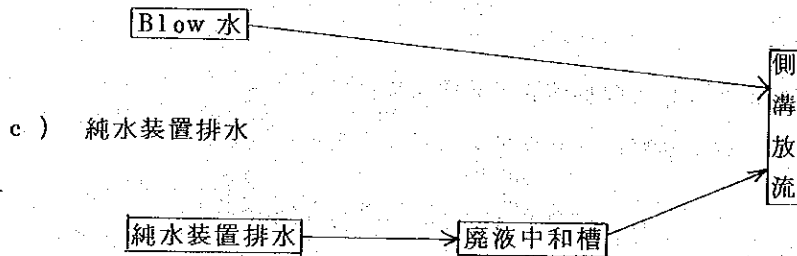


- a ) Power House 内 Control Room
- b ) Power House(1 Floor)
- c ) Administrative Building
- d ) Workshop
- e ) Coal and Ash Handling Control Room
- f ) Guard House
- g ) etc.

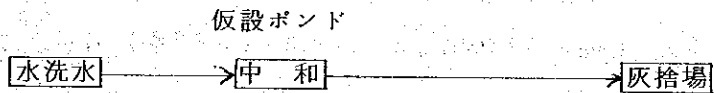


(2) 装置排水

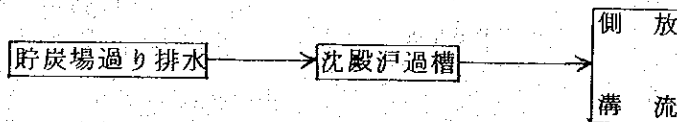
- a ) Boiler Blow 水
- b ) Deaerator Blow 水



- d ) 集塵器、A H、煙突水洗水、ボイラ化学洗浄排水

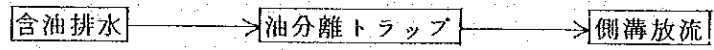


- e ) 貯炭場廻り排水



(3) 含油排水

- a) 油倉庫排水
- b) ブルドーザー車庫
- c) etc.



(4) 雨水排水

