

パキスタン回教共和国

ウェストワーフ火力発電開発計画調査

最終報告書

1988年5月

国際協力事業団

鉦計資

CR(3)

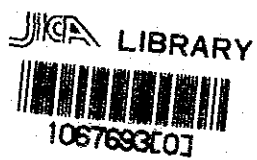
88-83



パキスタン回教共和国

ウエストワープ火力発電開発計画調査

最終報告書



17914

1988年 5月

国際協力事業団

序 文

日本国政府は、パキスタン回教共和国政府の要請に基づき、同国カラチ市に位置するウエスト ワーフ火力発電所建設計画に関するフィージビリティ調査を行なうこととし、その実施を国際協力事業団に委託した。

当事業団は、東電設計株式会社 高澤克己氏を団長とする調査団を1987年11月より1988年3月までの間3次にわたり現地に派遣し、パキスタン回教共和国政府関係者の協力を得て、ウエスト ワーフ火力発電所及び関連送電網の現地調査を実施した。

調査団は、帰国後これら現地調査で得られた諸情報並びに収集した資料の解析・検討等の国内作業を行なった。本報告書は以上の成果をとりまとめたものである。

本報告書が同国の経済社会開発に寄与し、ひいては、同国と我が国の友好親善を一層深めることに貢献できれば幸いである。

終りに、本件調査に際し多大の御協力を頂いたパキスタン回教共和国政府関係機関、在パキスタン日本国大使館、外務省並びに通商産業省の関係各位に対し、深く感謝の意を表わすものである。

1988年5月

国際協力事業団
総裁 柳谷 謙介



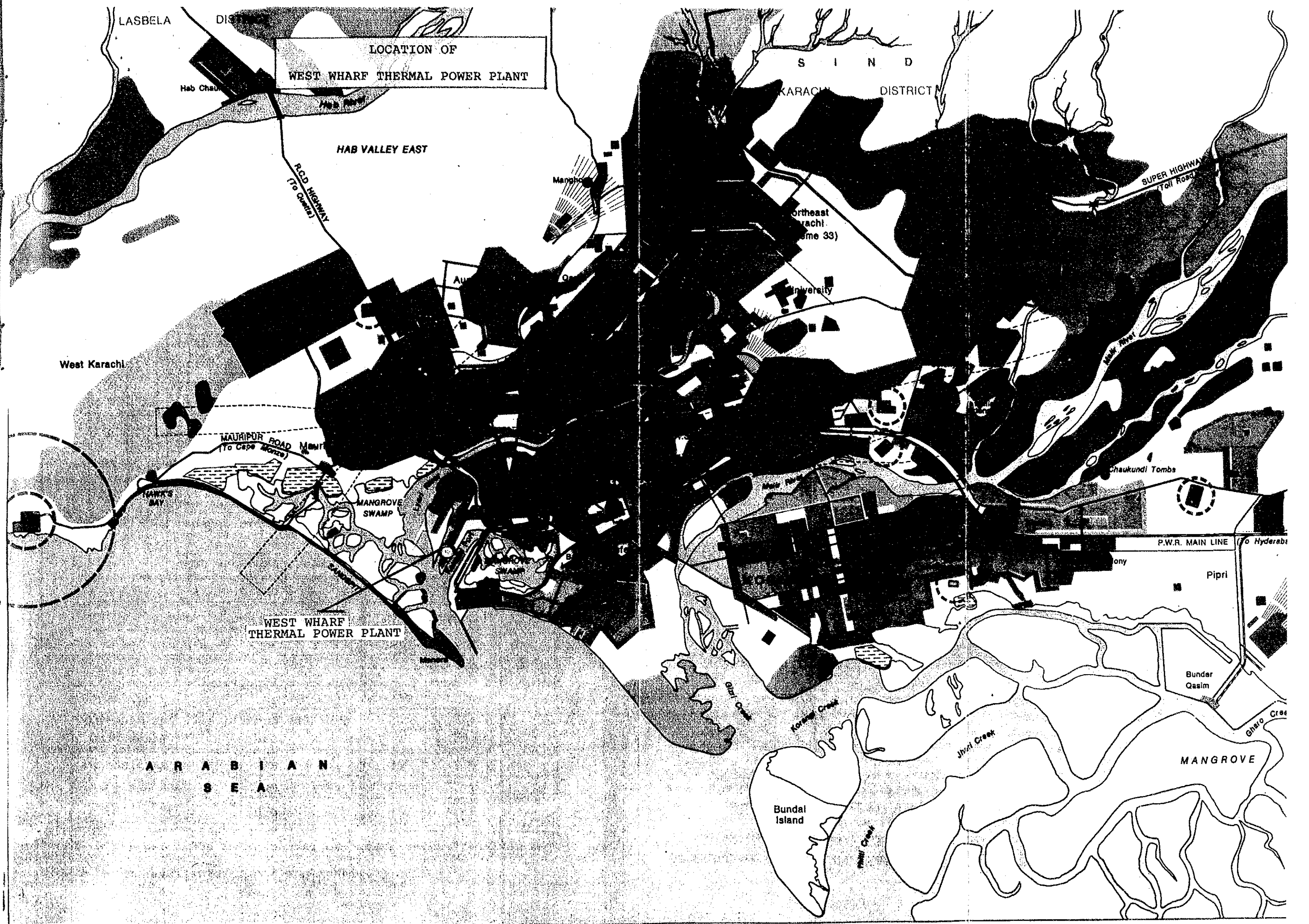
参考写真，図面 等

(1) ウェストワーフ火力発電所所在地図

(2) ウェストワーフ火力発電所
既設発電設備 写真

(3) ウェストワーフ火力発電所
既設発電設備 配置図

(4) 主要固有名詞一覧表



LOCATION OF
WEST WHARF THERMAL POWER PLANT

LASBELA

DISTRICT

S I N D

KARACHI DISTRICT

HAB VALLEY EAST

SUPER HIGHWAY
(Toll Road)

R.O.D. HIGHWAY
(To Quetta)

Northeast
Karachi
(Scheme 33)

University

West Karachi

MAURIPUR ROAD
(To Cape Monze)

Chaukundi Tombs

HAWK'S BAY

MANGROVE SWAMP

P.W.R. MAIN LINE
(To Hyderabad)

WEST WHARF
THERMAL POWER PLANT

ony

Pipri

A R A B I A N
S E A

Bunder
Qasim

Bundal
Island

MANGROVE

Korangi Creek

Jhri Creek

Gharo Creek

Phiri Creek



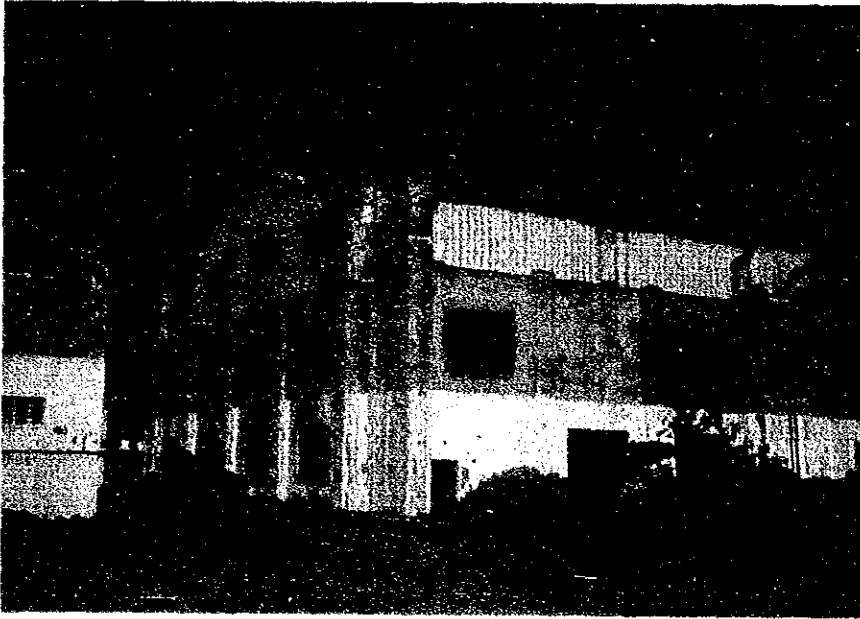
カラチ港湾局側 (KPT) からのウエストワーフ発電所外観



カラチ港湾局側 (取水路側)



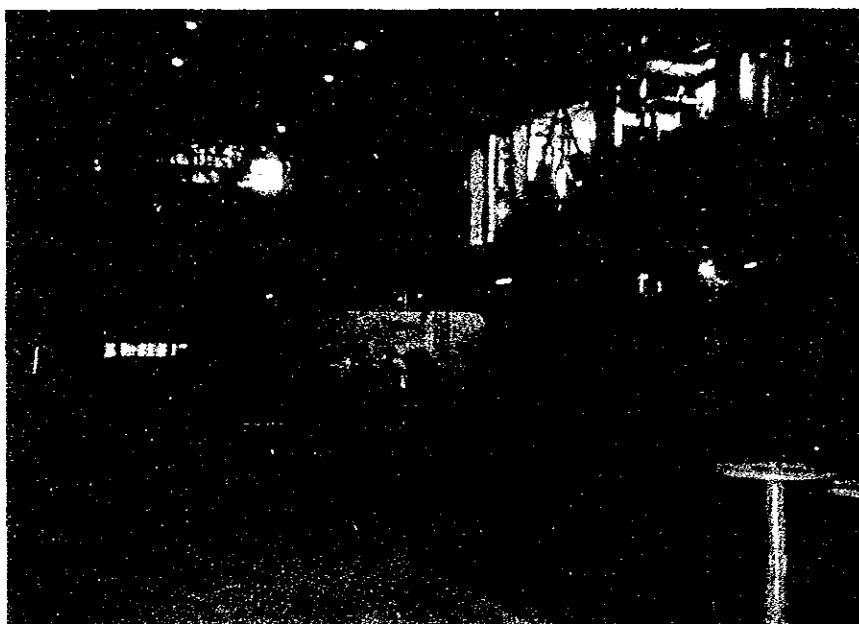
” A ” 発電設備外観及び内観



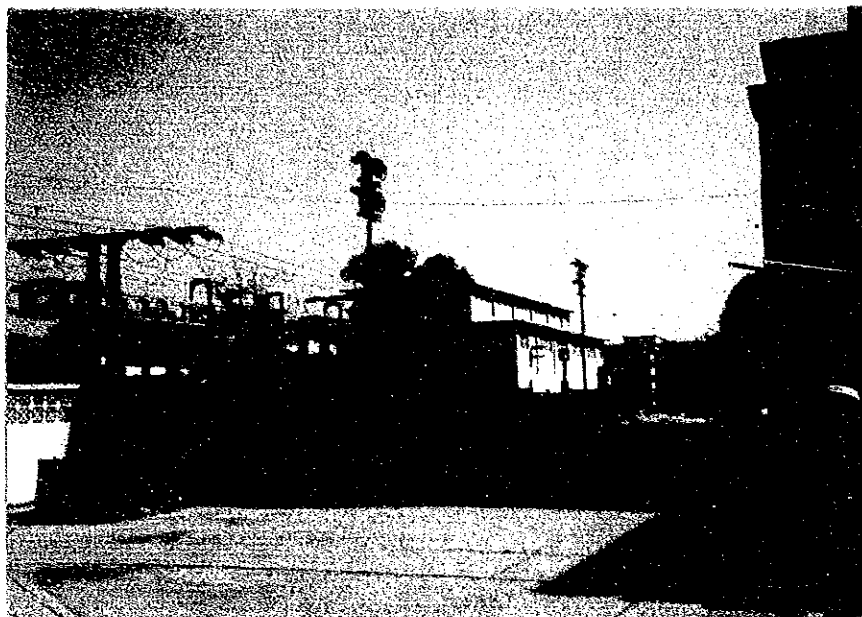
” B ” ” BX ” 發電設備外觀



” BX ” 發電設備內觀



電気設備外観



” B ” ” B X ” 発電設備側からみた ” A ” 発電設備建屋外観



主要固有名詞一覧表

本分中では、以下の固有名詞及びその略称、略号を使用します。

組織・会社名

カラチ電力公社	Karachi Electric Supply Corporation 略称 K E S C
水資源電力開発庁	Water and Power Development Authority 略称 W A P D A
パキスタン 原子力委員会	Pakistan Atomic Energy Commission 略称 P A E C
カラチ港湾局	Karachi Port Trust 略称 K P T
カラチ造船所	Karachi Shipyard Engineering and Works 略称 K S Y
カルテックス	CALTEX Oil Ltd
パキスタン製鉄所	Pakistan Steel Mill Corporation 略称 P A S M I C

発電所、発電設備名

ウエストワーフ火力発電所	West Wharf Thermal Power Plant 略号 W.W.P.P
同上 発電設備1号機, 2号機	略号 W.W.1, W.W.2
ビンカシム火力発電所	Bin Qassim Thermal Power Plant 略号 B.Q.P.P
同上 発電設備1号機, 2号機他	略号 B.Q.1, B.Q.2 他
コランギ火力発電所	Korangi Thermal Power Plant
コランギ ガスタービン発電所	Korangi Gas Turbine Power Plant
サイト ガスタービン発電所	S. I. T. E Gas Turvane Power Plant
カナップ原子力発電所	Karachi Nuclear Power Plant 略称 K A N U P P

変電所名

バルデア グリッド・ステーション …… Baldia Grid Station
略称バルデア G/S
(KESC では変電所を Grid Station または
Substation と呼ぶ)

マリプール グリッド・ステーション …… Mauripur G/S

サイト グリッド・ステーション …… S.I.T.E. Grid Station

クイーンズロード …… Queens Road Grid Station
グリッド・ステーション

そ の 他

その他の固有名詞は

現地名（現地綴りによる）を使用する。

以 上

目 次

序 文

参考写真, 図面 等

第1章	調査概要	頁
1.1	プロジェクトの背景	1-1
1.2	調査方針及び開発の基本構想	1-3
1.3	最適開発案の選定	1-6
1.4	1号機及び2号機の開発手順	1-9
1.5	全体工程	1-11
1.6	建設費	1-12
1.7	財務・経済分析	1-13
1.8	結 論	1-14
添付資料	ウエストワーフ火力発電所の推移と現状	1-17
第2章	パキスタン国の概要	
2.1	調査地域の概要	2-1
2.2	電力事情	2-9
第3章	KESCにおける電力需給	
3.1	電力需要と供給の現状	3-1
3.2	他社との電力融通	3-14
3.3	KESCの電力設備	3-19
3.4	需要予測	3-22
第4章	電源開発計画	頁
4.1	電源開発計画	4-1
4.2	需給バランス	4-1

第5章	最適案決定の為の代替案の立案と比較検討	
5.1	基本構想	5-1
5.2	発電設備容量, 機種, 台数の選定	5-2
5.3	開発手順	5-11
5.4	冷却水路	5-12
5.5	関連送変電設備	5-21
5.6	電気設備と所内電源	5-34
5.7	土木 (現地調査結果)	5-45
第6章	最適開発案の計画設計	
6.1	計画概要	6-1
6.2	計画の特徴	6-2
6.3	発電所概要	6-6
6.4	その他の重要項目	6-8
6.5	機器仕様	6-9
6.6	土木	6-30
6.7	建築 (構造物の基本設計と施工計画)	6-35
第7章	建設費	7-1
第8章	実施工程	8-1
第9章	財務, 経済分析	
9.1	財務予測	9-1
9.2	財務分析	9-2
9.3	経済分析	9-2

第10章 環境評価	頁
10.1 ウェストワープ火力発電所の環境評価	10-1
10.2 調査結果	10-1
10.3 データ調査	10-2
10.4 現状の推定	10-5
10.5 大気汚染の計算	10-7

第11章 計画調査の実施経緯と業務範囲 (S/W)	11-1
---------------------------------	------

[添付資料]

添付資料A1.

KESC送電システムの系統連繋と信頼度向上	A1-1
-----------------------------	------

添付資料A2.

220kV送電線予想ルート of 現地踏査結果	A2-1
-------------------------------	------

添付資料A3.

入手資料一覧表	A3-1
---------------	------

[添付図]

Fig. A-1 サイト計画図 (PLOT PLAN)

Fig. A-2 発電所全体配置計画図 (GENERAL ARRANGEMENT)

第1章 調査概要

1.1 プロジェクトの背景

1.1.1 ウェストワープ火力発電所（15MW機2基，33MW機2基）はカラチ市の電力需要地に近く、カラチ電力公社（KARACHI ELECTRIC SUPPLY CORPORATION…… KESC）の重要な発電所の一つであるが運転開始後 25年以上経過し、老朽化が進み、このため発電効率が低下し、維持費も年々増加してきている。

本サイトは、冷却水、燃料の確保等発電所としての立地条件が比較的良好で、年毎に増大する急速な電力需要の伸びに対応する重要拠点になりうることから、KESCは既存の発電設備を廃止、撤去し、新たに約 200MW級の発電設備を1～2基設置する計画を立案し、早期に実現するため、本計画のフェージビリティ調査（F/S）と詳細設計（D/D）を 1987年4月我が国に要請してきたものである。

これに応え国際協力事業団は、1987年8月10日から同年8月22日までの13日間にわたり榎本団長以下5名の事前調査団を派遣し、パキスタン側の当事者との間で調査の内容、範囲、および相互で実施する業務の分担等（S/W）について協議し署名した。

上記事前調査の結果に基づき、本格調査（F/S）を1987年11月23日より実施し、1988年5月末に完了した。

1.1.2 調査地区及び発電所の概況

カラチ市は人口約 700万人を擁するパキスタン国最大の都市であり、かつ商工業の中心である。また、パキスタンに於ける最大の電力需要都市でもある。

ウェストワープ火力発電所は、カラチ市の電力需要の中心地に近いカラチ湾岸の西埠頭に位置し、敷地の面積は約 37,000m²である。

発電所の東側は、巾 150mのカラチ港湾局の埠頭（Karachi Port Trust）に境界を接しており、西側は西埠頭道路に面し、この道路を挟んで、パキスタン酸素・アセチレン会社（Pakistan Oxygen & Acetylene Co., Ltd）およびカラチ造船所（Karachi Shipyard）がある。

南側には海軍基地があり、北側はカルテックス（CALTEX）の石油基地に隣接している。

この発電所は“A”，“B”および“BX”3つの発電設備で構成されている。

“A”発電設備は既に廃止されていて、機械類は殆んど撤去され、発電所建屋構築物のみが残っている。

"B"発電設備は 15MW機2基 (1956年設置) で、老朽化が進み、出力、効率共に低下して発電運用が不経済のため、現在は運転休止の状態である。

"BX"発電設備は 33MW機2基 (1962年設置) で、この2基が現在主として稼働しており、カラチ市およびウエストワーフ地区への重要な電力供給源となっている。

しかし、"BX"の発電設備は"B"と同様に老朽化が進み、出力、効率共に低下しつつある。このため、保守、維持費もかさんでおり、KESCは"B", "BX"ともに廃止して、更新することを考えている。

1.1.3 KESCの発電設備の概況

KESCは株式の過半数を政府出資とする公益企業体として、カラチ市とその周辺地域に電力を供給しており、それ以外のパキスタン全域に電力を供給している政府機関のWAPDAとの供給比率はKESC 20%、WAPDA 80%である。両社の電力系統は連系しており、相互融通は可能であるがWAPDA側の電力不足が著しいため、WAPDA側よりの受電の実績は殆どないのが現状である。

1987年6月現在、KESCはガス/石油火力 883MWおよびガスタービン火力 225MW 合計 1,108MWの火力発電設備を有し、カラチ市および周辺地域の約 83万の需要家に電力を供給している。

1986年度におけるKESC供給地域内での最大電力および販売電力量は、各々 945MW及び 3,963GWhであった。主な火力発電所としてはウエストワーフ火力発電所の他、ビンカシム火力発電所 (Bin Qasim P.P. 420MW)、コランギ火力発電所 (Korangi Thermal P.P. 382MW)、コランギ ガスタービン発電所 (Korangi G/T P.P. 100MW) およびサイト ガスタービン発電所 (S.I.T.E. G/T P.P. 125MW) 等がある。

このうち、ビンカシム火力発電所では現在 210MW機2基 (3, 4号機) が建設中で、更に 210MW機1基 (5号機) が建設準備中である。

1.2 調査方針及び開発の基本構想

1.2.1 調査方針

本調査はパキスタン政府の要請にもとづき、カラチ市およびその周辺地域に電力を供給するカラチ電力公社（KESC）の電力需要の年毎の増大に対応するため、現在運転中であるも、老朽化しつつあるウエストワーフ火力発電所を廃止し、早期に大容量火力発電所に再開発することについての、技術的、経済的可能性につき、フィージビリティ調査を行なったものである。

調査団は、上記調査を遂行するに当り、既存のウエストワーフ火力発電所並びに関連送変電設備を中心とした現地踏査を実施し、併せて、KESCの電力事業としての運用状況の概要を調査の上、次のようなステップにより本調査を進めた。

第1段階として、KESCが実施した電力需要の実態と需要予測の分析に基づき新規電源の早期開発の必要性を検討した。

第2段階では、新規開発電源としてKESCより提案されたウエストワーフ火力発電所再開発に最適な火力発電設備の出力および仕様を選定するための技術的、経済的検討と、立地条件、冷却水の確保、燃料の選択と安定供給、環境保全などの制約条件を検討した。

第3段階では、ウエストワーフ火力発電設備の再開発に伴う関連送変電設備の必要性を検討し、KESC電力系統全般の信頼度の改善と向上について考察した。

最後に、これらの検討の過程に於て試算された、建設費と発電コストにより火力発電設備の機種、出力規模の代替案などを含めた経済性を比較し、更に長期的、経済的観点から、本計画の妥当性を検討した。

1.2.2 開発の基本構想

(1) 調査団は上記のステップに従い、調査地域の対象であるカラチ市およびその周辺地域の電力需要の調査を実施した。調査はKESCが既に実施済みの需要予測および現地踏査で得られた諸情報を分析し、将来を含む需要予測と需要構造の検討を行なった。(Fig. 1-1)

電力需要予測の手法には、通常需用家別の積上げ方式、マクロ的な経済指標にもとづく電力需要弾性値による統計手法および実績値のトレンド解析方法などがあるが、本調査ではKESCより入手した実績値および需要予測をもとに、実績値のト

レンド解析方法により解析した。その結果、中期的には年平均伸び率は9%以上を示しているが、至近年度の伸び率のバラツキが多く、ピンカシム火力発電所の1,2号機などの新規電源の開発と殆ど同時に需要増が前年比で大巾に上昇するなど、いわゆる設備先行型（電力設備の完成と同時に需給バランスが達成される）の傾向が顕著であることが明らかになった。

一方、需給バランスの面から検討すると、調査時点でのKESCの供給可能出力は1,039MWであり、日負荷曲線からみた需要のピークは、夏季に於いて、945MW、冬期は800MWであった。この状況は、ピーク出現時に於いて、現有設備能力の100%近い稼働を示しており、送電ロス等を考慮すると、大型の火力電源（KESCが所有する設備の中で最大発電容量210MW）の予定停止はもとより、必要予備力の確保は極めて困難であり、供給信頼度からも好ましくないことが判った。

この傾向は今後とも続くものと予想され、ピンカシム火力発電所3,4号機（210MW×2ユニット）の完成に引続き同5号機（210MW）の運開により1991年には供給可能出力は1,658MWに達するが、この時点のピーク需要は1,558MWであると予測されるため、系統中の最大発電容量機（210MW級）の停止時には供給支障を起し、厳しい負荷制限が不可避の状況となると予想される。

従って、遅くとも1992年度中には200MW級1基、引続き1993～1994年度中には更に200MW級2基の新規火力電源の開発が必須であることが明らかになった。

(2) 前項の電力需要の負荷構造の実態調査から、増分需要の絶対量に対応する供給力を確保するためのベース電源の早期開発が必須となった。

これに対応する開発すべき電源の機種は、適正な規模の水力電源の開発地点を持たないKESCの場合、火力電源に限定される。火力電源の場合は、使用燃料の選択および多様化等により、発電運用の経済性の追求が可能であるが、燃料の制約条件が多く、結果として、重油を燃料とした高効率の火力発電設備を選定せざるを得ないこととなった。

即ち、パキスタンに於ける火力発電用エネルギーとして期待し得る国家資源は、天然ガス、石炭、石油などであるが、資源の開発ピッチは遅く、大容量火力の燃料としては重油を除く他の燃料を至近年度に利用することは、不可能と判断されたからである。

従って、新規開発電源として、重油焚きの高効率火力発電設備を建設することとし、老朽化の著しい既設ウエストワープ火力発電設備を早期に廃止し、ここに、ベース火力として可能な限り大容量の火力発電所に置換えることが発電運用上からも有利であると判断した。

(3) 需要地に近接した電源の配置は技術的および経済的に最も望ましいが、立地条件の制約から電源の遠隔地への立地や分散立地になった場合、強固な基幹送電線によって分散された電源を連系し、系統運用上の信頼度を向上させることが必要である。

更に長期的な観点からは、これらの基幹送電線の連系を強化し、需要地中心地帯の周囲を囲む形で強固な外輪線を構成させ、基幹系統の安定度の向上、電源立地への弾力性、需要中心地への需要増に対する供給信頼度の向上を期することも必要となる。

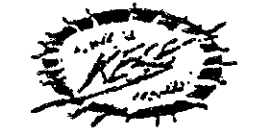
調査時点でのK E S Cの電源構成はカラチ市より東側に、系統容量の 85%以上を占めるピンカシム火力発電所、コランギ火力発電所などの大容量火力の電源が偏在しており、この発生電力の大部分が西側のカラチ市の負荷中心に送電されており、西側は老朽化しつつあるウエストワーフ火力発電所とカナップ原子力発電所等の小容量電源（系統容量の 10%程度）のみであり、電力汐流が極端に東側から西側へと偏流しているのが実情である。

このため、西側の電源ならびに電力系統の強化は、系統経済性および系統運用上からも不可欠なものであると考察した。

電源の強化は、ウエストワーフ火力発電所の再開発により大容量火力を配置し、系統強化としては 220kVの基幹送電線の新設によりバルデア変電所と連結し、カラチ市の中心地帯を囲む形で強固な外輪線を構成することにした。これにより、K E S C全体の系統信頼度が飛躍的に向上することが期待できる。

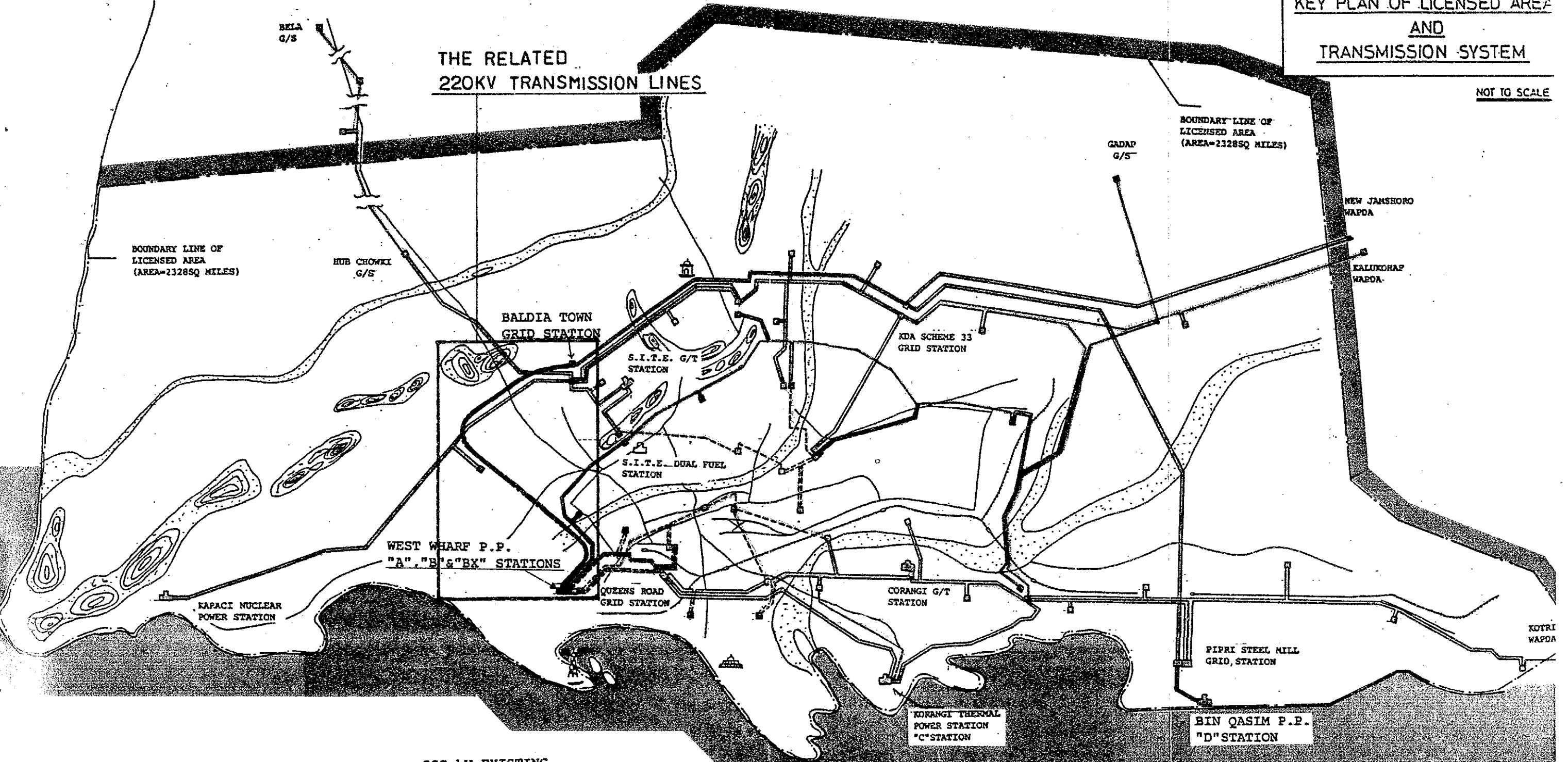
WEST WHARF THERMAL POWER PLANT PROJECT RELATED 220KV TRANSMISSION LINES

P & D No: 898-F-1 | MP-EST/75-
DATEC 25.4.1987



KEY PLAN OF LICENSED AREA
AND
TRANSMISSION SYSTEM

NOT TO SCALE



- 220 kv EXISTING
 - 220 kv UNDERPLANNING
 - 132 kv OVERHEAD
 - 132 kv UNDERGROUND
 - 66 kv OVERHEAD
 - 66 kv UNDERGROUND
- INCLUDING PROJECT PROPOSED IN
SIXTH FIVE YEAR PLAN AND
SEVENTH FIVE YEAR PLAN

1.3 最適開発案の選定

前述のウエストワープ火力発電所再開発の基本構想では1992年度中に 200MW級 1 基、1993～1994年度中に、更に、200MW級 2 基の新規火力電源が必須であること、また、既設ウエストワープ火力発電所を可能な限り大容量の火力発電所に再開発することが発電運用上有利であるとの結論を得た。

この基本構想に基づき、本プロジェクト特有の事項、すなわち、建設用地が狭隘であること、既設設備との係わり、冷却水路の用地確保、燃料の安定確保及び環境保全対策等の問題点を充分検討し、K E S C の要望を考慮して、次の 3 案を策定した。

- 第 1 案 200MW 油焚き火力発電設備 × 2 基
- 第 2 案 300MW 油焚き火力発電設備 × 1 基
- 第 3 案 300MW コンバインドサイクル設備 × 1 基

上記各案について経済面、運用面および工事難易度等総合的に比較検討した結果、第 1 案 (200MW油焚き火力設備×2 基) を選定することが最適であるとの結論を得た。

第 2 案については、経済的には第 1 案と殆んど差がないが、ウエストワープ地区に大容量機 1 基のみを設置することは定期検査や不足の停止時に電力系統に与える影響が大きいため不採用とした。

第 3 案については燃料費 (天然ガスが重油に比して価格が高いため、経済的に劣る。また、燃料確保の問題と運転保守が通常火力に比較して複雑なことを併せて不採用とした。

最適開発案の発電設備諸元および関連設備の検討結果は、次の通りである。

(1) 火力発電設備

(i) プラント仕様

200MW油焼き火力発電設備 2基

(ii) ボイラ

屋外式、再熱、炉内加圧式

重油/ガス燃焼、上部支持吊下げ型

(iii) 蒸気タービン

再熱、復水式

串型、低圧複流型

定格出力

200MW

蒸気条件

主蒸気圧力 169kg/cm²g

主蒸気/再熱温度 538/538℃

(iv) 発電機

横型、水素冷却式 (固定子水冷式)

定格

248MVA

周波数

50Hz

(2) 関連送変電設備

新規発電設備から最適な送電をするため、ウエストワーフ火力発電所の再開発後のK E S Cの電力系統全般に亘り信頼度、安定度並びに系統運用上の観点から、電力系統解析を行なった。

この結果、ウエストワーフ火力発電所からバルデア変電所迄 220kV送電線2回線 (亘長 24km) を増設し、既設の 220kV送電線2回線に連系することが、本開発計画画上最適であると判断された。

これによりカラチ市を取り囲む形でピンカシム火力発電所のある東側の大電源とウエストワーフ火力発電所のある西側の大電源相互が 220kV送電線で連系し、K E S Cの基幹線として機能することにより、電力系統全般の信頼度、安定度が著しく改善されることになる。

(3) 関連付帯設備

i) 燃料の供給と貯蔵

燃料としては、既設発電設備で使用されている重油並びに天然ガスを本火力発電設備にも適用することで検討した。

重油の貯蔵設備としては、本発電所敷地北側に隣接するカルテックス(CALTEX)石油基地にある既設貯蔵タンク2基(19,689kℓと6351kℓ)を利用することとした。この基地にはCALTEXの東埠頭石油基地から120m³/hの容量の輸送管があるので、本発電設備(200MW級2基)に対して、安定的に供給できることが確認された。

ガスについては、既設受入設備を有効利用することで計画した。受入能力は、10MMCFD(10×10⁶ft³/日)あり、本発電設備の点火用および起動時用をまかなうに十分な量であることが確認された。

ii) 冷却水 取水・放水路

取水路

発電設備用復水器の冷却水は、既設取水路(ボックスカルバート1連、コンクリート、パイプ3条)を使用する案並びに、新設する案について比較検討した。

新設の場合は、取水口建設のため、稼働中の埠頭(カラチ港湾局所有)の改造、埠頭を水路が東西に横切る等、施工上高度な技術を要し、工事費が高いため、既設取水路使用に比較して優位性がなかった。

既設取水路は将来の増設用として、予め、設置済みの水路があり、取水容量の検討の結果、200MW級2基の発電設備に対して、十分な容量を有しており、劣化程度も一部補修することにより使用可能と判断されたので、既設取水路を再利用することとした。

放水路

復水器冷却水放水路に関しては、放水路を新設する案並びに既設放水路を再利用する案について比較検討した。

既設放水路再利用については、容量不足のため水路の拡張が必要となるが、施工並びに経済性の観点から困難と判断し、放水路を新設することとした。

なお、新設放水路はカラチ造船所構内の新敷地を横切ることになるが、カラチ造船所はK E S Cに対して敷地利用を了承している。

1.4 1号機および2号機の開発手順

1.4.1 1号機着工の手順

新規開発電源の早期実現のためには、効率的な開発手順が不可欠である。ウエストワーフ火力発電所再開発の場合には、建設用地の狭隘、既設火力発電所の早期撤去の難しさが検討の対象となった。即ち、既設火力発電設備は"A"（廃止、撤去中）、"B"（運転休止中：15MW2基）、"BX"（運転中：33MW2基）の3ブロックの発電設備があり、このうち、現在運転中の"BX"発電設備を含めた全設備の早期撤去の難しさがあるが、これらの制約条件を克服し、いかに大容量火力発電設備（200MW級2基）を効率的に、所定の運転開始時期迄に完成させるかが重要課題となった。

最も理想的な方法としては、上記の既設発電設備全てを撤去し、更地にしてから新設火力発電設備を建設することであるが、"BX"発電設備はウエストワーフ地区にとって最も重要な電源であり、同地区には重要施設（海軍基地、カラチ港湾局、カラチ造船所等）があり、これらの施設への送電は、ウエストワーフ火力発電所からの発生電力を直接送電しているため、"BX"発電設備を撤去せずに再開発をしてほしい旨、KESC側より強く要望された。

しかし、調査団は、"BX"発電設備を早期に廃止・撤去することが、経済性、建設工事の効率化並びに電力需給の改善に寄与するとの判断により、1,2号機同時着工の可能性を追求するため

- 1) ウエストワーフ地区の送電網増強による外部からの受電
- 2) 仮設電源の設置（ガスタービン又はディーゼル発電設備の設置）

についてKESC技術者と打合せを重ねたが、

1) のウエストワーフ地区の送電網増強計画は、6次5ヶ年計画（1983年度～1987年度）7次5ヶ年計画（1988年度～1992年度）によって進められているものの、財源の裏付、用地取得が困難なこともあり、早期に実現を計ることは不可能と判断した。

2) の仮設電源の設置案は、"B"発電設備跡地を考えたが、"B"発電設備には"BX"発電設備との共用設備があるため、早期撤去は不可能と判断し断念せざるを得なかった。

上記検討結果から、"BX"発電設備の早期停止および撤去は困難と判断し、KESC側の要望する通り"BX"発電設備の運転を継続したままで、1号機は既に撤去済みの"A"発電設備の跡地を利用して建設することとした。

1.4.2 2号機開発の手順

2号機については、稼働中の"BX"発電設備の早期撤去が困難という制約条件があるため、着工時期について、検討を行なった。

この結果、1号機の建設と平行して新設される220kV関連送変電設備の完成を待って、"BX"発電設備を撤去し、その跡地に2号機を建設することとした。

また、2号機の早期完成のためには、用地の狭隘であること及び火力発電設備の設計、施工上の効率化の追求などの観点から、1号機と同一のコントラクターに一括施工させることが最適であると判断した。

即ち、2号機の建設工事は、1号機と同時着工は困難であるが、1号機の工事と分離すると、2号機着工の際に必要な諸手続き、契約者の選定、設計等に期日を要し、2号機の完成は1号機完成の3,4年後と大巾におくれることとなる。

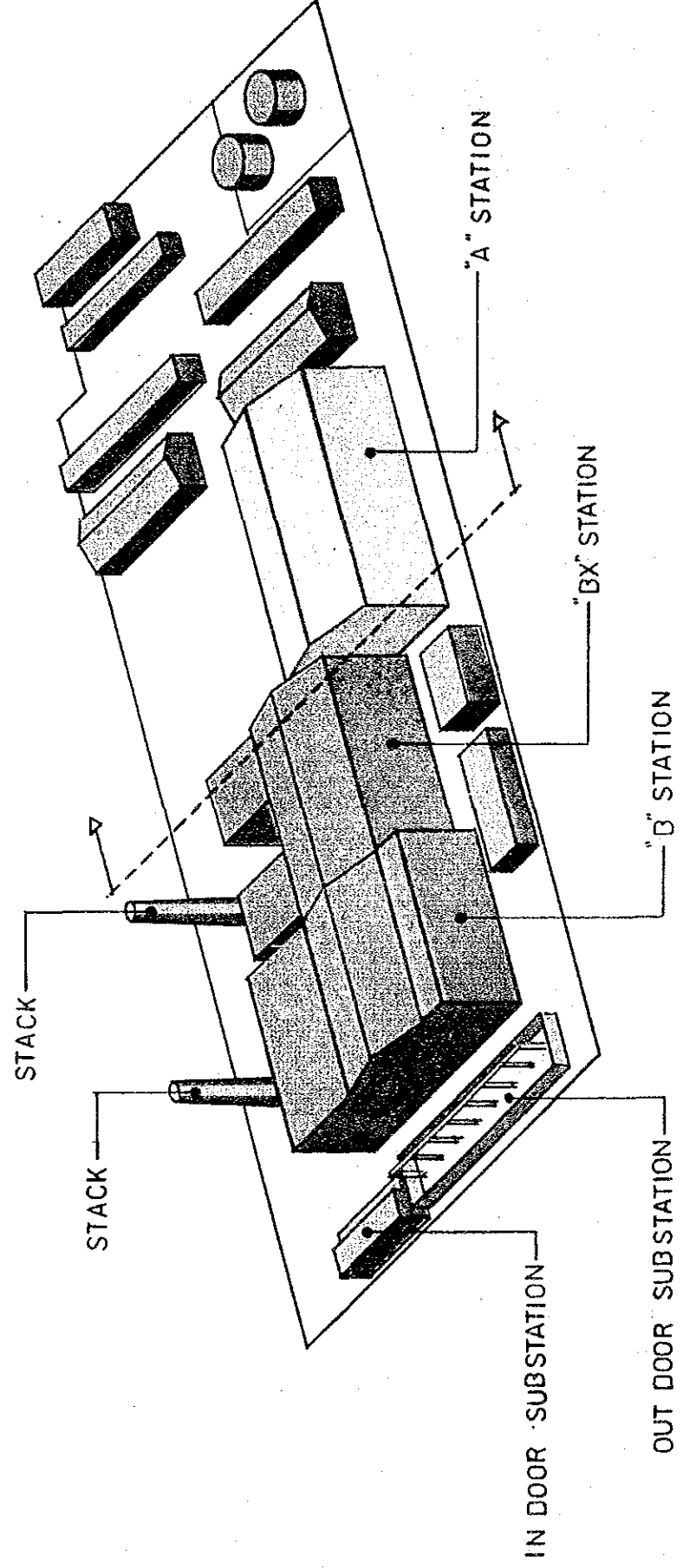
本計画では資金を一括調達することとし、諸手続き、設計、施工上の効率化を計り、2号機を1号機の2年後に完成させるため、1,2号機の建設を"B", "BX"発電設備の撤去を含め一括契約で実施することで計画した。

以上の検討結果により

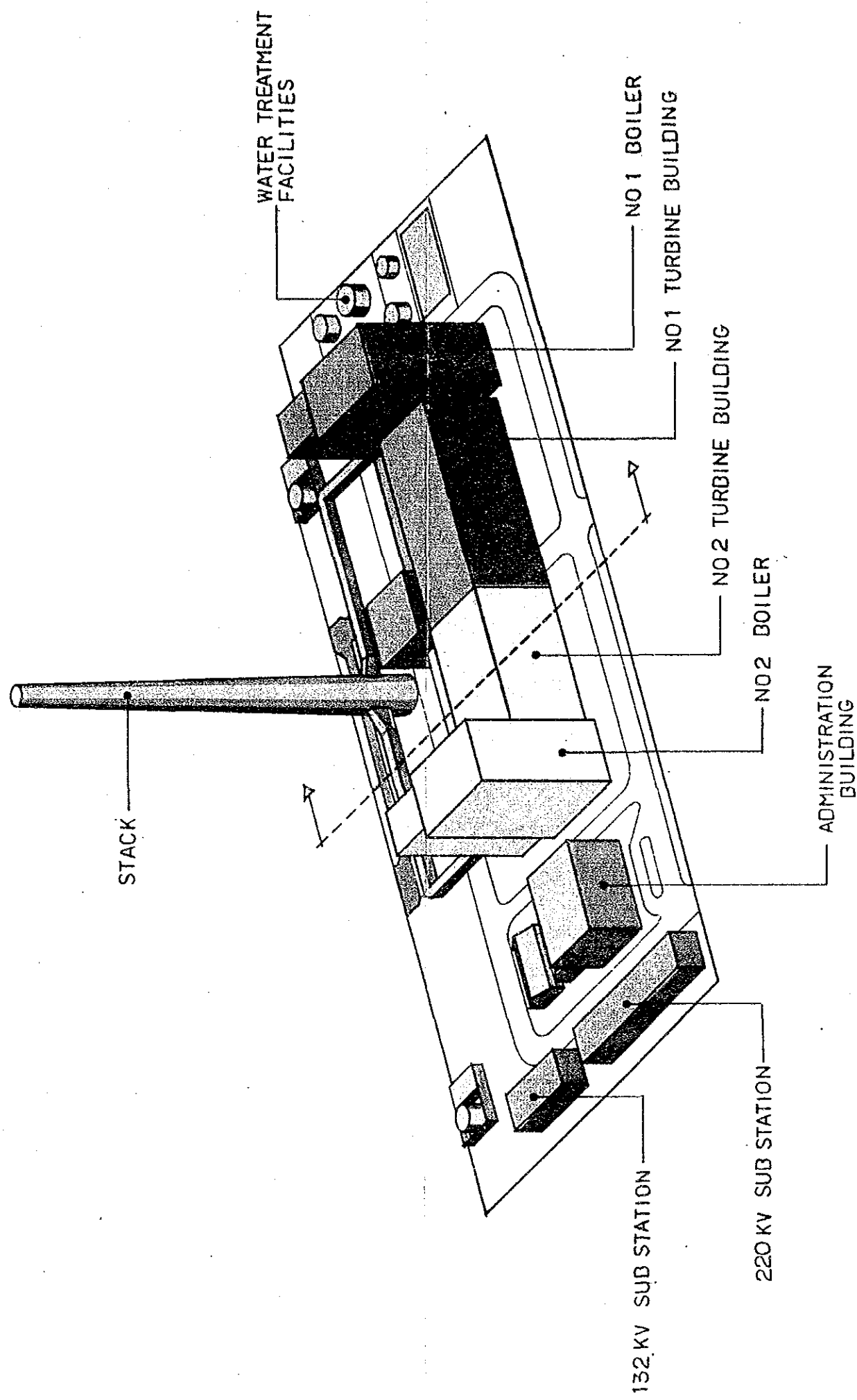
ウエストワフ火力発電所1号機は1992年度に、またウエストワフ火力発電所2号機は1994年度に完成することで計画した。

KESC WEST WHARF THERMAL POWER PLANT

EXISTING POWER PLANT



DEVELOPMENT PLAN
2 x 200MW OIL FIRED THERMAL POWER UNITS



1.5 全体工程

(1) 工程

建設工程については、1992年末に 200MW級 1 基、更に1994年末に 200MW級 1 基を完成目標として、最短工程を検討し本プロジェクトの全体工程を作成した。(Fig. 1-2)

建設期間としては、1号機に関しては 36ヶ月、2号機は同一契約者が施工するものとして、“B”、“BX”の発電設備の撤去を含めて、32ヶ月間となった。

以下に、概略工程を示す。

- | | |
|---------------------|-----------|
| 1) 詳細設計 (D/D) 完了 | 1989年 1 月 |
| 2) 施工業者契約 | 1989年10月 |
| 3) 工事開始 | 1989年11月 |
| 4) 220kV送電線完了 | 1992年 1 月 |
| 5) “B”、“BX”発電設備撤去開始 | 1992年 2 月 |
| 6) 1号機運開 | 1992年10月 |
| 7) 2号機運開 | 1994年10月 |

1.6 建設費

建設費の算定には、前項 1.3の最適開発案の 200MW級の火力発電設備と220KV送変電設備の仕様にもとづくとともに、発電設備については、特に再開発プロジェクトとしての増分工事費を考慮することとした。

新設発電設備及び送変電設備の建設費は、日本に於ける標準的な建設費をベースとし、最近のパキスタンに於ける同容量設備の入札価格、現地調達可能な材料費、労務費などを考慮して算出した。

同様に再開発プロジェクトであるため、"B", "BX"発電設備の既設設備の撤去費、移設費、改造費などの増分工事費を加算して試算した結果、発電設備と関連送変電設備の総建設費は下記の通りとなった。

(1) ウエストワーフ火力発電所1,2号機建設費 (1Rs=7.4074¥)

外貨分	38,072.78×10 ⁶ ¥	相当ルピー価格
内訳		
200MW発電設備2基	27,900×10 ⁶ ¥	
土木・建築工事費	4,293×10 ⁶ ¥	
構内変電設備	2,520×10 ⁶ ¥	
技術役務及び予備費(5%)	<u>3,359.78×10⁶¥</u>	
	38,072.78	
内貨分	7,529.87×10 ⁶ ¥	1,016.53×10 ⁶ Rs
内訳		
200MW発電設備2基据付費	2,565×10 ⁶ ¥	346.27×10 ⁶
土木・建築工事費	3,114.5×10 ⁶ ¥	420.46×10 ⁶
構内変電設備据付費	68.0×10 ⁶ ¥	9.18×10 ⁶
技術役務及び予備費	<u>1,782.37×10⁶¥</u>	<u>240.62×10⁶</u>
	7,529.87×10 ⁶ ¥	1,016.53×10 ⁶

(2) 220kV送電線建設費

外貨分(機器, 資材費)	2,203.0×10 ⁶ ¥	
内貨分(据付費)	585.9×10 ⁶ ¥	79.1×10 ⁶ Rs

(3) 合計

外貨分	40,275.78×10 ⁶ ¥
内貨分	8,115.77×10 ⁶ ¥

1.7 財務・経済分析

200MW級火力発電設備及び200kV送変電設備の新設プロジェクトの財務的、経済的な実行可能性を評価する手法として、調査団はK E S Cと協議の結果、売電価格を基準とした内部収益率 (Internal Rate of Return) による方法を採用することとした。

財務分析に当っては、財務分析の前提となる財務予測の基礎数値はK E S Cの提案数値を採用することとし、本プロジェクト費用の基礎となる建設費、燃料費は一定にして財務コストを算出することとした。

これらにより、便益は売電価格の変動分のみを考慮して、財務的な内部収益率 (F.I.R.R) を算出すれば、本プロジェクトの評価は可能である。

同様に、経済分析では、財務分析により算出した財務コストよりパキスタン国の経済上から移動出来る輸入税、各種手数料などを差引いた経済コストを算出して経済的な内部収益率 (E.I.R.R) を算出することとした。

上記手法にもとづく試算結果は次の通りであり、本プロジェクトはフィージブルであることを確認した。

(1) 内部収益率(IRR)

	電気料金一定の場合 Base rate 113.65ルピー	電気料金のインフレーション を考慮した場合
財務分析 (FIRR)	14.0%	17.3%
経済分析 (EIRR)	19.9%	24.0%

1.8 結 論

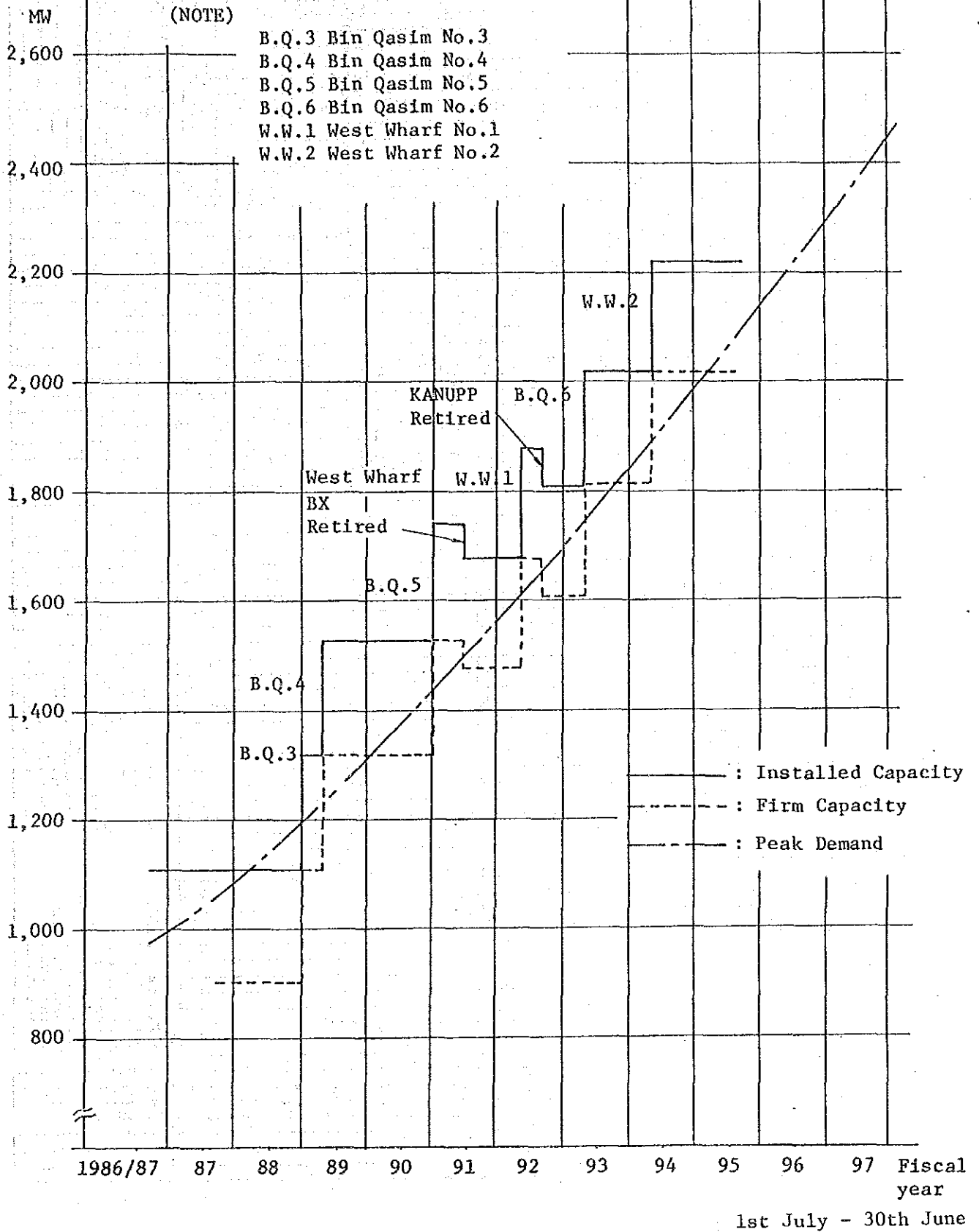
調査団は、ウエストワーフ火力発電所の新規発電設備建設計画に係る、フィージビリティ調査を1987年11月より1988年5月末日迄実施した。この間、現地調査によって得られた諸情報、並びに資料等を基に開発計画案を策定し検討の結果、下記の結論を得た。

- (1) カラチ市における電力需要の伸びは著しく、1992年には電力供給不足が見込まれ、大容量の新設電源の早期建設が不可欠である。
- (2) この対応策として、200MW級油焚き火力発電設備2基をそれぞれ1992年10月および1994年10月に完成させることが技術的にも経済的にも最適である。
- (3) K E S Cの電力送電網の系統強化、及び信頼性向上の観点から、220kV 送変電設備（亘長 24km）を本プロジェクトの関連設備として1992年1月迄に完成させる。

(4) 本プロジェクトの概算建設費は、1,2号機合計で次の通りである。

発電設備	外貨分	381億円
	内貨分	10億ルピー（75億円相当）
関連送電線	外貨分	22億円
	内貨分	0.8億ルピー（5.9億円相当）
	外貨分計	403億円
	内貨分計	11億ルピー（81億円相当）

Fig. 1-1
KESC SYSTEM
CAPACITY & MAXIMUM DEMAND CURVE



1. ウエストワーフ火力発電所の推移と現状

ウエストワーフ火力発電所は、"A"発電設備、"B"発電設備、"BX"発電設備から構成されている。

"A"発電設備は、1946年に1号機の発電設備の運転開始をかわきりに、5基のTurbine Generator、9基のBoilerから構成された総出力10MWの発電設備として、1953年に完成した。

"B"発電設備は2基のTurbine Generatorと3基のBoilerから構成された総出力30MW (15MW×2基)として、1956年に運転を開始した。

"BX"発電設備は、2基のTurbine Generatorと2基のBoilerから構成され、総出力66MW (33MW×2基)の発電設備として、1962年に運転を開始した。

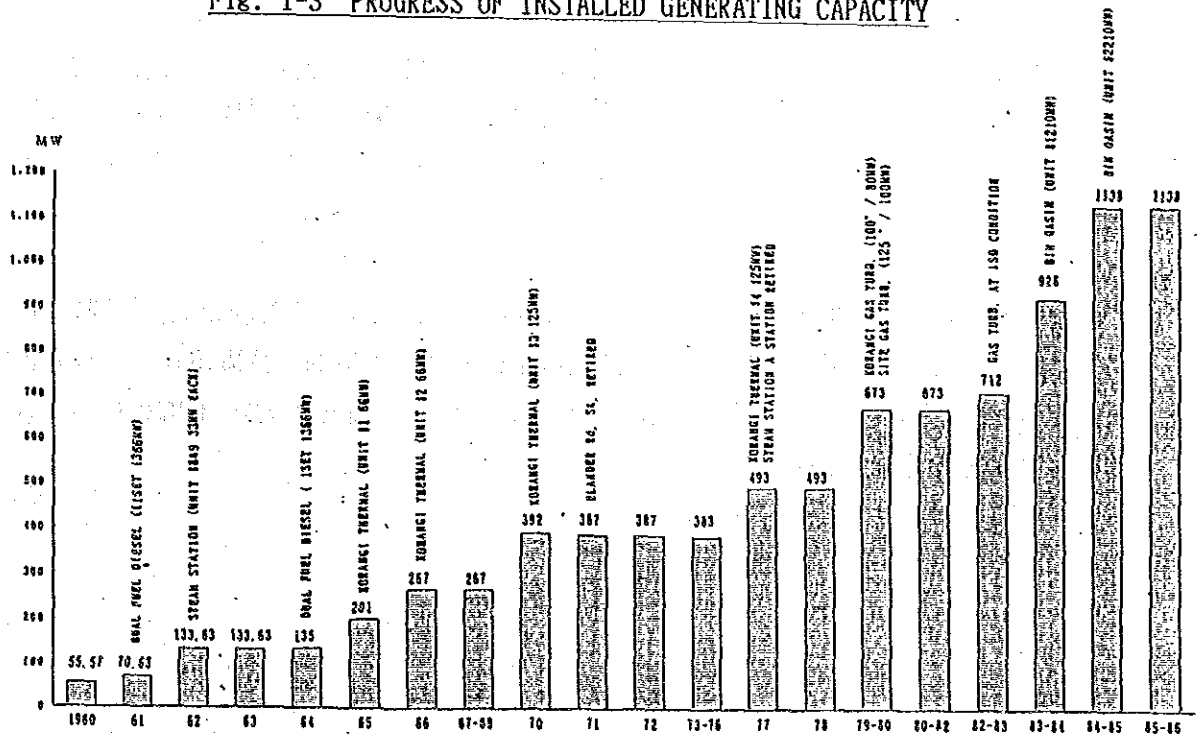
"BX"発電設備は、Boiler 1基に対してTurbine Generator 1基から構成され、日本に於ける現有の発電設備機器の構成と変わらない、近代的な設備として完成した。

上記、各発電設備は、燃料として重油、並びにガスの両方が焚ける燃焼設備を持つ設計となっている。

"BX"の完成により、ウエストワーフ火力発電所は総出力106MWとなり、1970年代前半に於けるKESCの総発電可能出力383MWに対して、約28%を荷なう中核的位置を占めることになった。

その状況を Fig. 1-3 に示す。

Fig. 1-3 PROGRESS OF INSTALLED GENERATING CAPACITY



(出典) KESC Statistical Report

1970年代の後半に入ると、電力需要の伸びに見合う大容量電源の必要性から、大型火力電源(Korangi Therna Power Plant No.4 : 125MW)が運転開始したのを受けて、1977年に、"A"発電設備は運転休止に至った。

又、この年代に於いて、"B""BX"発電設備は運転開始後15~20年経過し、設備の老朽化により発電効率が設計値(約27%推定)に対4~5%して低下して来た。

その状況を Fig. 1-4 に示した。

Fig. 1-4 Transition of Thermal Efficiency

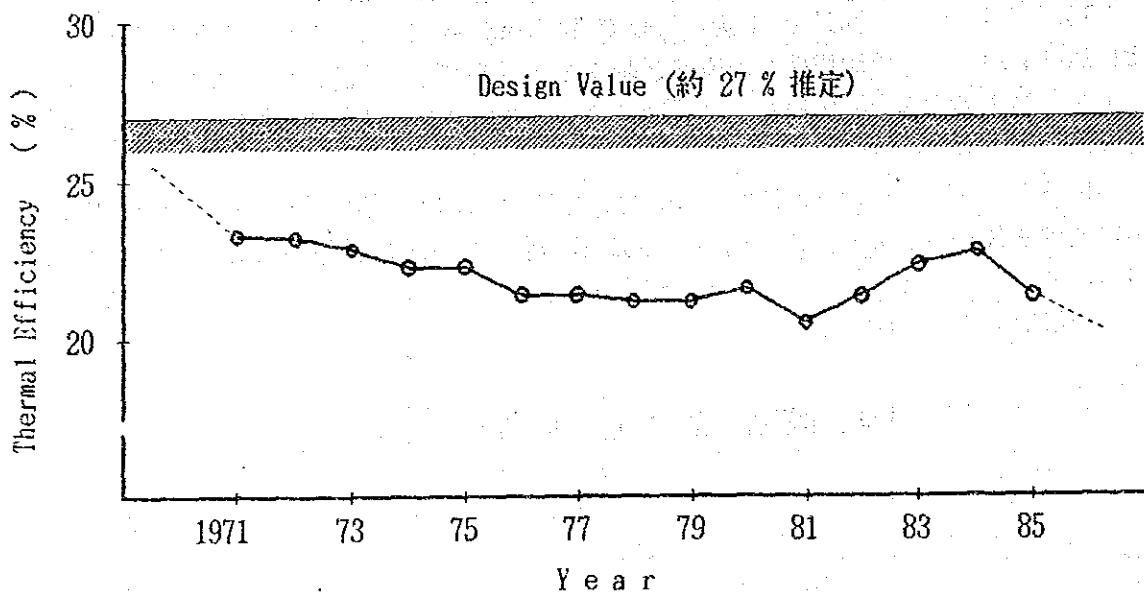
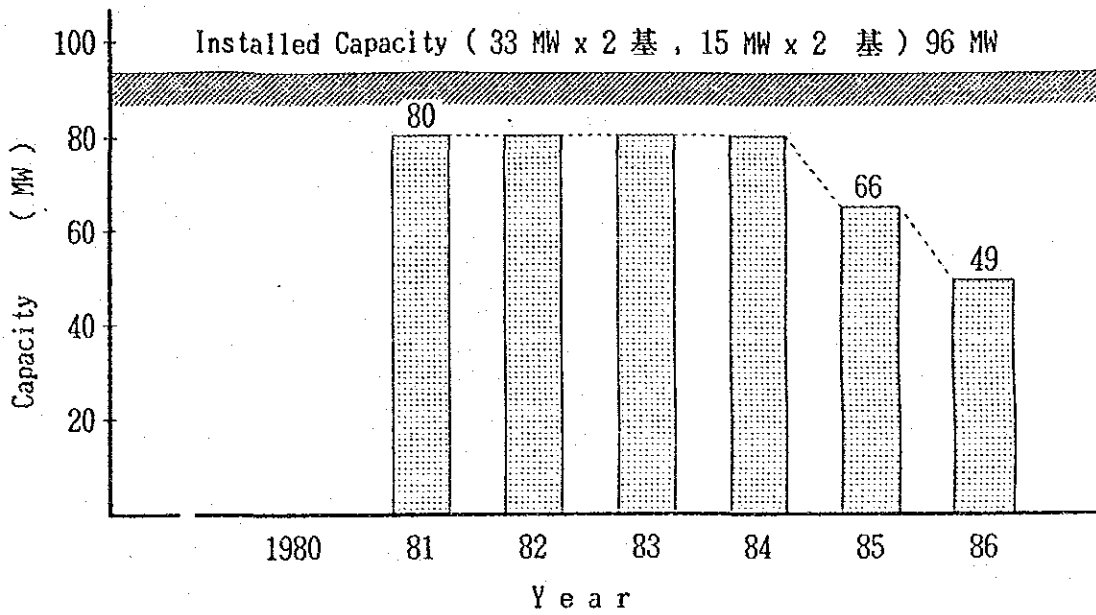


Fig. 1-3 に示した通り、1970年代後半から大容量の火力発電設備が相次運転開始し、ウエストワーフ火力発電所はKESC発電設備に於ける中核的な位置からはずれてきて、近年では、KESC総発電可能出力1039MWに対して実際の出力は49MWにしかならず、4%程度を占めているにすぎない。

出力低下の推移を Fig. 1-5 に示す。

Fig. 1-5 Transition of Actual Capacity



1984年から86年にかけて供給可能出力が 80MWから 49MWまで急激に低下したのは、"B" 発電設備の運転休止及び "BX" 発電設備の発電出力低下によるものである。

出力の低下は、発電設備ごとに給水 pump および Boiler 熱効率の低下等が考えられるが、予定停止時における設備保守によって効率、出力の回復に努めているにもかかわらず、目的が達成されていないのが現状である。

第2章 パキスタン国の概要

2.1 調査地域の概要

2.1.1 国土及び地勢

パキスタン国は1947年8月14日インドと分離してイギリス植民地支配から独立した。

北緯24度～31度、東経61度～77度のあいだに位置し、アラビア海に面する約800キロの海岸線から北東へ1,500キロほど伸びている。

西はイラン、北と北西はアフガニスタン、北東は中国、東と南東はインドに接している。

面積は約804千km²、地形的には、(1)北部山岳地帯(2)西部山岳地帯(3)バルチスタン高原(4)ポートハール高原とソールト山地(5)インダス川流域平野の五地帯に分けられる。

ウエスト・ワーフ発電所があるカラチ市は、インダス川下流域にあるシンド州の行政区域に属している。

2.1.2 気候

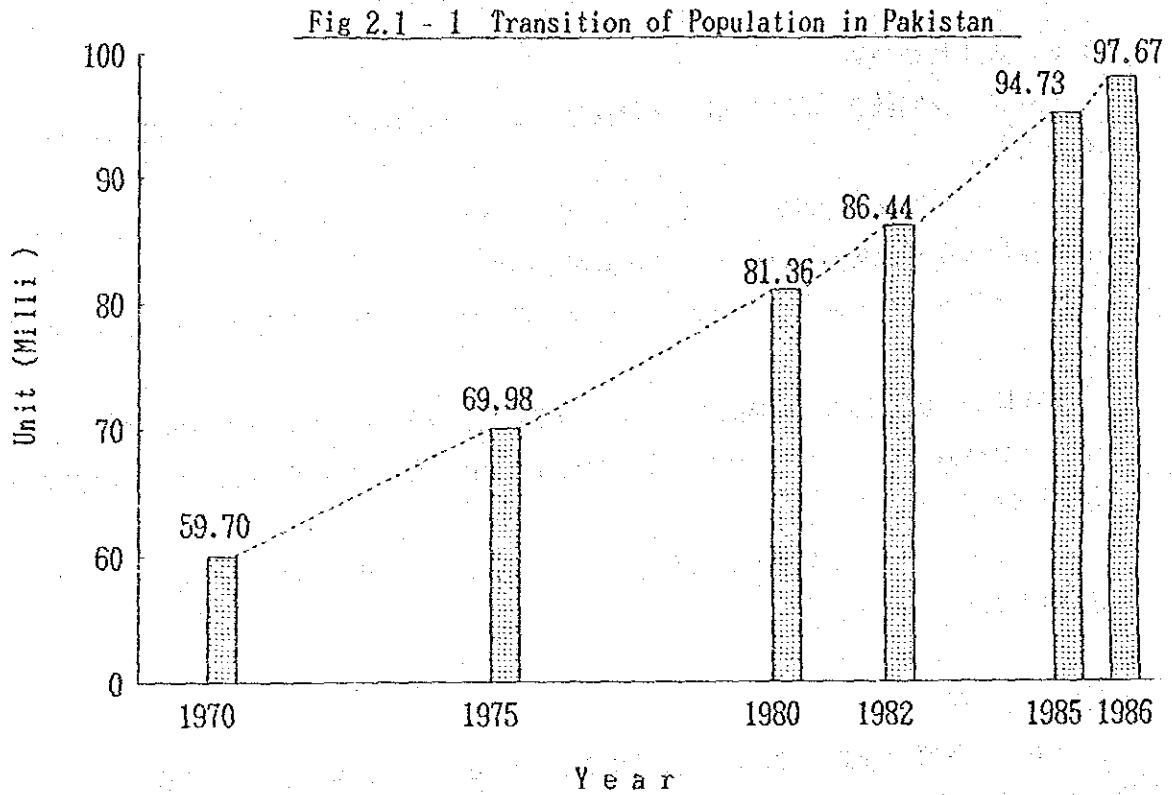
パキスタンは全般的には亜熱帯に属する乾燥気候のため、夏は酷暑となるが、冬は涼しく、快適である。降雨量は地域によって異なるが、パンジャブ州の山岳部ではモンスーン季(7月～9月)に、年平均1,500mmもの雨が降る。しかし、国土の四分の三以上では年平均250mm以下で、一般的に降雨量は少ない地域である。しかもこの降雨量は夏のモンスーン期に集中している。

カラチ市での年間降雨日数は平均10日前後にすぎず、ことに1985年から1987年にかけては殆んど降雨はなかった。

しかし、アラビア海の影響でパキスタンの他都市に比較して湿度が高く、しかも酷暑期(4月～6月)の平均気温も30℃～31℃とおだやかな気候の地域である。

2.1.3 人口

パキスタンの人口は、現在（1987）約1億に近いと推計される。人口の推移を Fig. 2.1-1 に示した。



(出典) Economic Survey
1985 - 1986

又、1981年に実施された国勢調査の統計を（都市別）Table 2.1-1 に示す。

Table 2.1-1 主要都市の人口推移 (1921~1981)

(単位: 10,000人)

国勢調査年次	1921	1931	1941	1951	1961	1972	1981	1951~1981 間の年平均 伸び率(%)
都市名								
1. カラチ	24.4	30.1	43.6	106.8	191.3	351.5	520.8	5.3
2. ラホール	28.2	43.0	67.2	84.9	129.6	217.0	295.3	4.2
3. ファイサラバード ¹⁾	2.8	4.3	7.0	17.9	42.5	82.3	110.4	6.2
4. ラウルピディ	10.1	11.9	18.5	23.7	34.0	61.5	79.5	4.2
5. ハイダラバード	8.2	10.2	13.5	24.2	43.5	62.9	75.2	4.0
6. ムルターン	8.5	11.9	14.3	19.0	35.8	53.9	73.2	4.6
7. グジュランワラー	3.8	5.9	8.5	12.1	19.6	32.4	60.1	5.5
8. ペシャーワル	10.4	12.2	17.3	15.1	21.9	27.3	50.6	4.4
9. シャールコート	7.1	10.1	13.9	16.8	16.4	20.4	30.2	1.9
10. サルゴダ	1.8	2.7	3.6	7.8	12.9	20.0	29.1	4.5
11. クエッタ	4.9	6.0	6.5	8.4	10.7	15.8	28.6	4.1
12. イスラマバード	-	-	-	-	-	7.7	20.4	-

1) 旧名 ライヤルプル

〔出典〕 G.O.P., Housing Population Census 1981/82 より。

パキスタン国は、イスラム教を国教とする多民族国家で、パンジャビ、バルーチー、スインディ・パターンが主な種族である。

人口の増加率は Fig. 2.1-1 に示した通り、1980年代に於ては年平均3%程度となっている。

人口の増加は、教育、住居、医療、食糧、雇用等、さまざまな社会問題に直接関係してくるだけに人口を抑制することが急務である。

第6次5ヶ年(1983~1987)計画では、年増率を2.6%まで引き下げること为目标にしていたが、その達成は、困難であろう。

調査地区であるカラチ市の人口推移は、Table 2.1-1 に示した通り、増加のテンポが早いことが注目される。

これは1947年の独立後、イスラマバードに首都が移るまで新国家の首都として、産業の中核的位置を占めたこと、およびインドからの避難民の流入等があったことなどが挙げられる。

国勢調査時点(1981)に於けるカラチ市の人口は、520万人であったが現在(1987)では700万人を超えるものと推定されており、年増加率は6.0%を超えるものとみられている。

また、Table 2.1-1 に示された平均伸び率に見られるように、都市部への人口増加比率が高い傾向にあり、今後も人口の移動は都市部へ集中するものと思われ、今後早い時期にカラチ市の人口は 1,000万人を越えるものと推定される。

2.1.4 労働力

労働力人口としては、Table 2.1-2 に示すように、1983年には、2,600万人で、推定総人口8,900万人に対し 29%にすぎない。労働人口の比率が少ないのは、基本的には国民経済の活動規模が小さく、十分な就業機会が提供されていないことによるものである。

また、青少年の就学機会が増え、低年齢層の労働参加率の減少、女性の労働参加率が伝統的に著しく低いと云う社会的要因などが挙げられる。

Table 2.1-2 労働人口の推移 (1977/78-1982/83)

	1977/78	1978/79	1979/80	1980/81	1981/82	1982/83
労働力人口(100万人)	22.22	22.93	23.68	24.45	25.24	26.06
同上増加数(〃)	0.63	0.71	0.75	0.77	0.79	0.82
同上伸率(%)	2.9	3.2	3.3	3.3	3.2	3.3
雇用人口(100万人)	21.84	22.54	23.13	23.81	24.50	25.21
雇用比率(%)	98.3	98.3	97.7	97.4	97.1	96.7
名目生産性 ¹⁾ (ルピー)	590	651	748	851	965	1,055 ³⁾
実質 〃 ²⁾ (〃)	590	609	637	657	681	699 ³⁾

1) 1人当りGDP月額

2) 同上, 1977/78年価格

3) 推計値

〔出典〕 Pakistan Economic Survey 各年度版より。

人口の増加率から、1988年現在労働人口は、3,000万人程度になるものと推定される。これらの労働人口に十分な雇用機会が提供されうるかは、農村および都市における工業基盤の拡張と関連する諸産業の拡大等、国民経済規模の拡大が今後の重要な課題となってくるであろう。

Table 2.1-2 産業別就業人口の構成

(単位:1,000人)

産 業	1971/72		1981/82		1982/83		1983/84		1984/85		就業者数 伸び率(%) (1971/72~1984/85)
	就業者数 (推計)	構成比 (%)	就業者数 (推計)	構成比 (%)	就業者数 (推計)	構成比 (%)	就業者数 (推計)	構成比 (%)	就業者数 (推計)	構成比 (%)	
1. 農 林 水 産 業	10,793	57.3	13,643	55.7	13,987	55.5	13,476	51.0	13,854	51.8	28
2. 鉄 工 業	2,433	12.9	3,349	13.7	4,464	13.7	3,869	14.9	4,011	15.0	65
3. 電 気・ガ ス・水 道	70	0.4	122	0.5	126	0.5	1,819	0.7	1,871	0.7	165
4. 建 設	642	3.4	1,025	4.2	1,054	4.2	1,408	5.7	1,551	5.8	142
5. 卸・小売・ホテル等	1,879	10.0	2,681	10.9	2,778	11.0	3,012	11.6	3,102	11.7	65
6. 運輸・通信・倉庫	911	4.8	1,171	4.8	1,217	4.8	1,220	4.7	1,257	4.7	38
7. その他サービス (金融・保険・不動産 等)	2,118	11.2	2,510	10.3	2,584	10.3	2,700	10.4	2,728	10.2	20
合 計	18,840	100.0	24,501	100.0	25,211	110.0	25,967	100.0	26,746	100.0	42

【出所】 Pakistan Economic Survey 1982/83.

2.1.5 経 済

(1) 経済構造

パキスタンの産業構造は、農業部門がGDPの約30%を占め、工業部門は17%程度を占めているにすぎない。(Table 2.1-3 参照)

したがって、農業生産の推移が経済に及ぼす影響は大きい。

工業部門は、綿紡績をはじめ、食品加工、農産物加工処理工業など、各工業は農産物を原料とした軽工業が中心である。

Table 2.1-3 産業別GDPの構成

(単位：100万ルピー、%)

	1970/71年度(名目)		1975/76年度(名目)		1983/84年度(名目)	
	金額	構成比	金額	構成比	金額	構成比
農林水産業	16,236	35.5	38,338	31.6	91,837	24.4
鉱業	243	0.5	968	0.8	5,458	1.5
製造業	7,570	16.6	20,054	16.5	75,061	20.0
電気・ガス・水道業	782	1.7	1,713	1.4	8,0353	2.1
建設業	1,979	4.3	6,739	5.6	1,9,120	5.1
卸売・小売業	6,806	14.9	18,321	15.1	61,036	16.2
運輸・倉庫・通信業	13,014	6.6	8,338	6.9	29,108	7.7
金融・保険・不動産業	2,634	5.8	7,377	6.1	22,098	5.9
サービス業	3,475	7.6	10,085	8.3	31,172	8.3
行政・国防	2,963	6.5	9,490	7.8	32,750	8.7
GDP(要素費用ベース)	45,702	100.0	121,423	100.0	375,693	100.0

(出典) Annual Report 1983-1984, State Bank of Pakistan 対外貿易シラズ/1985

(注) 1983/84年度は暫定

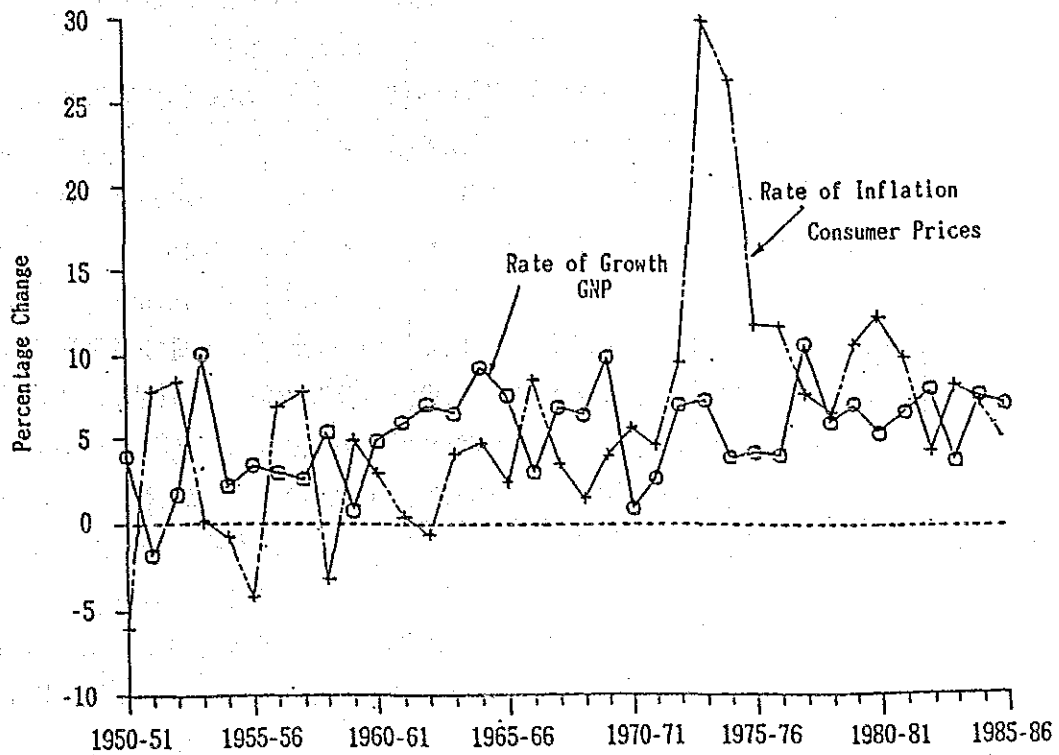
(2) 経済動向

Fig. 2.1-4 に示した通り、1970/71～1976/77年度に於いて、年平均経済成長率(GNPの指標として表わすと)は3.5%程度と低迷気味であったが、1977/78～1985/86年度では、平均6%を超える成長率となっている。

しかし、拡大する貿易赤字、インフレの進行、逆オイルショックによる中東出稼ぎ労働者、送金の減少懸念等不安要因も抱えている。

Fig. 2.1-4 Economic Growth and Inflation

1950-86



1983年7月に発足した第6次5ヶ年（1983～1987）計画では、目標経済成長率6.5%を掲げている。

1987/88はその最終年であるが、平均6.5%の成長率はほぼ達成されるものとみられる。（Fig. 2.1-4 参照）

第6次5ヶ年計画では、政府部門投資総額のうち、農業部門には18%、運輸・通信には18%、エネルギー部門には20%が配分されており、農業部門の整備と共にエネルギー部門の拡大整備を政策的に進めているものと考えられる。

（Table 2.1-5 参照）

Table 2.1-5 第5次および第6次計画部門別比較

(Unit: Hundred mill Rs)

	第5次計画		第6次計画	
	金額	構成比(%)	金額	構成比(%)
農 業	374.7	15.8	897.2	18.1
エネルギー	393.9	16.6	1,000.0	20.2
運輸・通信	468.2	19.8	896.2	18.1
工 業	458.0	19.3	769.1	15.6
鉱 業	7.4	0.3	60.5	1.2
社 会	177.8	7.5	569.1	11.5
そ の 他	490.0	20.7	757.9	15.3
計	2,340.0	100.0	4,950.0	100.0

〔出典〕 対外貿易調査/1985

2.2 電力事情

2.2.1 概 要

パキスタンのエネルギー資源としては、石油、天然ガス、石炭及び水力がある。このうち水力は将来に亘って有望なエネルギー源であり、包蔵水力は約 36,000MWあるといわれているが、経済的に開発可能な出力は 8,000~10,000MWと推定されている。

水力発電設備は、水資源に恵まれたパキスタン北部地区に多くあり、インダス河、ジェーラム川流域に建設されている。1988年現在の設備容量は約 2,900MWであり、パキスタンの全発電設備容量の約 44%を占めているが、渇水期にはダム水位低下による発電出力低下の問題を抱えている。

Fig. 2.2-1 に、1986/87 に於けるWAPDA管内の電力需給（月別）の推移を、また、Fig. 2.2-2 に水力、火力の発電量（月別）の変化を示した(WAPDA, ANNUAL REPORT 1986/87)。

この図では、渇水期にはダム水位低下による水力の発電出力の低下が示されており、1987年5、6月には約 20%の電力不足を生じていることが判る。

パキスタンに於ける火力発電設備はWAPDA、KESCを合せ約 3,600MWで、全発電設備容量の約 54%を占めている。

燃料としては、石油、天然ガス、石炭を使用しており、主に天然ガスを使用してきたが、ガスの需要に対してガス田の開発が進まず、電力需要の伸びに伴い火力発電の燃料は1970年代の終り頃から石油燃料への依存度が高まってきている。石炭火力はWAPDAのクエッタ火力発電所(15MW)があるのみで、比率は非常に少ない。

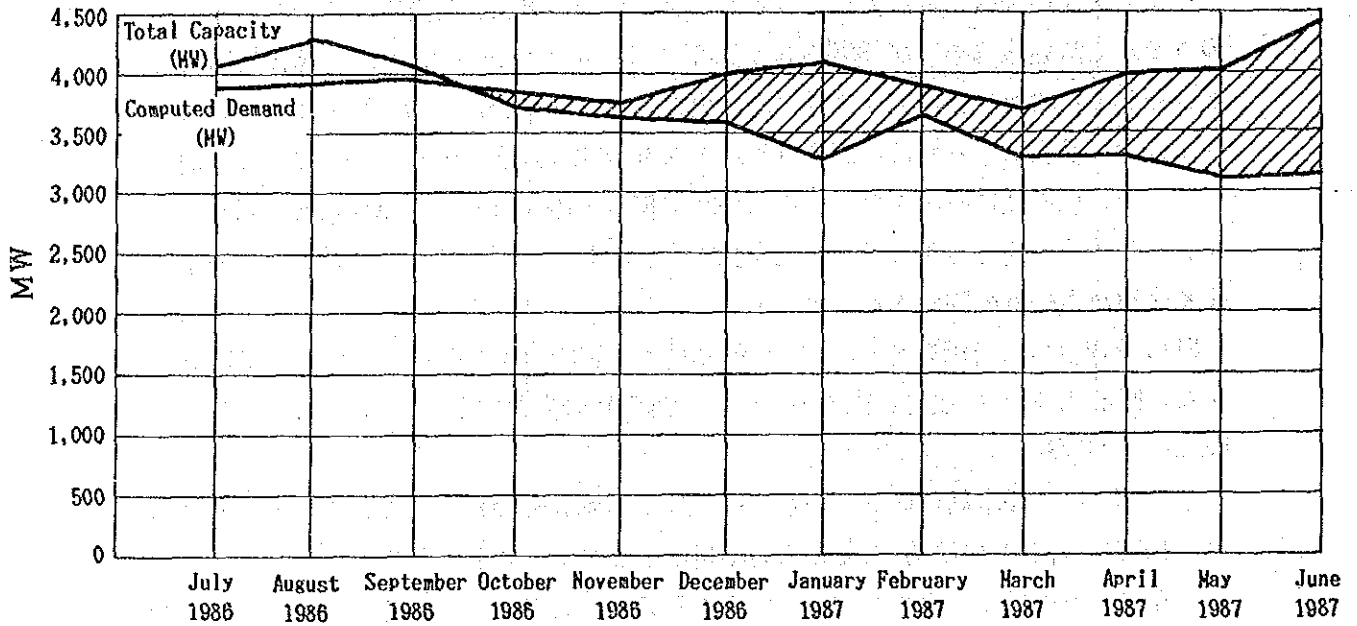
パキスタンの電力需給状態は近年悪化しており、特に渇水期に於いて電力供給不足が著しく、電力需要の伸び率が大きいことを考慮すると、今後水力、火力共に継続した電源開発が必要である。

WAPDAは、1993年までに水力、火力を合わせて 5,300MWを開発する計画を推進しており、1990年までに電力不足を解消するように努力している。

また、火力電源に依存しているKESCでは 1996/97 までの電力需要の伸び率は年率9%と大きく、今後、数年間に 200MW級火力発電設備数基の建設と開発を計画している。

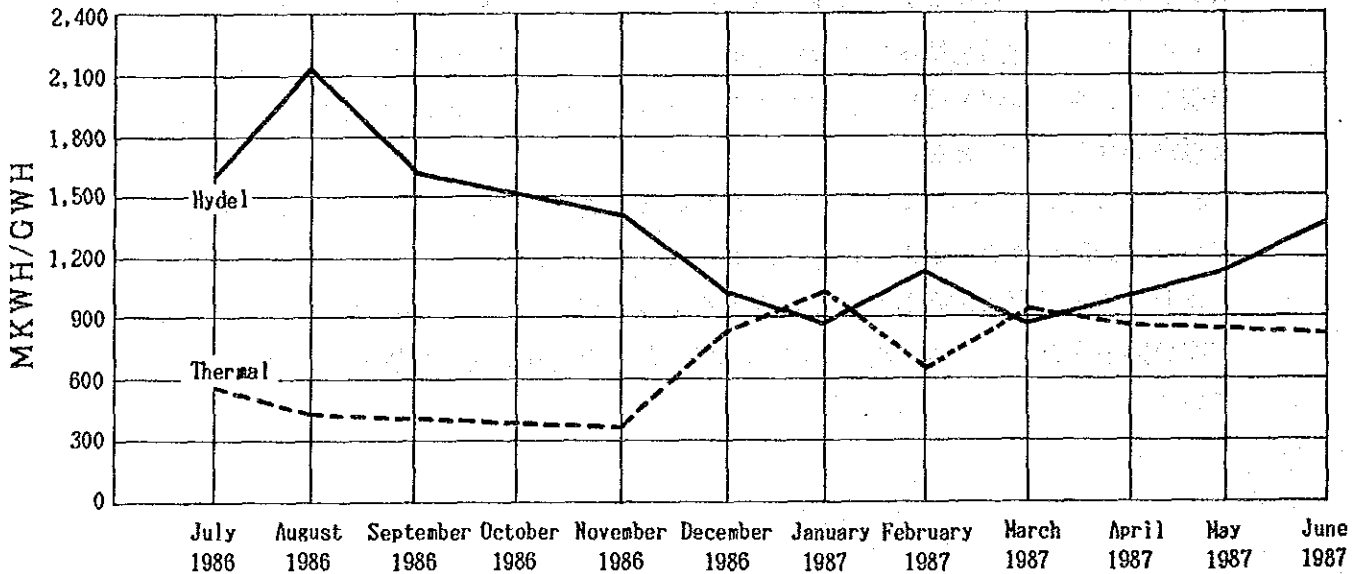
Surplus Period
 Deficit Period

MONTH-WISE
 Fig. 2.2-1 POWER CAPACITY-DEMAND (MW)
 (SURPLUS/DEFICIT)
 1986-87



— Hydel
 - - - Thermal

MONTH-WISE
 Fig. 2.2-2 POWER GENERATION (MKWH/GWH)
 (HYDEL-THERMAL)
 1986-87



2.2.2 発電量の推移

パキスタンにおけるここ10年間（1978～1988）の発電量の実績を Fig. 2.2-3 に示した。

また、Table 2.2-1 に 1986/87 年の総発電電力量を示した。

これによると、総発電電力量は 29,053GWhであり、その内訳は、水力 52%、火力 46%、原子力2%であった。

Fig. 2.2-3 GENERATION OF ELECTRICITY
(1976/77 ~ 1986/87)

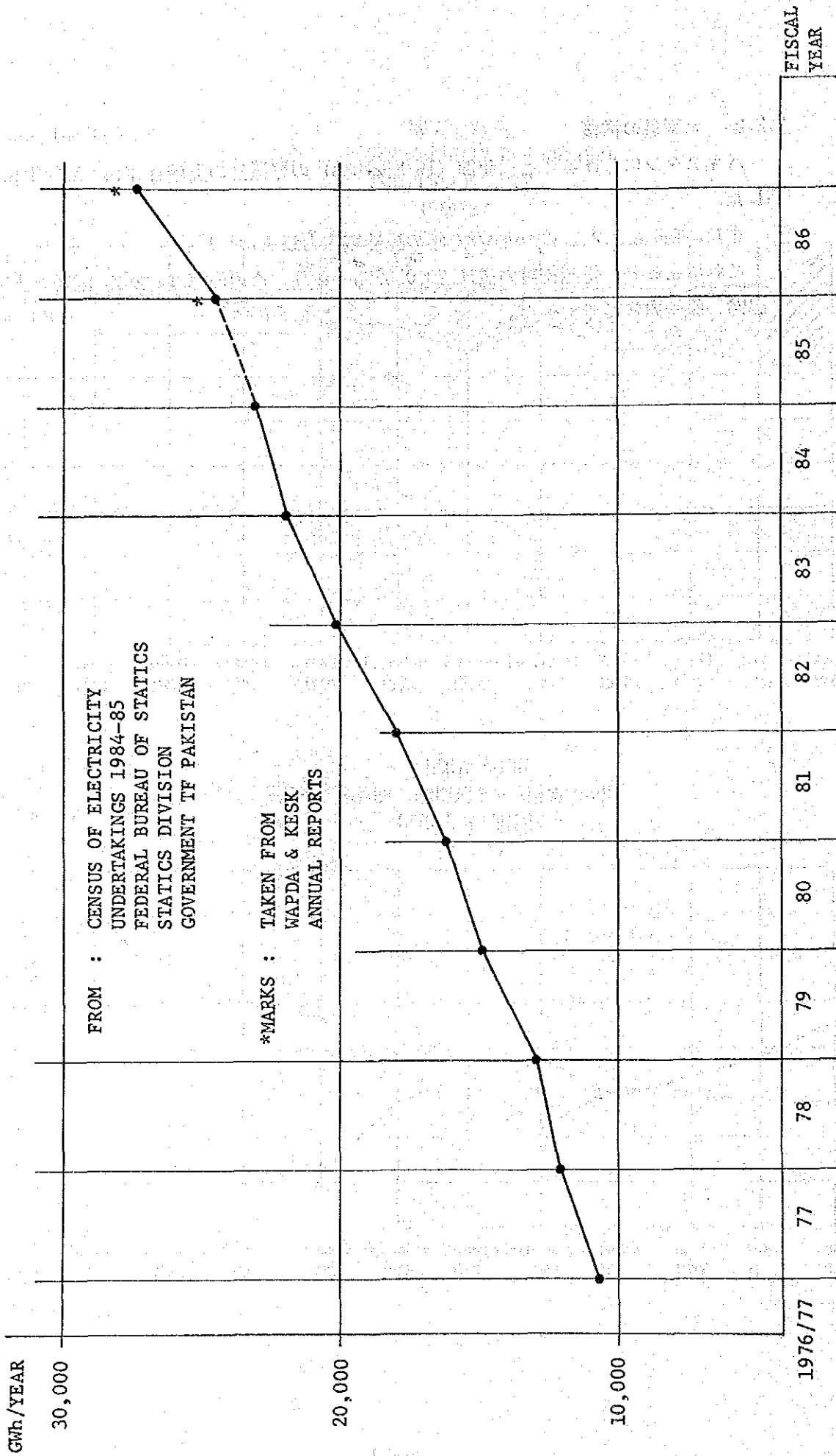


Table 2.2-1 総発電電力量 (1986/87)

	WAPDA	KESC	KANUPP	単位 GWh	比率 %
水 力	15,251	—	—	15,251	52
火 力	8,188	5,174	—	13,362	46
原 子 力	—	—	440	440	2
	23,439	5,174	440	29,053	100

2.2.3 火力発電における燃料別発電電力量比率の推移

火力発電における燃料別発電電力量比率の推移をWAPDAとKESCの場合について、Fig. 2.2-4 に示した。

KESCでは、1980/81 から 1985/86 の6年間に、ガスによる発電電力量の比率が 81.21%から 45.05%まで低下しているのに対して重油による発電電力量は、14.49%から 54.97%まで増加している。

WAPDAの場合でも、1984/85 から 1986/87 の3年間にガス燃料による発電電力量の比率が 81%から 78%に低下している。

このように、パキスタンでは天然ガスの不足から、発電燃料としてガスの新規供給が困難になっており、既設火力発電所ではガス焚きから重油焚きに切替えている状況にあり、油への依存度が高くなって来ている。

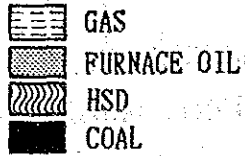
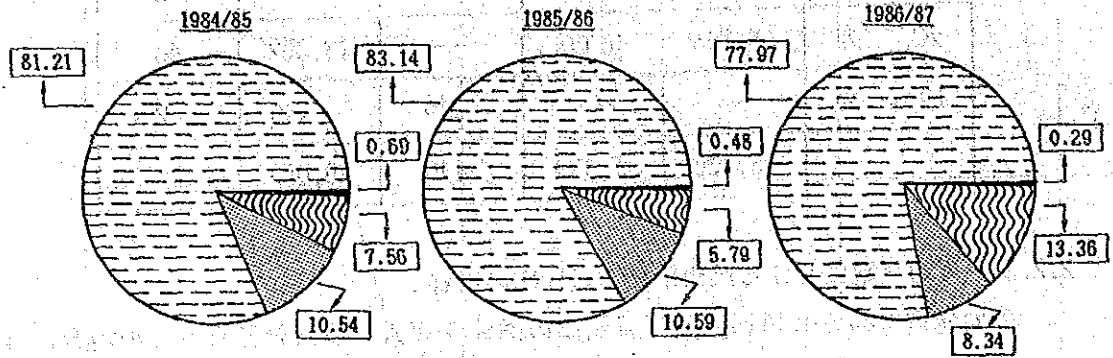
天然ガスは、現在民生用・工業用に優先的に割当てられており、政府通達により新規ガス田の開発・生産がなされるまでは、ガス焚き火力発電所の新設は認可されていない。

石炭による発電は僅かであり、石炭焚き火力発電所はWAPDAのクエッタ発電所 (15MW) があるのみで、その発電電力量はWAPDA全体総発電電力量の 0.3%と非常に小さい。

パキスタンの石炭資源は約5億800万トンと推定されている。電力部門は石炭に対する潜在的な市場ではあるが、現在生産されている大部分はレンガ窯用に消費されているのが実状である。

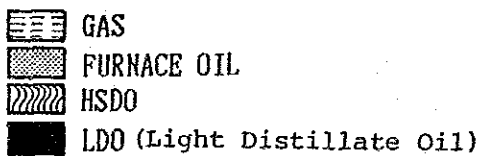
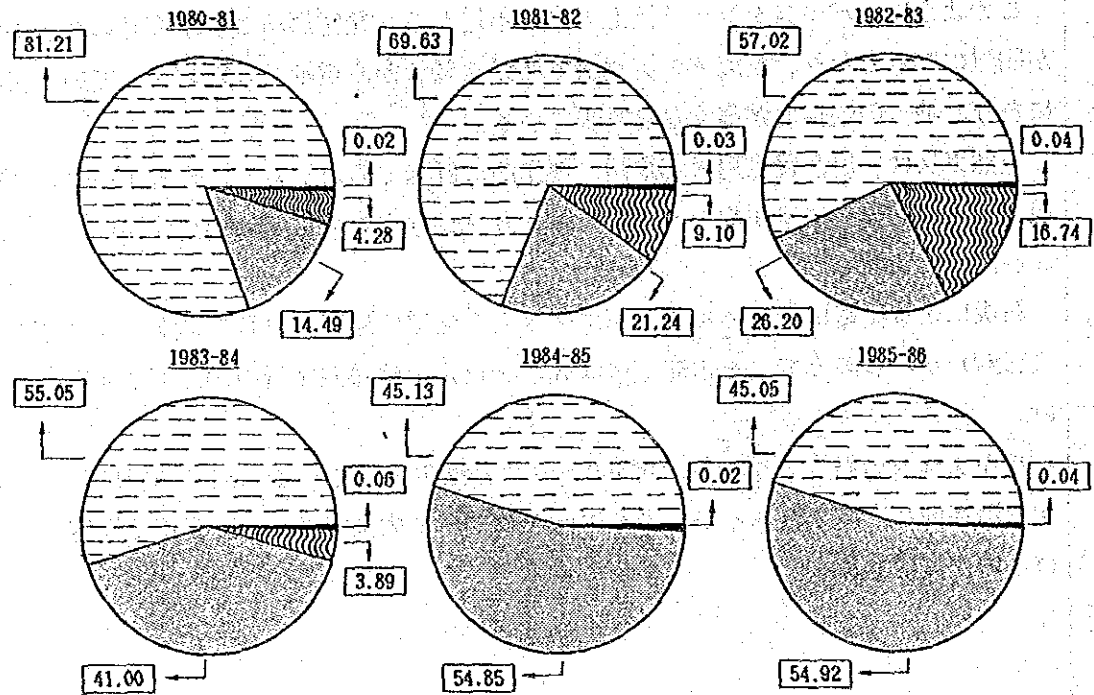
Fig. 2.2-4 FUEL MIX IN POWER GENERATION
(TREND)

WAPDA



Source:
WAPDA, ANNUAL REPORT, 1984/85-1986/87

KESC



Source:
KESC, POWER SYSTEM STATISTICS
FIRST ISSUE

2.2.4 電力設備容量

パキスタンにおける電力設備容量は、1988年現在約 6,600MWとなっている。その内訳を Table 2.2-2 に示す。また、Fig. 2.2-6 に主要発電所の概略位置を示す。

Table 2.2-2 パキスタンの電力設備容量 (単位MW) 1988年

	WAPDA	KESC	KANUPP	計	比率%
水 力	2,897	—	—	2,897	44
火 力	2,482	1,108	—	3,590	54
原 子 力	—	—	137.5	137.5	2
計	5,379	1,108	137.5	6,624.5	100

(1) 水力発電設備

水力発電設備は、インダス河を中心に同国の北部地区に集中している。

大容量の発電設備としては、タルベラ・ダム、マンガラ・ダムに水力発電所がある。

タルベラ水力発電所には、175MW機10基が設置されており、発電設備容量1,750MWを有している。

マンガラ水力発電所は 100MW機8が設置されており、その発電設備容量は 800MWである。

その他、ワルサックの 240MW及び小水力発電設備を合せ、1988年現在の水力発電設備容量は約 2,900MWとなっている。(Table 2.2-4 既設水力発電所)

WAPDAの増設計画によると、タルベラ水力発電所に 432MW機4基、並びにマンガラ水力発電所に 100MW機2基を1991迄に完成する予定である。

(2) 火力発電設備

1988年現在、パキスタンの火力発電設備容量は 3,590MWであり、WAPDAが 2,482MW、KESCが 1,108MWの発電設備を有している。

火力発電設備の構成は、蒸気の力を利用して発電する汽力発電設備、燃焼ガスのエネルギーを利用して発電するガスタービン発電設備、並びにディーゼル発電設備によって構成されている。

Table 2.2-3 火力発電設備の構成 (単位MW)

	WAPDA	KESC	計
汽力発電設備	1,169	883	2,052
ガスタービン発電設備	1,283	225	1,508
ディーゼル発電設備	30		30
計	2,482	1,108	3,590

(Table 2.2-5 既設火力発電所 (1/2), (2/2))

今後の火力の開発計画としては、WAPDAとKESC合せて1993年頃迄に4,000～5,000MWの建設を予定している。

(3) 原子力発電設備

パキスタンにおける原子力発電は、1971年にカラチ郊外のカナップ発電所(13.75MW)の運用に始まった。

同発電所は15年以上運転されており、45億kWh以上が発電されている。この実績的経験と保守運用上の信頼をもとに、パキスタン原子力委員会 (PAEC) では 2000年までに3～4基(単基出力 900MW)の原子力発電所建設を計画している。

(Table 2.2-6 既設原子力発電所)

Table 2.2-4 水 力 發 電 所

A. HYDEL				
Sr. No.	Name of Power Station	Date of Commissioning	No. and Capacity of Units	Total Installed Capacity
1.	Tarbela	May 1977	2x175	1750
		June 1977	1x175	
		July 1977	1x175	
		Aug. 1982	2x175	
		Oct. 1982	2x175	
		Dec. 1982	1x175	
		Feb. 1985	1x175	
		May 1985	1x175	
2.	Mangla	July 1967	2x100	800
		March 1968	1x100	
		June 1969	1x100	
		Dec. 1973	1x100	
		March 1974	1x100	
		June 1981	2x100	
3.	Warsak	May 1960	2x40	240
		June 1960	1x40	
		July 1960	1x40	
		March 1981	2x40	
4.	Dargai	April 1954	4x5	20
5.	Malakand	1938	3x3.2	20
		1951	2x5	
6.	Rasul	May 1951	2x11	22
7.	Chichoki Mallian	May 1959	1x4.4	13
		June 1959	1x4.4	
		Aug. 1959	1x4.4	
8.	Shadiwal	June 1961	2x6.75	13
9.	Nandipur	March 1963	3x4.6	14
10.	Kurram Garhi	Feb. 1958	4x1	4
11.	Renala	1925	5x0.22	1
Total Hydel:				2897

Table 2.2-5 (1/2) 火 力 發 電 所 (WAPDA)

B. THERMAL		(In MW)		
Sr. No.	Name of Power Station	Date of Commissioning	No. and Capacity of Units	Total Installed Capacity
1.	Multan Steam	1960	2x65	260
		1963	2x65	
2.	Faisalabad Steam	1967	1x66	132
		1967	1x66	
3.	Faisalabad Gas Turbines	1975	2x25	200
		1975	2x25	
		1975	1x25	
		1975	2x25	
		1975	1x25	
4.	Shahdara Gas Turbines	1966	2x13.25	85
		1969	4x14.75	
5.	Guddu Steam	1974	1x110	640
		1974	1x110	
		1980	1x210	
		1986	1x210	
6.	Combustion Turbines at Guddu	1985	1x100	400
		1986	1x100	
		1986	1x100	
		1986	1x100	
7.	Sukkur Steam	1965	2x12.5	50
		1967	2x12.5	
8.	Hyderabad Steam (Gas Turbine Auxiliary)	1960	2x7.5	43
			1x5.7	
		1965	1x8	
9.	Kotri Gas Turbines		1x15	130
			1x15	
			2x25	
			2x25	

B. THERMAL			(In MW)		
Sr. No.	Name of Power Station	Date of Commissioning	No. and Capacity of Units	Total Installed Capacity	
10.	Quetta	1964	2x7.5 Steam	15	
		1972	1x5.7 Gas		
		1973	1x12.25 Gas		68*
		1975	1x25 Gas		
		1984	1x35 Gas		
11.	Kot Addu	1986	1x100	400	
		1986	1x100		
		1986	1x100		
		1986	1x100		
12.	REPCO (TAKENOVER)	1981	1x1.5 Steam 1x2.0 1x2.28 1x3.30	9	
13.	MESCO (TAKENOVER)	1981	2x10 Steam	20	
14.	OTHERS		Diesel	30	
Sub-Total Thermal				2482MW	

* Derated Capacity

Table 2.2-5 (2/2) 火 力 發 電 所 (KESC)

<u>Power plant</u>			
S. No.	Power Station	Year of Commissioning	Installed Capacity (MW)
1.	Dual Fuel	1960	$7 \times 1.25 = 8.75$
		1961	$4 \times 1.25 = 5.00$
		1964	$1 \times 1.25 = 1.25$
2.	West Wharf Steam	1956	$(2 \times 15 = 30)$ Retired in June 1987.
		1962	$2 \times 33 = 66$
3.	Korangi Thermal	1965	$2 \times 66 = 132$
		1970	$1 \times 125 = 125$
		1977	$1 \times 125 = 125$
4.	Korangi Gas Turbine	1978	$4 \times 25 = 100$
5.	SITE Gas Turbine	1979	$3 \times 25 = 75$
		1980	$2 \times 25 = 50$
6.	Bin Qasim	1983	$1 \times 210 = 210$
		1984	$1 \times 210 = 210$
		Total	1,138 MW (1,108 MW)

After retiring the West Wharf 2×15 MW in June 1987, the total installed capacity was reduced to 1,108 MW.

Table 2.2-6 原子力發電所

KANUP	1972	137 MW	PAEC
-------	------	--------	------

2.2.5 送配電設備

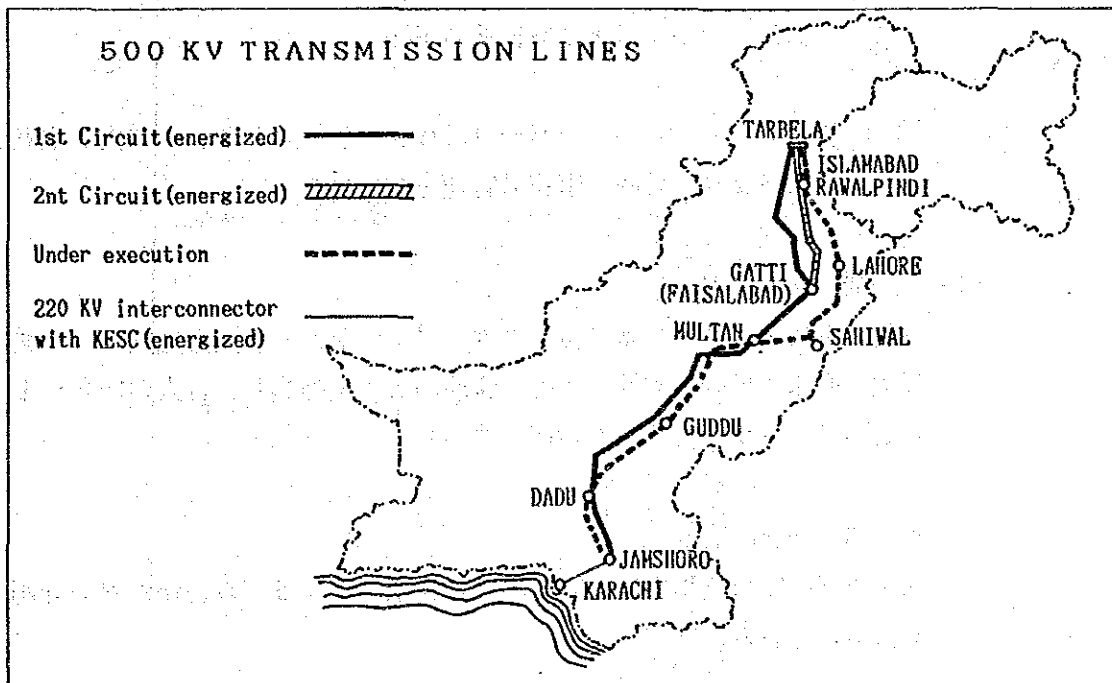
パキスタンの送電系統はWAPDAによって運用されている系統とKES Cによって運用されている系統から構成され、これら2系統間は、220kV 2回線及び132kV 2回線で連系されている。現在までのところ大容量の融通電力のやりとりは行われておらず、僅かな融通電力のみで運用されている。

WAPDAの電力は、豊水期には北部のタルベラ、マンガラ両水力発電所から、渇水期には南部地区の火力発電所から需要地に送電されている。

超高压の500kV系統は、最初にタルベラ～ファイザラバード間に施設され(2回線)、更に、ファイザラバードからムルタン、ダドゥ、ジャムショロまで延長されている。

現在WAPDAとKES Cは、一次送電線系統の昇圧・二次系統の効率改善など電力損失の軽減対策を実施し、1980年の27%から23%まで改善が進められてきた。更にKES Cは近年中までに16%まで電力損失を低減させるよう計画している。

Fig. 2.2-5



WAPDA 1987.
Annual report より

2.2.6 パキスタンにおける電力供給期間の組織

(1) WAPDA組織

1) WAPDA (Water and Power Development Authority)

…… パキスタン水資源電力開発庁

設 立 : 1958年2月に連邦条例に基づき設立後、1959年3月に既存の各地方・州の電力局を統合。1982年ラワルピンジ電力 (REPCO)、ムルタン電力 (MESCO) を吸収、1984年にカラチ電力 (KESC) も提携統合。

業務内容 : ・ 発送電, 配電, 発電所, 変電所等の電力施設の建設, 保守, 運用, 電力供給, 料金徴集
・ かんがい, 上下水道, リクエーション用等の水資源の利用
・ 洪水調節
・ 湿地化の防止および塩害地の干拓

組 織 : 総裁の下に4名のメンバー (局長クラス) がおり各々電力, 水利, プロジェクト計画, 事務の管理をしている。

<1> 電力局 (Power Wing)

局長の下に8名のジェネラル・マネージャーがおり、火力発電・水力発電配電・変電・計画・設計・総括・管理の各々を担当し、各人が数名～10数名のチーフエンジニアを指揮している。

<2> 水利局 (Water Wing)

局長以下の組織は電力局と同じであり、主な業務はダム, かんがい計画等を担当している。

<3> プロジェクト計画局 (Project Planning & Review Organization)

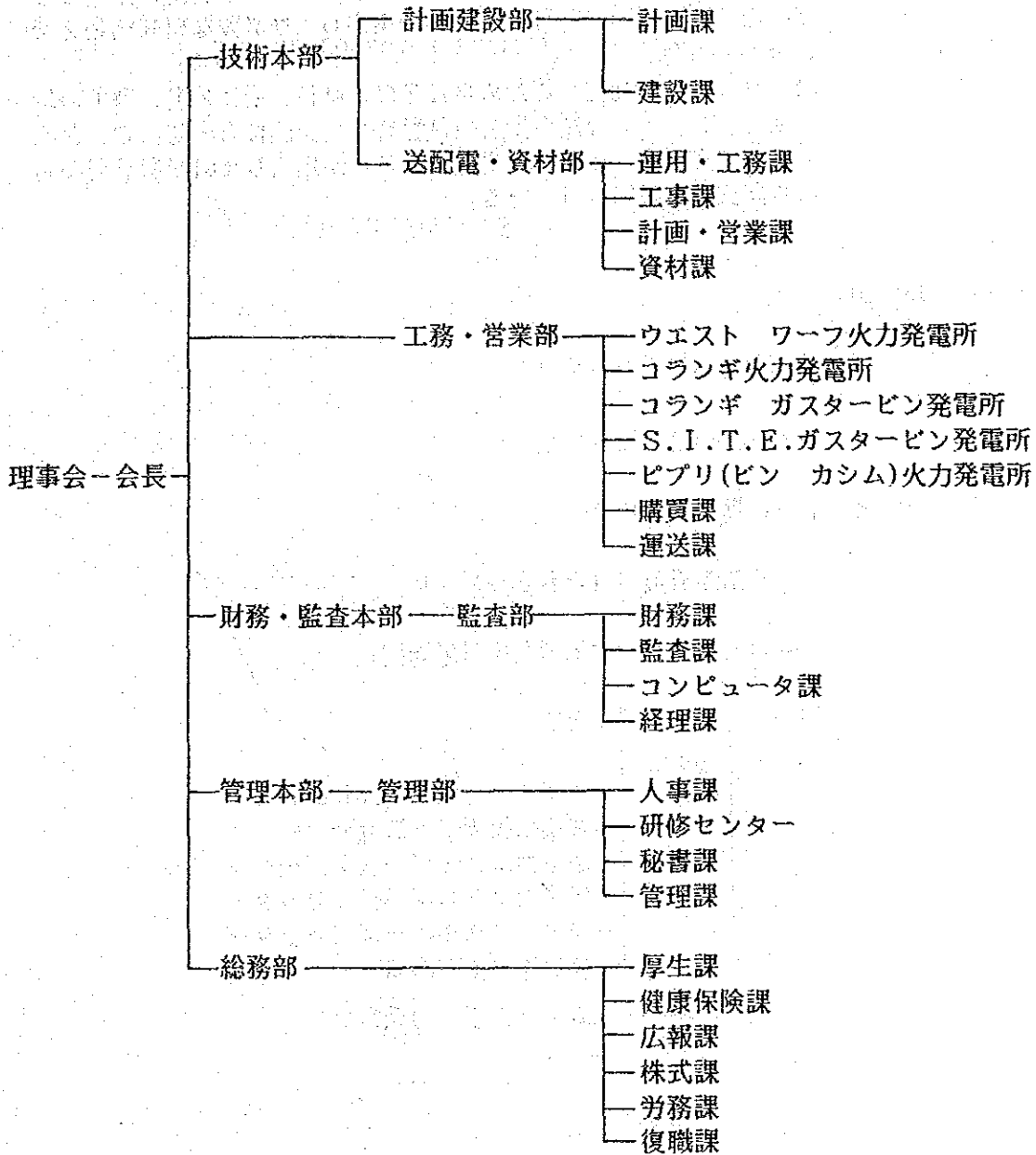
プロジェクトの計画, 審査を担当している。

<4> 事務局 (Finance & Administration Wing)

WAPDA全体の経理・管理業務を担当している。

(2) K E S C (Karachi Electric Supply Corporation Ltd.) …… カラチ電力公社

設立：K E S Cは私営の電力会社として1913年に設立され、1951年まで完全な私営会社として続いたが、同年パキスタン政府が同社の持株の73%を取得し、公社的色彩を持つ企業に変革された。その組織図は下記に示す。



業務内容：カラチ市およびその周辺ならびにパキスタン地方の一部への電力供給の責任を負っている。

(3) P A E C (Pakistan Atomic Energy Commission) = パキスタン原子力委員会

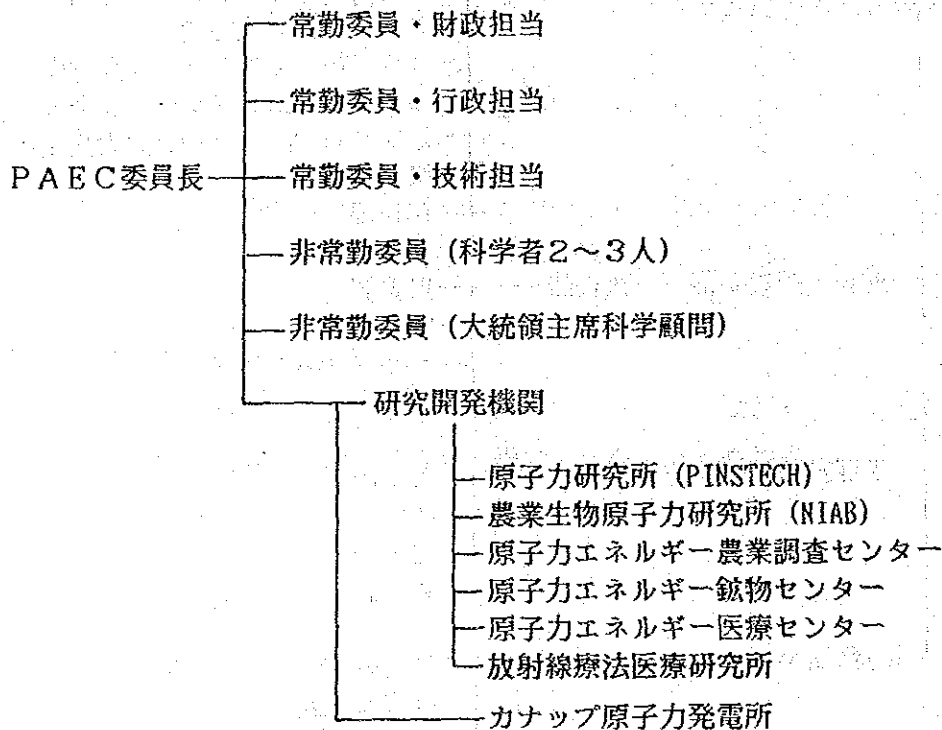
設 立 : 1971年にパキスタン原子力委員会設置令に基づき設立された。

組 織 : 別表参照

機 能 : 農業、医学および工業分野における原子力の平和的利用の促進ならびに原子力発電所、各種開発計画の実施および必要な研究活動を含む全ての活動。







尚、P A E Cを補佐するためP A E C委員長、委員2名、傘下の研究所長2名、大学評議会指名の科学者2名、農林省、防衛省、保険省、天然資源省、化学技術研究省の各々が指名した科学者5名からなる評議会が設置されている。

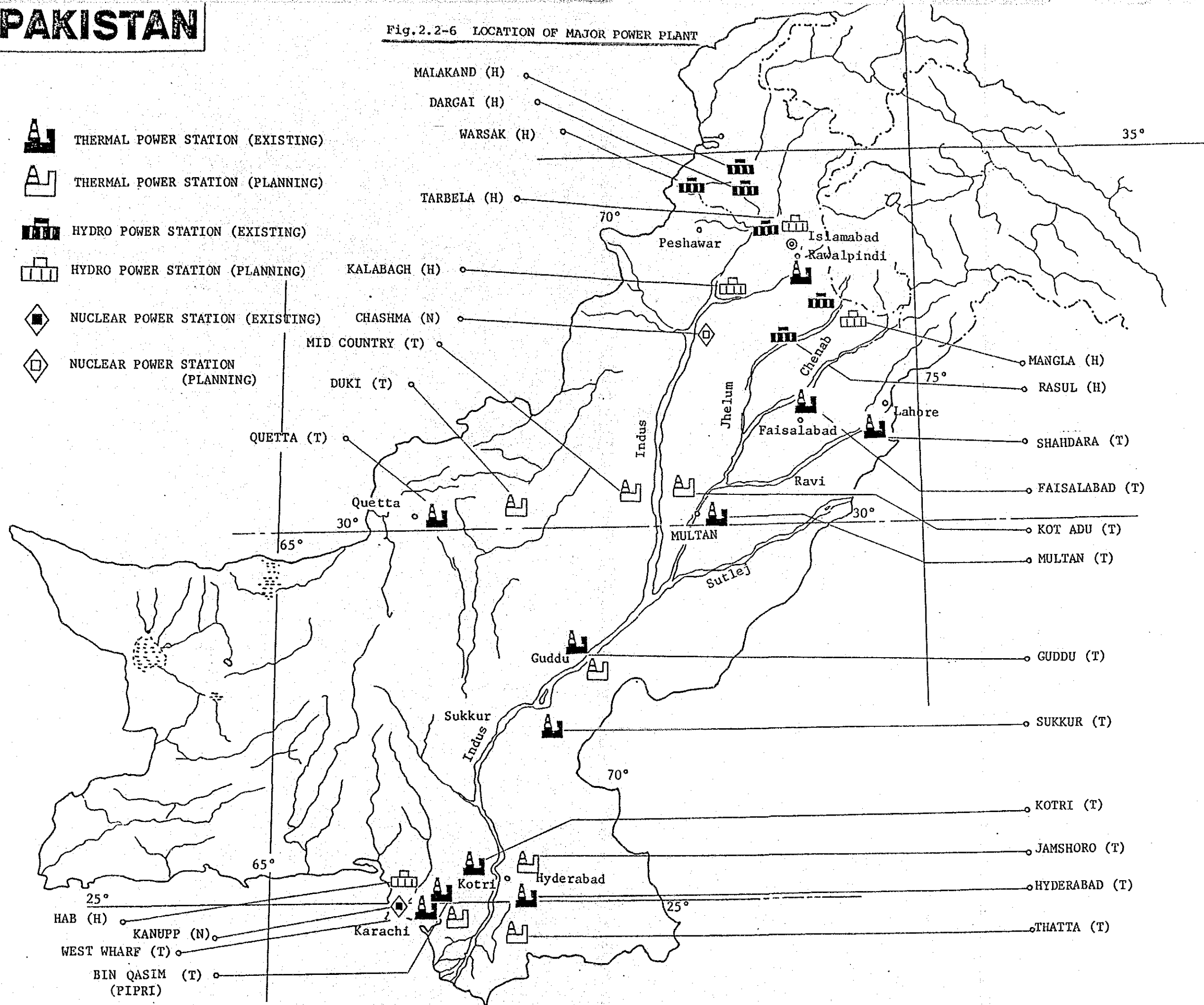
(P A E C 組織図)



PAKISTAN

Fig.2.2-6 LOCATION OF MAJOR POWER PLANT

-  THERMAL POWER STATION (EXISTING)
-  THERMAL POWER STATION (PLANNING)
-  HYDRO POWER STATION (EXISTING)
-  HYDRO POWER STATION (PLANNING)
-  NUCLEAR POWER STATION (EXISTING)
-  NUCLEAR POWER STATION (PLANNING)



第3章 電力需要と供給の見直し

3.1 電力需要と供給の現状

3.1.1 概要

1987年6月現在、K E S Cは、ガス/重油 火力 883MW及びガスタービン火力 225MWの合計 1,108MWの火力発電設備を有し、カラチ及び周辺地区の約 83万の需要家に電力を供給している。

K E S Cの電力系統は、220kV及び 132kVの送電線でW A P D Aの系統と連系されており、相互に電力融通を行なっている。

1986年度に於けるK E S C供給地域内（W A P D Aへの供給分を除いたもの）での最大電力及び販売電力量は、夫々に 945MW及び 3,963GWhであった。

K E S C最大の発電所であるピンカシム火力発電所1号機（210MW, 1983年6月竣工）及び2号機（210MW, 1984年5月竣工）が運転開始以前、K E S Cは、エネルギー抑制対策或いはピーク時間帯に於ける負荷遮断の採用など、電力供給面で非常に厳しい状態に置かれていた。

現在、K E S Cの系統に於ては、供給力不足のための負荷遮断、その他特別なエネルギー抑制策などは行なわれていない。然しながら、需要と供給の状況は、年毎に厳しくなっており、現在建設中のピンカシム火力発電所3号機及び4号機の運転開始（1989年度）により一時的に供給不足は緩和されるものの慢性的供給力不足は継続する。

一方、W A P D Aは現在特に乾期に於ける供給力不足に悩んでおり、技術的には220kV連系送電線を通じてK E S Cが受電することは可能であるが、現状からみて、W A P D Aからの受電は当面期待できない。この状態は、1990年度以降もしばらく続くものと予想される。

K E S Cは、その供給地域内にある カナップ 原子力発電所及びパキスタン製鉄所から電力供給を受けているが、原子力発電所は1992年度に廃止されることになっている。またパキスタン製鉄所からの電力は、電源に余裕のあるときのみK E S Cへの供給が期待できる状況である。

以上の状況からみて、K E S CはW A P D Aが十分な供給力を備えるまで、電力需要に見合うのに十分な電力開発を自ら推進しなければならない。

3.1.2 電力状況の変遷

(1) 発電と販売

1979年度から1986年度の間、WAPDAへの供給分を除いた全電力販売量は2,175GWhから3,963GWhに増加した。これは年平均増加率8.9%に当る。

一方、最大電力及び全発生電力量は、1979年度から1986年度の年平均増加率で夫々8.9%及び9.5%であった。

	1979	1986	年平均増加率
最大電力 (MW)	519.9	945.0	8.9%
発生電力量 (GWh)	2,749	5,173	9.5%
販売電力量 (GWh)	2,175	3,963	8.9%

・上記数値はWAPDAへの供給分を除く。

・詳細は Table 3.1, 3.2及び 3.3参照のこと。

Table 3.1, 3.2及び 3.3に示すとおり、各年度間では増加率が一定でなく、特にピンカシム火力発電所1, 2号機運転開始前は、ばらつきが大きい。これは、KESCの電源開発計画が遅れがらで、需要に十分追随できず、新電源が系統に入ると、それ迄抑制されてきた需要が急速に延びて、高い増加率となったためである。換言すれば、この傾向は、Table 3.4 及び Fig. 3.1 に示される如く電源の完成と同時に需給バランスが急速に達成される、設備先行型の典型的な例といえる。

(2) 需要種別による電力消費

需要種別の電力消費状況は、Table 3.5に示すとおり、“住宅用”及び“工業用”の消費量は、ほぼ同等であり、全消費量の70%程度を占めている。これらに続いて“商業用”が15~20%となっている。

上記表中の需要種別のうち、“Bulk Supply”はWAPDA、カナップ原子力発電所、パキスタン製鉄所、政府及び建設工事用から構成されているが、その値は、WAPDAへの供給状況により、年毎に大きく変化している。

1984年度及び1985年度の、“Bulk Supply”は全販売電力量の夫々17.7%および14.1%と大きい値を示している。これは、1983年度にピンカシム火力発電所1号機、2号機が運転開始し、KESCが十分な供給力を持ったことを示している。

需要種別による電力消費の構成は、WAPDA分を除き、当面ほぼ現状の比率で推移するものと考えらる。

(3) 系統損失

Table 3.6に示すとおり、1980年度、線路損失 23.0%、全損失 27.2%と最高の値を示している。1982年度以降、損失は着実に減少してきており、1986年度には線路損失 18.5%、全損失 23.4%となった。系統損失は、K E S Cが推進している系統開発計画の進展とともに将来とも順次減少してゆくものと考えられる。

(4) 負荷率

各年度の過去の負荷率は、Table 3.7に示すとおりである。

同表に示す負荷率はWAPDAを除いた他社受電分を含んだ最大負荷 (MW) 及び発生電力量 (GWh) から算出した。即ち、K E S C自身の供給地区内の負荷率である。1979年度から1986年度間の年負荷率は60~64%の範囲に入っている。

一方、1986年度の日負荷曲線は、Fig. 3.2-1 及び 3.2-2 に示したとおり、年間に於ける最大ピーク需要は、夏季の夕方に出ているが、昼夜の格差が少なく 700MWより 945MW程度である。冬季に於けるピーク需要も夕方に出現しているが、その需要量は 880 MW程度となっており、大型火力電源 (200MW級) の予定停止はもとより、必要予備率の確保は極めて困難な状況となっている。

需要構造を負荷率の変化という観点から見ると、過去の負荷率の変化は限定された狭い範囲に入っており、且つ需要種別の負荷構成がほぼ一定であることから見て、今後も同様な負荷率で推移することが予測される。

Table 3.1 Historical Data of Peak Demand of KESC System
(Without WAPDA)

(1) Peak Demand (MW)

Year	Peak demand
1979	519.9
80	540.0
81	588.8
82	618.0
83	732.0
84	797.0
85	872.0
1986	945.0

(2) Average Annual Growth Rate of Peak Demand (%)

1980	3.9						
81	6.4	8.0					
82	5.9	7.0	5.0				
83	8.9	10.7	11.5	18.5			
84	8.9	10.2	10.6	13.6	8.9		
85	9.0	10.1	10.3	12.2	9.1	9.4	
1986	8.9	9.8	10.0	11.2	8.9	8.9	8.4
	1979	80	81	82	83	84	1985

Table 3.2 Historical Data of Generated Energy of KESC System
(Without WAPDA)

(1) Generated Energy (GWh)

Fiscal year	Generation by KESC plants a	Imports b	Generated for export to WAPDA *c	Total generated energy for KESC system d = a+b-c
1979	2,764	2	17	2,749
80	2,764	184	3	2,945
81	2,788	442	35	3,195
82	3,001	487	10	3,478
83	3,556	474	44	3,986
84	4,528	450	696	4,282
85	4,582	619	489	4,712
1986	4,772	600	198	5,174

* (c): Calculated by multiplying 1.03 to those exported to WAPDA
(See Table 3.8)

(2) Average Annual Growth Rate of Generated Energy (%)

1980	7.1						
81	7.8	8.5					
82	8.2	8.7	8.9				
83	9.7	10.6	11.7	14.6			
84	9.3	9.8	10.3	11.0	9.9		
85	9.4	9.9	10.2	10.7	8.7	10.0	
1986	9.5	9.8	10.1	10.4	9.1	9.9	9.8
	1979	80	81	82	83	84	1985

Table 3.3 Historical Data of Sold Energy of KESC System
(Without WAPDA)

(1) Sold Energy (GWh)

Year	*Total sales (GWh)	Exported to WAPDA (GWh)	Sales without WAPDA (GWh)
1979	2,191	16	2,175
80	2,147	3	2,144
81	2,500	34	2,466
82	2,596	9	2,587
83	3,032	43	2,989
84	3,872	675	3,197
85	4,064	475	3,589
1986	4,155	192	3,963

* Total sales include the free electricity to staff, but do not include those exported to WAPDA (See Table 3.8)

(2) Average Annual Growth Rate of Sold Energy (%)

1980	-1.4						
81	6.5	15.0					
82	5.9	9.8	4.9				
83	8.3	11.7	9.8	15.6			
84	8.0	10.5	11.7	11.2	6.9		
85	8.7	10.9	10.5	11.5	9.6	12.3	
1986	8.9	10.8	10.0	11.3	9.9	11.3	10.4
	1979	80	81	82	83	84	1985

Table 3.4 Historical Data of Installed and Actual Capacity
of KESC Power Plants

Name of power plant	1979	80	81	82	83	84	85	1986
Dual Fuel	<u>15</u>	"	"	"	"	"	"	<u>15</u>
	11							11
West Wharf	<u>96</u>	"	"	"	"	96	96	66
	80					74	49	50
Korangi T.	<u>382</u>	"	<u>382</u>	<u>382</u>	<u>382</u>	<u>382</u>	<u>382</u>	<u>382</u>
	300		320	296	340	357	382	376
Korangi G.T.	<u>100</u>	"	"	"	"	"	"	<u>100</u>
	80							80
SITE G.T.	<u>125</u>	"	"	"	"	"	"	<u>125</u>
	100							100
Bin Qasim	-	-	-	-	420	"	"	420
					420			420
Total	<u>718</u>	"	<u>718</u>	<u>718</u>	<u>1138</u>	<u>1138</u>	<u>1138</u>	<u>1108</u>
	571		591	567	1031	1042	1042	1037

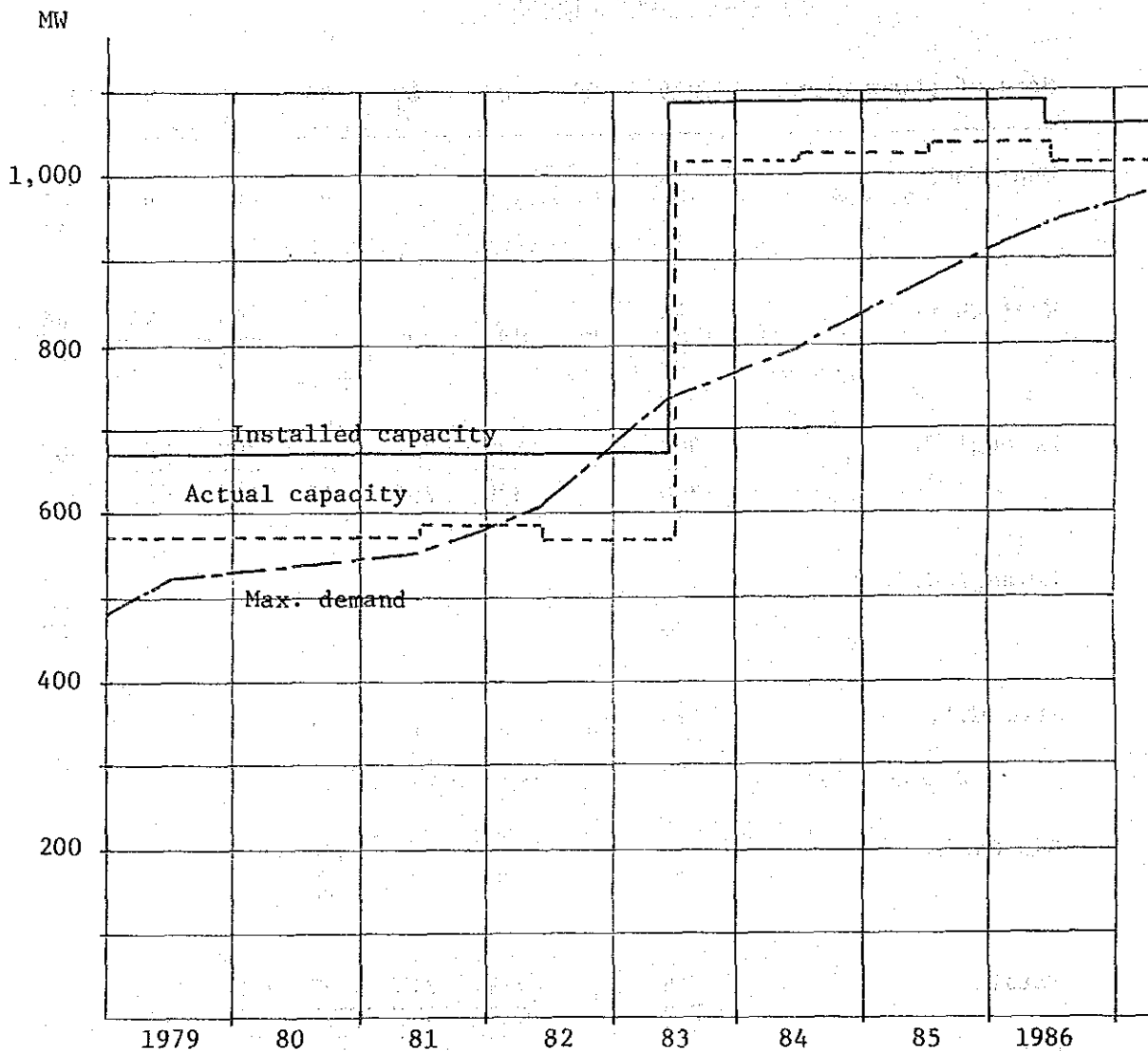
Notes: (1) The installed capacity of gas turbines is at ISO conditions.

(2) upper
lower

. Upper side indicates "installed capacity".

. Lower side indicates "actual capacity".

Fig. 3.1 KESC Power Supply Situation (1979 - 1986)



- Notes:
1. In the installed/actual capacity, import from KANUPP (max. 83 MW in 1986) and PASMIC (max. 50 MW in 1986) is not included.
 2. Maximum demand shows that of the KESC system but does not include export to WAPDA.

Table 3.5 Pattern of Consumption

(Percentage of total)

Year	Residen- tial	Commercial	Industrial	Agricul- ture	Public Lighting	*Bulk Supply	Total
1979	34.11	20.60	41.47	0.51	1.33	1.98	100.00
1980	35.05	19.49	43.68	0.42	0.84	0.52	100.00
1981	35.45	18.51	41.93	0.40	1.13	2.58	100.00
1982	36.02	19.42	40.18	0.50	1.16	2.72	100.00
1983	36.35	18.54	39.47	0.43	0.93	4.28	100.00
1984	31.26	15.06	34.84	0.34	0.80	17.70	100.00
1985	33.66	16.11	34.68	0.49	0.99	14.07	100.00
1986	35.88	17.51	37.77	0.46	0.87	7.51	100.00

* Bulk supply covers the sales energy to WAPDA, KANUPP, PASMIC, governmental and construction use.

Table 3.6 Power Loss of KESC System

Year	Generated energy	Station use	Imported energy	* (1) Total sales	Exported to WAPDA	* (2) Line loss	* (3) Total loss
	Gwh	Gwh	Gwh	Gwh	Gwh	%	%
	a	b	c	d	e	f	g
1979	2,764	171	2	2,191	16	15.6	20.1
80	2,764	161	184	2,147	3	23.0	27.2
81	7,788	161	442	2,500	34	18.7	22.8
82	3,001	167	487	2,596	9	21.9	26.0
83	3,556	239	474	3,032	43	20.2	25.0
84	4,528	300	450	3,872	675	19.7	25.4
85	4,582	305	619	4,064	475	18.6	23.8
1986	4,772	314	600	4,155	192	18.5	23.4

* (1) : Total sales include free electricity to staff.

* (2) : System loss means the loss without station use and WAPDA.

* (3) : Total loss means the loss with station use but without WAPDA.

Line loss (f) and total loss (g) are determined according to the following formulas.

$$(f) = 1 - \frac{d - e}{a + c - b - e \times 1.03}$$

$$(g) = 1 - \frac{d - e}{a + c - e \times 1.03}$$

1.03 is the coefficient to convert the exported power to WAPDA to the generation power side, assuming a system loss of 3%.

Table 3.7 Historical Data of Load Factor (Without WAPDA)

Year	Peak demand (MW)	Power generation (GWh)	Load factor (%)
1979	519.9	2,749	60
80	540.0	2,945	62
81	588.8	3,195	62
82	618.0	3,478	64
83	732.0	3,986	62
84	797.0	4,282	61
85	872.0	4,712	63
1986	945.0	5,174	63

Peak demand and power generation do not include those exported to WAPDA. (Refer to Tables 3.1 and 3.2).

Fig. 3.2-1 Daily Load Curve of KESC System (Summer)

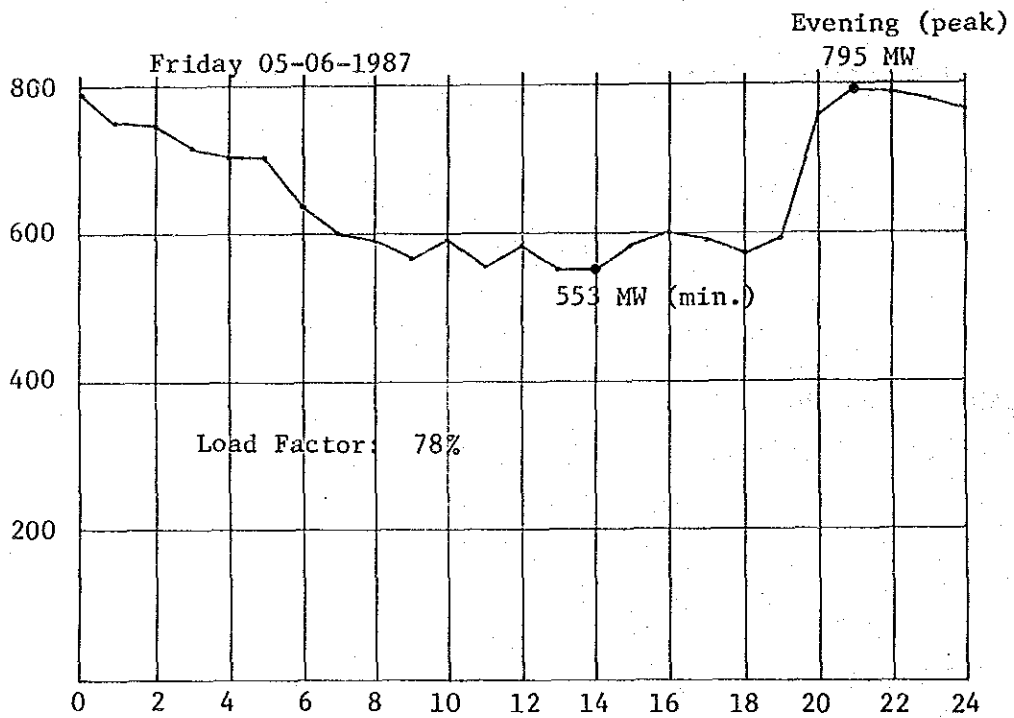
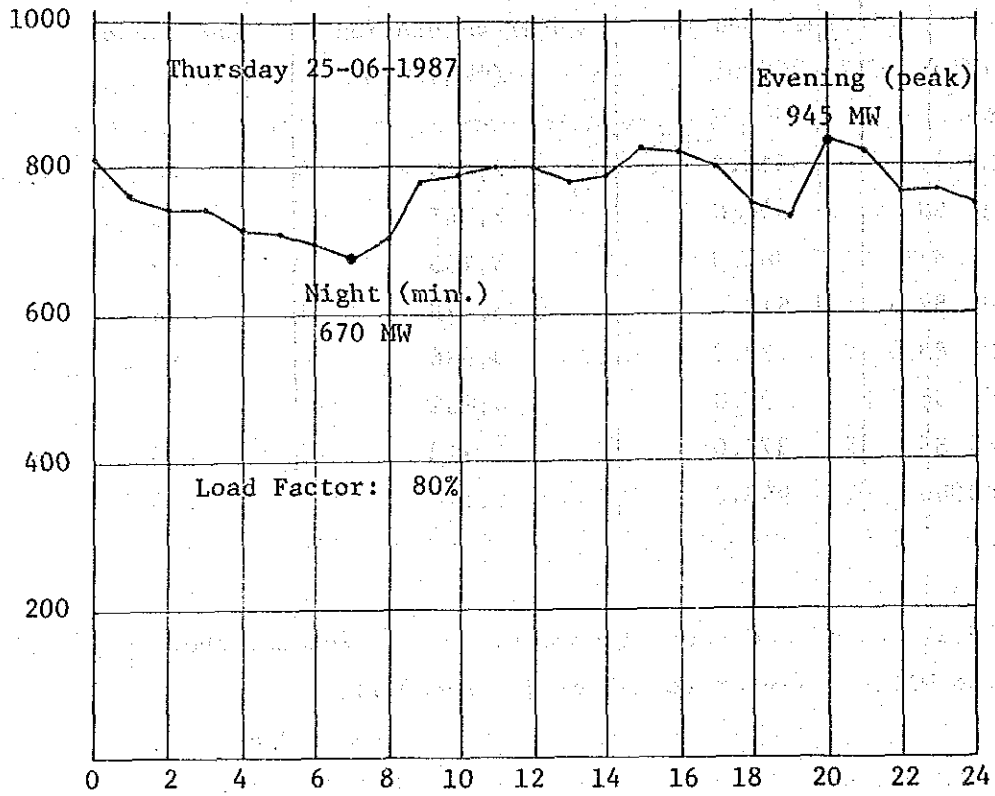
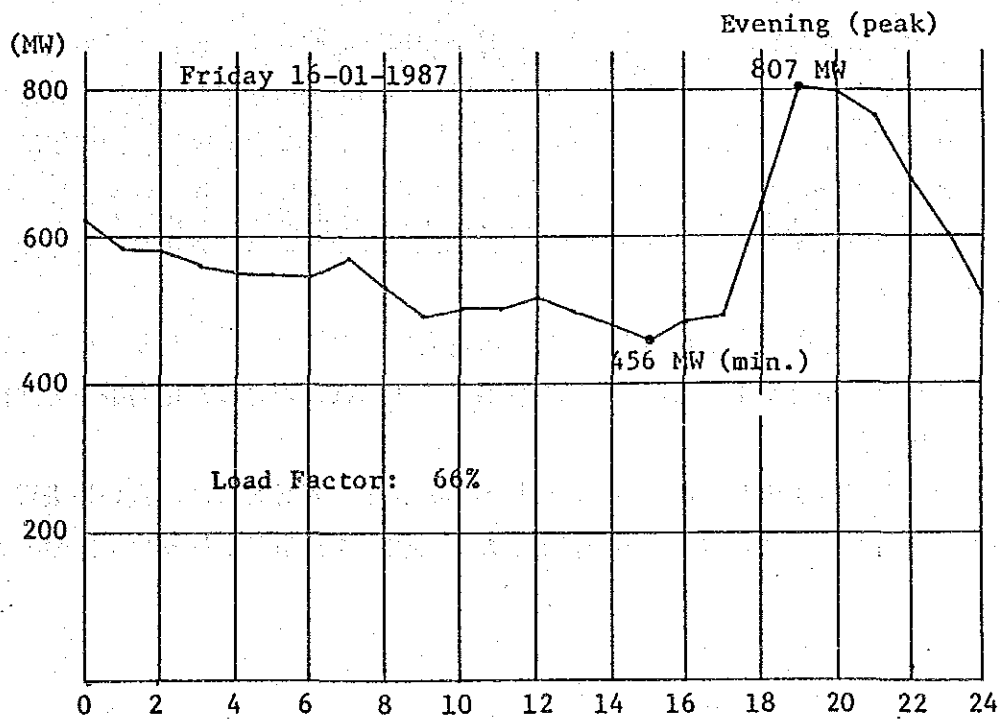
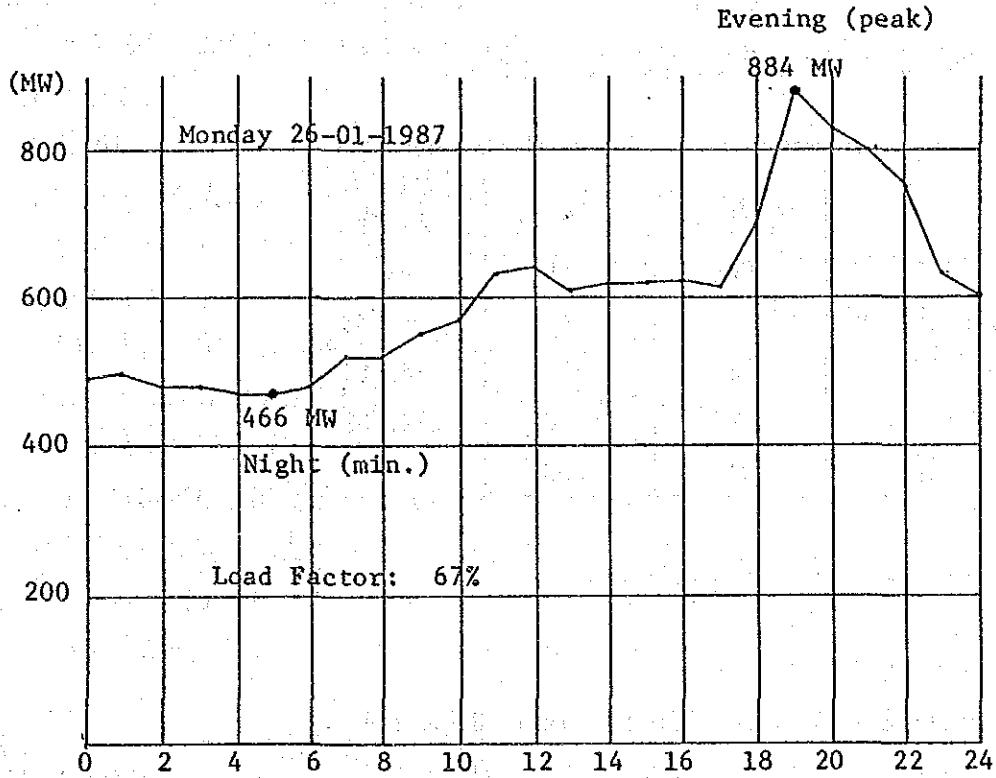


Fig. 3.2-2 Daily Load Curve of KESC System (Winter)



3.2 他社との電力融通

3.2.1 電力融通の概要

KESCはWAPDA、カナップ原子力発電所及びパキスタン製鉄所と電力融通を行なっている。

1986年度に於ける送受電は下記のとおりである。

	送電量 GWh	受電量 GWh	電力(最大) 送電/受電 MW
原子力発電所	—	440	—/83
製鉄所	2	153	24/50
WAPDA	192	6	310/82
計	194	599	

1986年度の毎月の送受電状況は Fig. 3.3に示すとおりである。

3.2.2 WAPDAとの送受電

WAPDAとの過去の送受電状況は Table 3.8に示す。

表に示されているとおり、WAPDAからの受電は殆どない。これはWAPDAがKESCに電力を供給するだけの余裕がないことを示している。

一方、1984年度以来、KESCからWAPDAへの送電が顕著に増加している。これは1983年度にピンカシム火力発電所1, 2号機が運転開始され、KESCの電源に余力が生じたことによる。然しながら、KESCの電力需要の増加とともに、WAPDAへの送電量は次第に減少してきている。また Fig. 3.3に示す通り、1986年度、WAPDAへの全送電量のうち約90%は12月と1月に集中しており、WAPDAにとって最も電力を必要としている5月を含めた上記以外の月には、WAPDAへの送電は非常に少ない。

以上の事実は、電源に余裕があるときにのみ電力融通が行なわれており、KESC或いはWAPDAが将来十分な電源設備を保有するまでは、安定した電力融通を期待することは出来ない。

WAPDAの需給状況が非常に厳しい現状から考えて、KESCは、近い将来WAPDAから需給バランスを保つための安定した電力供給を得ることは極めて困難であろう。

しかし、両者の系統関係は、系統周波数の安定及び両系統間の経済的電力融通など、安定且つ経済的な系統運用の点で有効である。

3.2.3 パキスタン製鉄所との送受電

パキスタン製鉄所は、55MW×3台の発電設備を有し、K E S Cの系統に常時並列されている。

1986年度、K E S Cは製鉄所に約2GWhの送電を行い、製鉄所からは153GWhを受電している。最大電力では、24MWを送電し、50MWの受電を行なっている。これはパキスタン製鉄所が1986年度、55MW3号機の増設を行ない、K E S Cに送電できるだけの余裕をもったことによる。

1986年度に於けるパキスタン製鉄所からの月別受電量は Fig. 3.3に示すとおりである。また同製鉄所からの過去4年間の年度別受電量は Table 3.9に示す。

パキスタン製鉄所は、将来とも或る程度の電力をK E S Cに供給できると予想されるが、送電量は、同製鉄所の稼働状況或いは設備増設計画の如何による。また送電量のK E S C全需要に占める割合は小さい。

これらの状況を勘案し、パキスタン製鉄所からの受電可能分は、K E S Cの将来需給検討に当っては、一つの余裕分として扱うこととした。

3.2.4 カナップ原子力発電所との送受電

1986年度のカナップ原子力発電所からの受電は440GWhであり、これは他社受電分を含めたK E S C供給区域内需要を供給するための全発生電力量の8.5%を占めており、また最大電力としては83MWの受電も行なっている。

Fig. 3.3に示す通り、1986年度に於ける同原子力発電所からの月毎の受電量は略平均しており、現在予定されている1992年度の発電所廃止迄は、同量の受電が期待できる。

カナップ原子力発電所からK E S Cに供給された過去4年間の受電状況はTable3.9に示すとおりである。

Fig. 3.3 Monthly Export & Import Energy (GWh) in 1986

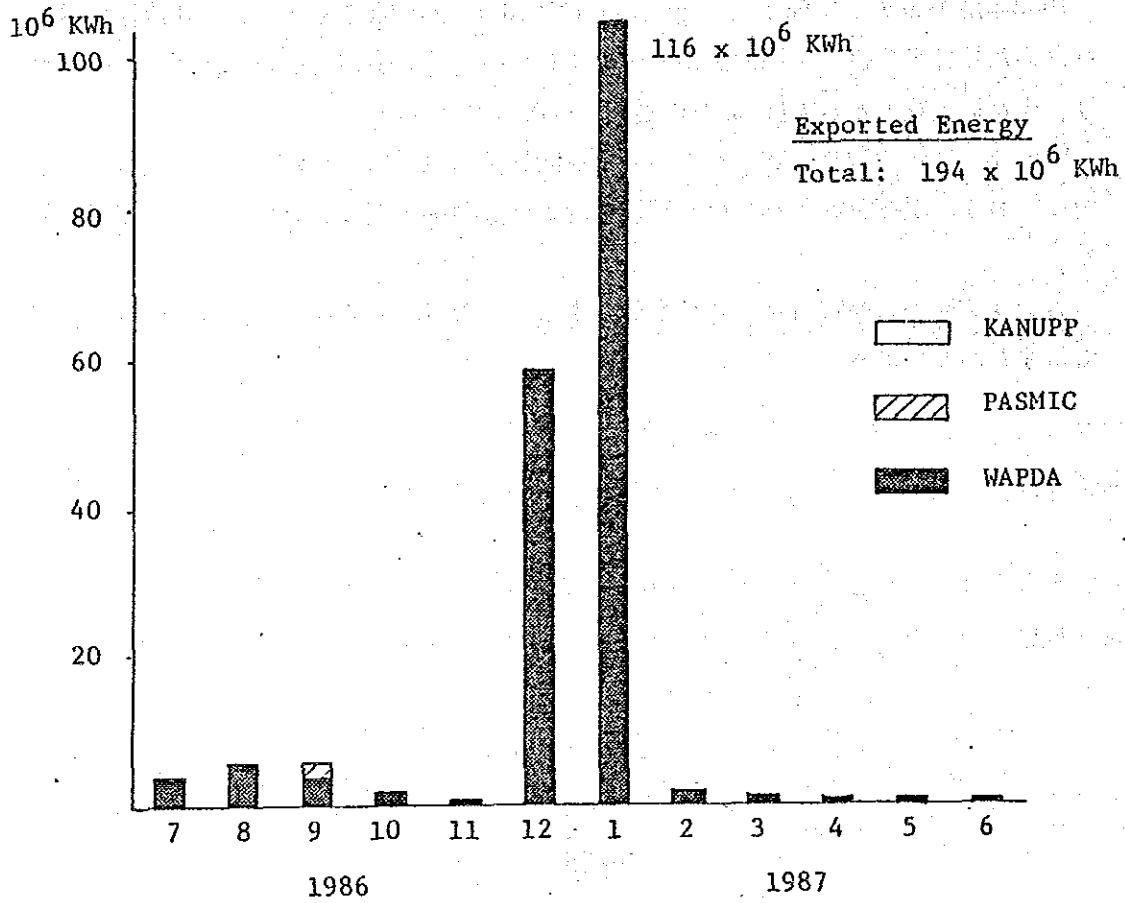
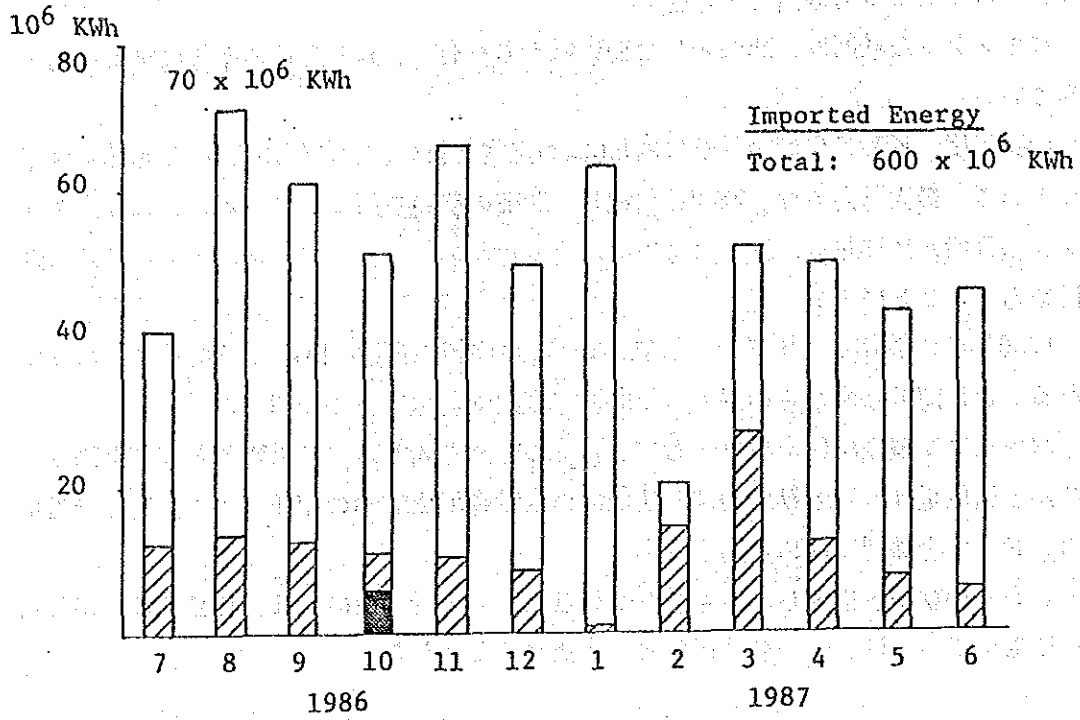


Table 3.8 Historical Data on Power Exchange with WAPDA

(1) Export and Import of Energy to/from WAPDA (GWh)

Year	Exported to WAPDA	Imported from WAPDA
1979	16.14	0.68
1980	3.25	16.27
1981	33.60	8.96
1982	9.33	7.87
1983	43.08	6.05
1984	675.48	0.97
1985	474.66	0.55
1986	192.27	5.71

(2) Peak Demand with/without WAPDA (MW)

	1984		1985		1986	
	With exports to WAPDA	Without exports to WAPDA	With exports to WAPDA	Without exports to WAPDA	With exports to WAPDA	Without exports to WAPDA
System peak demand	1,036	797	1,042	872	1,033	945

Table 3.9. Historical Data on Energy Supplied by KANUPP and PASMIC

<u>Power sources</u>	<u>Capacity</u>
Karachi Nuclear Power Plant (KANUPP)	* 125 MW
Pakistan Steel Mill Corporation (PASMIC)	165 MW

* Capability is assumed to be about 70 - 80 MW.

Supply of Energy (GWh) to KESC

<u>Agencies</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1985</u>	<u>1986</u>
KANUPP	188	219	378	441
PASMIC	280	230	241	153

3.3 K E S C の電力設備

1986年6月30日現在のK E S C 電力設備の概要は次のとおりである。

3.3.1 発電設備

発電所6ヶ所、全設備容量は 1,138MWである。詳細は Table 3.10-1のとおり。

1987年6月にウエスト・ワーフ発電所 15MW×2基が廃止された結果、全設備容量は 1,108MWに減少した。

3.3.2 送電設備

送電設備は 220kV, 132kV及び 66kVの電圧種別からなり、全長 526kmである。詳細は Table 3.10-2-i) のとおり。

3.3.3 変電設備

変電所 31ヶ所、全設備容量は 2,605MVAである。

詳細は Table 3-10-2-ii) のとおり。

3.3.4 配電設備

配電電圧は高圧 11kV, 低圧 400Vである。

詳細は Table 3.10-2-iii) のとおり。

Table 3.10-1 Electrical Facilities of KESC as of 30/6/1986

Power plant

S. No.	Power Station	Year of Commissioning	Installed Capacity (MW)
1.	Dual Fuel	1960	7 x 1.25 = 8.75
		1961	4 x 1.25 = 5.00
		1964	1 x 1.25 = 1.25
2.	West Wharf Steam	1956	(2 x 15 = 30) Retired in June 1987.
		1962	2 x 33 = 66
3.	Korangi Thermal	1965	2 x 66 = 132
		1970	1 x 125 = 125
		1977	1 x 125 = 125
4.	Korangi Gas Turbine	1978	4 x 25 = 100
5.	SITE Gas Turbine	1979	3 x 25 = 75
		1980	2 x 25 = 50
6.	Bin Qasim	1983	1 x 210 = 210
		1984	1 x 210 = 210
		Total	1,138 MW (1,108 MW)

After retiring the West Wharf 2 x 15 MW in June 1987, the total installed capacity was reduced to 1,108 MW.

Table 3.10-2 Electrical Facilities of KESC as of 30/6/1986

i) Transmission line length (km)

Line Voltage	Baluchistan (Vinder, Uthal and Bela)		Total
	Karachi		
220 kV	68	-	68
132 kV	208	157	365
66 kV	93	-	93
TOTAL	369	157	526

ii) Grid station capacity (MVA)

S. No.	Grids	Nos.	220/132 kV	132/66 kV	132/11 kV	66/11 kV
<u>A. Karachi</u>						
1.	220/132/11 kV	3	1,000	-	-	-
2.	132/66/11 kV	4	-	390	-	-
3.	132/11 kV	11	-	-	760	-
4.	66/11 kV	9	-	-	-	395
<u>B. Baluchistan</u>						
1.	132/11 kV	4	-	-	60	-

Total number = 31

Total capacity = 2,605 MVA

iii) Distribution system

Description			
11 kV	Overhead	Km	769
11 kV	Underground	km	1,841
400 V	Overhead	km	6,036
400 V	Underground	km	361
11 kV	Distribution sub-stations	Number	2,956
11 kV	Distribution capacity	MVA	1,692,010
Street Lights		Number	109,410