

6.6 土 木

(1) 取水路暗渠

200MW発電設備1基あたりの取水量は $Q=9.5\text{m}^3/\text{sec}$ で、2基では $Q=19.0\text{m}^3/\text{sec}$ となる。これらを既設取水路を用いて取水する。既設取水路は以下の通りである。

取水路-1 (コンクリートパイプ) : $1.5\text{m}\phi \times 3$ 条

取水路-2 (ボックスカルバート) : $3.0\text{m} \times 3.0\text{m}$ 角 $\times 1$ 連

貝代およびゴミ土砂等の堆積代は、自然流下式であるので、内面一様に10cmを考慮する。

また、取水容量の違う取水路をバランスさせるために2つの取水路をつなぐ取水路開渠を構内に設置する。

取水路の水理検討の結果、取水路-1の平均流速は $V=1.4\text{m}/\text{sec}$ 、取水路-2は $V=1.7\text{m}/\text{sec}$ となる。

(2) 取水路開渠

開渠の平均流速を $V=1.0\text{m}/\text{sec}$ 程度になるように計画し、水路幅を3mとし、両既設取水路をバランスさせる。

取水路開渠には、2号機増設用として仮締切を設ける。

(3) スクリーンポンプ室

スクリーンポンプ室は発電設備1基あたり1スパン4.5mを2スパン構造とし、鉄筋コンクリート構造とする。スクリーンポンプ室などの重量構造物に対しては、直径600mmの鋼管杭を使用し、固結粘性土層に支持させる。

防塵装置としては、バースクリーンおよびトラベリングスクリーン等を設ける。また、点検用としてマンホールおよび角落し等を設ける。スクリーンへの接近流速は、スクリーン機器の除塵能力などを考慮し、 $V=0.35\text{m}/\text{sec}$ 以下とする。

ポンプ室はポンプが渦流等により空気を吸い込まない断面形状とし、渦流防止版を設置する。

(4) 放水路

放水路の構造形式は、一般にボックスカルバート形式、開渠形式および管路形式などがある。断面形状は、発電所のレイアウト、基数および単機容量に基づき、建設費と循環水ポンプ動力費との関連によって決定する。その決定方法は、断面を仮定して工事費および損失水頭による循環水ポンプ動力費を算出し、次式によって年間経費 Y を求めてその値が最小となる断面を選定する。

$$Y = Ar + L$$

ここに、Y；年間経費

A；水路建設費+循環ポンプ設備費

r；建設費に対する年間経費率

L；年間消費電力費

ボックスカルバートを例にとると Fig. 6.6-1に示すように2.2m×2.2m角が経済的であるという結果を得た。同様に開渠形式および管路形式についても最適断面を抽出し、各構造形式の最適断面による比較検討を Table 6.6-1に示す。

比較検討の結果、ボックスカルバート形式（2.2m×2.2m角）の建設費及び年間経費が安いので、放水路の構造形式として最も経済的であるという結果が得られた。

また、放水路は構外の工事となるので掘削については検討する。掘削工法については、オープンカット掘削と山留工が考えられる。オープンカット掘削は、GL-22m程度までシルト質の砂層で地下水位が高いため掘削法面ならびに法肩部での重機作業の安定確保に問題があるほか、放水路ルートのうちで道路下埋設区間においては、現交通量維持の観点から広い用地幅を必要とするオープンカット掘削は事実上許可されないと判断されるので、ここでは山留工を採用する。

Table 6.6-1 放水路構造物形式比較検討

	ボックスカルバート形式	開渠形式	管路形式
流量	19.0m ³ /sec		
最適内寸法	2.2×2.2m角 2連	W=2.2m×2連	2.2mφ 2条
流速	2.0m/sec	3.9m/sec	2.5m/sec
貝代	考慮せず	考慮せず	考慮せず
建設費の 年間経費	92	103	133
年間損失電力量	8	32	12
年間経費	100	135	145

注) 上記の経費はカルバートボックスの年間経費を100としてその他の経費を算出した。

(5) 放水口

既設の放水口は前面海域が航路あるいは泊地となっているだけではなく、カラチ造船所の Dry Dock の入口に隣接している上、放水口岸壁自体が係船岸となっていることから、放水口の放流流速は船舶の操船に極力影響を及ぼさないように、0.3m/sec以下が望ましいと考慮したが、新設の放水口は係船岸を兼ねる必要はないので、前面海域の航路への影響のみを考慮して、放流流速は 0.5m/sec で計画する。

この場合、放水口の有効高さを放水路カルバートと同じ 2.2m とすると、放流流速を 0.5m/sec にするために必要な放水口の有効幅は次式で求められる。

$$B = \frac{Q}{H \cdot V} = \frac{19.0\text{m}^3/\text{sec}}{2.2\text{m} \times 0.5\text{m}/\text{sec}} = 17.3\text{m}$$

ここに、B：放水口の必要幅 (m)

Q：冷却水量 (m³/sec)

H：放水口の有効高さ (m)

V：放流流速 (m/sec)

放水路の全有効幅は 4.4m (2.2m×2連) で計画しているので、放水口部分では 4.4m幅から 17.3mまで漸拡し、必要に応じて隔壁を設ける構造とする。

(6) 燃料設備基礎

燃料設備基礎は、燃料貯蔵タンク、防油堤および燃料輸送設備基礎等がある。一般に、屋外貯蔵タンクを支持する基礎の形式としては、盛り土基礎および杭基礎等のものが考えられる。基礎の構造、工法の選定に当たっては、設計条件に基づいて地盤の支持力、沈下量などについて詳細な検討をしなければならないが、土質調査結果から判断すると当該地は砂地盤で、標準貫入試験による N 値が 15 以上であることから、十分な堅固さを有する地盤と判断できる。そこで、盛り土基礎形式とし、部分的に軟弱な地盤については置換工法等で地盤改良する。盛り土基礎は貯蔵タンクの安全性、点検に必要な犬走りの確保等も考慮する。

防油堤の構造は、鉄筋コンクリート形式および盛り土形式がある。当該地は敷地が狭いことから、限られた敷地面積の中で堤内容量を確保しなければならないため、鉄筋コンクリート形式とする。

燃料輸送設備基礎は、燃料輸送配管等を収容する設備の基礎を構築するものである。基礎の構造形式には、鉄筋コンクリート構造のスリーパー形式およびラック形式等が考えられる。基礎形式は直接基礎とするが、一部支持力の弱い部分については基礎杭を打設する。

(7) 水処理設備基礎

水処理設備基礎には、水タンクその他、主な設備は除濁ならびにろ過槽、ろ過水タンク、純水製造装置等の基礎がある。

水タンクには地上式と地下式とがあるが、経済性、施工性および工期を考慮し、地上式タンクとする。また、基礎形式については、燃料貯蔵タンクと同様、盛り土基礎とする。

(8) 排水処理設備

排水の種類としては、水処理、機器洗浄、生活衛生および、含油等の排水と雨水排水などがある。

主な設備は排水貯槽、凝集沈澱槽、中和槽、PH調整槽、濃縮槽、油分離槽、その他諸水槽、ろ過器、脱水機等の基礎類があり、これらを設置する。

発電所における廃水は処理のうえ、構外に排出しなければならない。各種廃水はその発生源により排水の時期、量、質などが異なるため、効果的かつ経済的な方法を総合的に検討したうえで、実施にあたって処理施設の構造、規模、処理剤の使用量などを決定する。

(9) 電気関係設備

発電所関連付帯電気設備としては、発電所の主要変圧器、開閉所、中央操作室、電気室、各種設備を結ぶ動力、制御ケーブル等を収容する電気洞道および電氣管路がある。

布設ケーブル条数が少ない場合は管路とし、多い場合は洞道とするのが一般的に経済的である。

しかし、将来計画により追加する場合やメンテナンス上重要なものについては安全面を考慮して洞道形式とする。

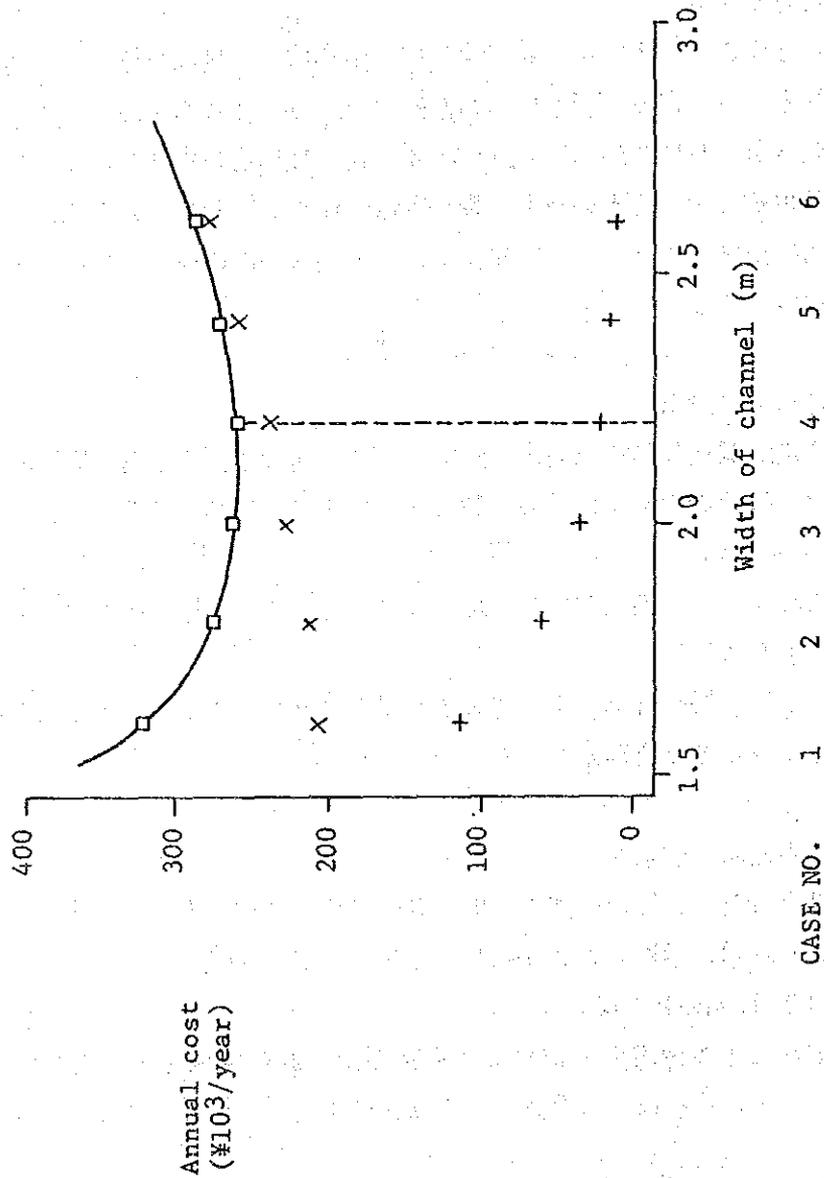
(10) 構内道路・排水路

構内道路は、機材の運搬、歩行者の通行、巡視、点検および消火活動のために設ける。本館周辺道路は、大型自動車スムーズに通行できるように車線幅員を3.0m、路肩を1.0mの2車線とする。

雨水による地表面の排水は、道路側溝、周辺排水溝等に流入させて集水ますに導き、排水管路を経て自然流下により、放水路、海域などに直接排水する。

Fig. 6.6-1 Comparison of Annual Cost/Expenses for Discharge Channel/Tunnel

Type of channel : Tunnel (Closed channel)
 Type of foundation: Direct type
 Flow rate : 9.50 m³/sec.
 No. of channels : 2
 : Annual cost/expenses
 x : Annual construction cost
 + : Annual electric power loss



6.7 建築（建造物の基本設計と施工計画）

ウエストワフ火力発電所の敷地は、200MW機2基設備の発電施設を建設するには面積的に狭隘である。そのうえ、“A”、“B”、“BX”の3つの発電設備があり、“BX”発電設備が稼働した状態において、解体撤去工事と新設工事を平行して行なわなければならない。このような厳しい条件下においては、200MW機2基を新設するために設計と施工についての十分な検討と計画が、欠かすことのできない要因である。以下には発電所構内に建設される建造物の設計と施工に関する基本的な考え方を示し、詳細設計の参考とする。

6.7.1 設計の基本的な考え方

設計上、考慮しなければならない最大の条件は、敷地が狭いことである。これは敷地面積の絶対量が乏しいことと、それに加えて、“BX”発電設備を稼働させた状態で、つまり、敷地の約半分の面積で200MW機の火力発電設備を新設しなければならないことである。そのために、まず建築物の高層化を図り、敷地面積の有効利用を図らなければならない。

(1) 本館建屋

本館建屋敷地が狭いために、一般の火力発電所のように補機棟を建設するスペースは確保できない。そこで中間室部分を高層化することにより、制御機器などの機器類を収納し、中央操作室を1,2号本館建屋中央部に配置する。中央操作室は一部中間室スパンから外にでるが、本館建屋は補機棟がなくなりすっきりした平面となる。

構造は、全て鉄骨構造とする方法と、1,2階まで鉄筋コンクリート造とし、3階以上の部分の吹きぬけ部分を鉄骨造とする方法が考えられる。コストの点では、総鉄骨造としたほうがやや高くなるが、建設工期の大幅な短縮が図れることが利点である。コストを低減するために、カラチ造船所（KSY）でのファブリケーションなどの検討を、詳細設計で実施する。

外壁は、オペレーティングフロアまでは現場で製作するPC板を採用し、遮音性を高める。それ以上の階については軽量化と工期の短縮を考慮して、鋼製の外壁材を採用する。

屋根はクレーンの振動による構造体の挙動を拘束するために剛性の高い鋼製の屋根材を使用する。PC板は重量が重いことと、剛性が不十分であることから、採用しない。床は工程のことを考慮すればデッキプレートを使用して型枠工事を省略する工法が最も有効である。

(2) 管理棟

管理棟本館建屋と同様に敷地が狭いことから、限られた建築面積の中で多くの床面積を確保しなければならない。そこで Fig. 6.7-2 の平面図に示すような4階建ての管理棟を計画する。

しかし、仮設の管理棟としては2階建て程度を計画し、本設の管理棟が完成したのちは、倉庫または修理工場として使用することを計画する。構造は鉄筋コンクリート構造とする。

(3) 煙突

煙突は高さが140mの高層煙突となるため、2本の鋼製内筒を取囲み、支持する外筒または支持鉄塔を建設しなければならない。外筒はコンクリート製で鉄塔は鋼製である。コンクリート製外筒にはジャンプアップ工法と、スリップフォーム工法によって施工する方法があるが、ジャンプアップ工法では1日1m、スリップフォーム工法では1日3m程度である。工期の短縮を考慮すると、スリップフォーム工法が最適である。鋼製支持鉄塔の場合には、フーチングの面積が大きくなること、また、鉄骨製作費がかさむことなどの理由から不採用とした。Table 6.7-1 に比較表を、Fig. 6.7-3 に両者の立面図を示した。煙突の高さが低く、ボイラー鉄骨と共用できる場合には1, 2号で煙突を分離するタイプが考えられるが、高層煙突ではコンクリートによる外筒か、鋼製の鉄塔支持型にする必要があり、ここではコストと工期の短縮を考慮してスリップフォーム工法のコンクリート製の外筒支持型を採用する。

(4) 水処理排水処理室

水処理排水処理室は階高を高くし、敷地の有効利用のために、一部を2階建てとすることも計画する。構造は鉄筋コンクリート構造とする。

(5) その他の建築物

その他の諸建屋は、1階建てで鉄筋コンクリート構造とする。特に支障のないかぎり、建屋の間隔は必要以上空けることなく集合させ、一部を2階建てにする。

6.7.2 施工上の問題点と解決方法

本発電所は現在稼働中の発電所であり、新設に先立ち既設建造物の解体撤去が必要となる。また地盤調査の結果から、本地点の地盤が砂地盤で地下水位も高く、掘削工事、山止め工事の施工に際しては、十分な配慮が必要である。さらにコンクリート工事ではコンクリートのパッチャープラントを本発電所が敷地内に設けられないこと、

鉄骨、建て方工事では組み立てのスペースがないことと、その他に建築資材、建設機材の仮置きスペースの確保など、問題の解決が必要である。また、パキスタン国内では重機が不足しており、国内で全ての重機を賄うことは難しいものと判断される。従って、国外からの重機の供給が必要となる。工期を短縮するためには重機が必要であり、スペースの確保、重機の問題については施工計画段階でK E S Cと十分な調整が必要である。以下に各工事種毎の問題点とその解決方法を記述する。

(1) 解体撤去工事

現計画においては、"B X"発電設備を稼働したまま構造物の解体撤去工事を実施しなければならない。解体撤去工事は、"A"発電設備から始めるが、問題となるのは基礎コンクリートの撤去と杭の撤去である。基礎コンクリートは、コンクリート強度試験で高強度(400kg/cm²)であることがわかっており、はつり工事においては強力な重機の導入が必要となる。解体撤去工事で最も大きな問題は既設杭の引抜き撤去である。今回の調査ではマットのはつり作業ができなかったため、杭の有無については確認できなかった。

しかし、後日入手した"B X"発電設備の杭配置図から鉄筋コンクリート製の杭が施工されていることが明らかとなり、工事に先立ち杭の引抜き撤去を考慮しなければならなくなった。ただし、ここでも問題となるのが重機の問題である。杭の引抜き撤去の作業は杭材の状態によっては難しい工事になる。杭の引張り強度が少ない場合には引抜くことができない危険性を含んでいるため、ケーシングを用いて周辺の土と縁を切り、杭先端からウォータージェットにより水を噴出させ、引抜くなどの工法を採用する。又、一方、杭を抜かずに利用することも考えられるが、その当時の杭の強度が不明なことと、杭の間に杭を打つ場合のスペースなどの問題があり、現実的ではない。

(2) 山止め掘削工事

本館建家基礎、ボイラー基礎、煙突基礎、ポンプ基礎および放水路など深い基礎では、掘削工事に伴う地盤の安定問題が生じる。本地盤は砂地盤であるうえ、上部には埋め立て土があり、狭い敷地の中でオープン掘削することは作業スペースの確保の点でも不可能である。そこで鋼製矢板を用いて山止めし、作業スペースを確保した上で掘削工事を進める。山止めの際には、深い掘削では切り梁を架設することも計画する。

(3) 排水工事

本地点は地下水位が高いため、掘削工事、解体撤去工事に際しては排水工事が不可欠となる。小さい面積の掘削では、排水ポンプによって排水すれば十分であるが、大きい面積の掘削ではウェルによる排水計画を行なう必要がある。特に本館建屋、ボイラー鉄骨、煙突などでは大がかりな排水工事となるが、地盤調査結果では砂の粒土が細かいため、排水量はそれ程多くはならないと予想できる。排水は放水路を利用して、K S Y側の海に放水する。

(4) 杭工事

杭は本館建屋やボイラー鉄骨、煙突などの重量構造物に対しては、直径 600mmの鋼管杭を使用し、その他の構造物については、直径 400mmのコンクリート杭を採用する。杭の長さは約 30mとし、N値 50以上の砂層に定着させる。重機については国外から調達する。

鉄管杭の許容支持力は、直径 600mm厚さ 9mmで 165ton、厚さ 12mmで 230tonである。コンクリート杭は直径 400mmで 50tonとなる。

(5) 基礎コンクリート工事

コンクリート工事は、全てパキスタン国内の資材調達で賄うことができる。ただし、バッチャープラントは、敷地内に設置できるだけの余裕がないため、敷地外に設置しなければならない。そのためレミコン車が必要となるが、パ国にはレミコン車が少なく国外からの供給が必要である。バッチャープラントの設置場所は、K S Yの敷地の一部を借地することができれば最も効率的であり、K E S Cを通して交渉を検討する。

a section

b section

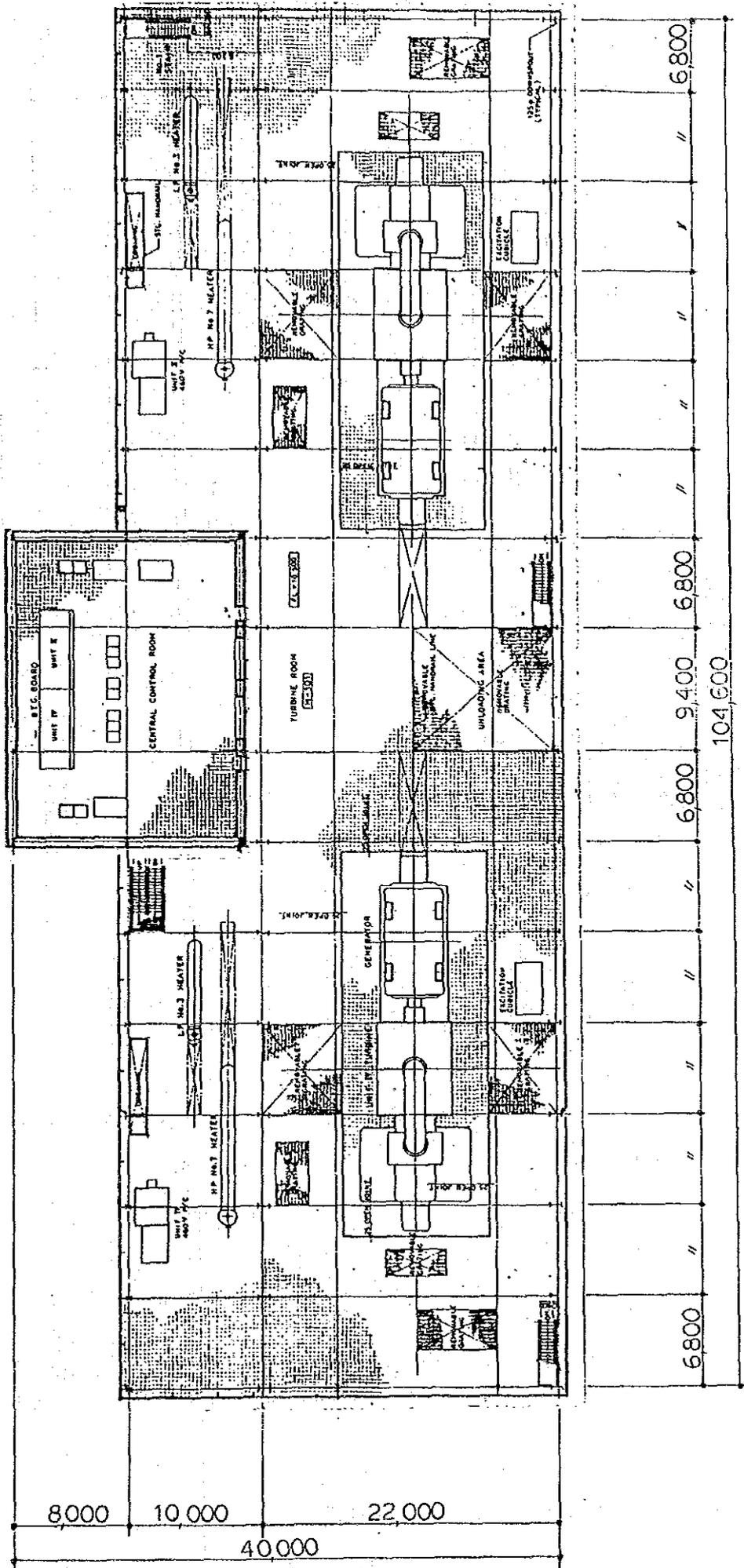


Fig. 6.7-1(a) 3rd Floor Plan

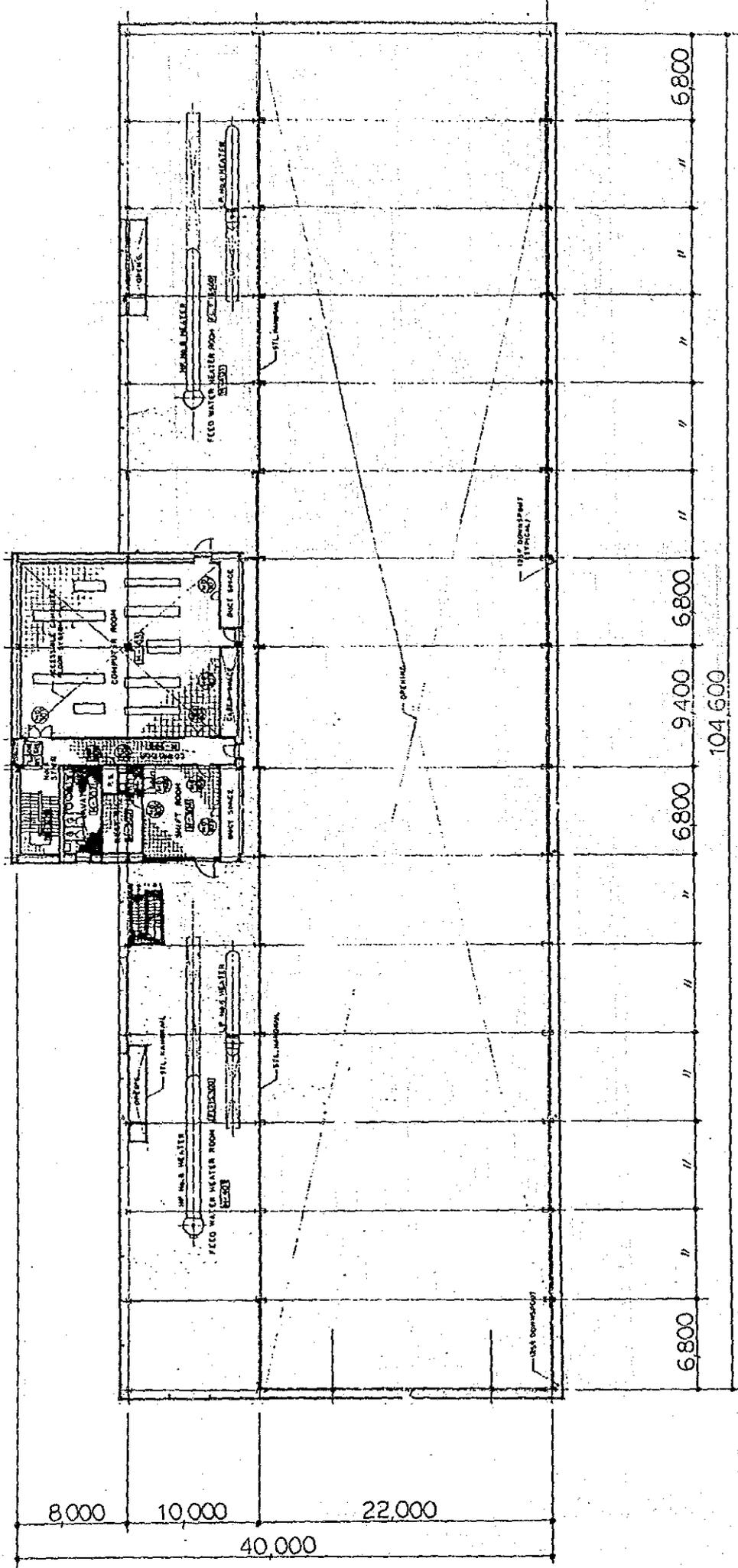
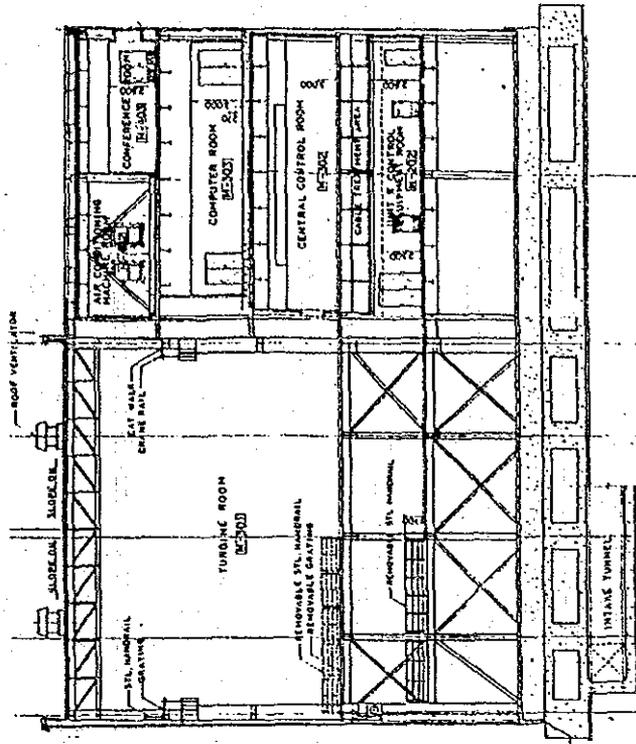
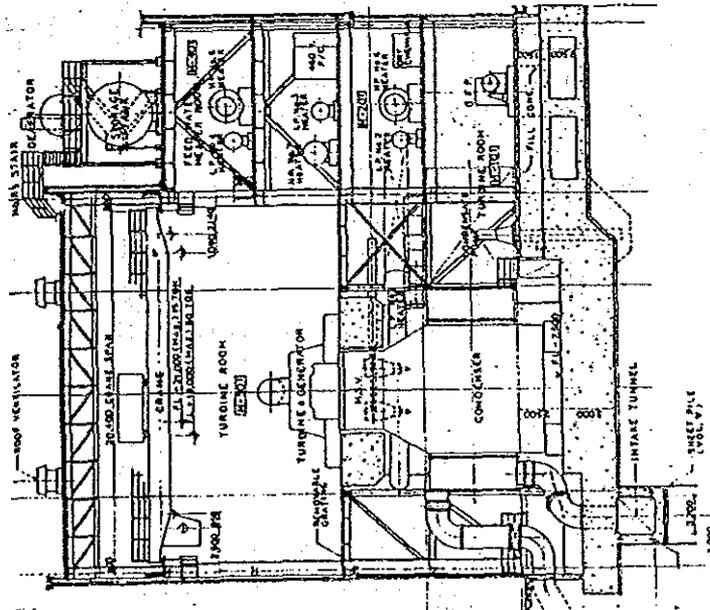


Fig. 6.7-1(b) 4th Floor Plan



b section



a section

Fig. 6.7-1(c) Section

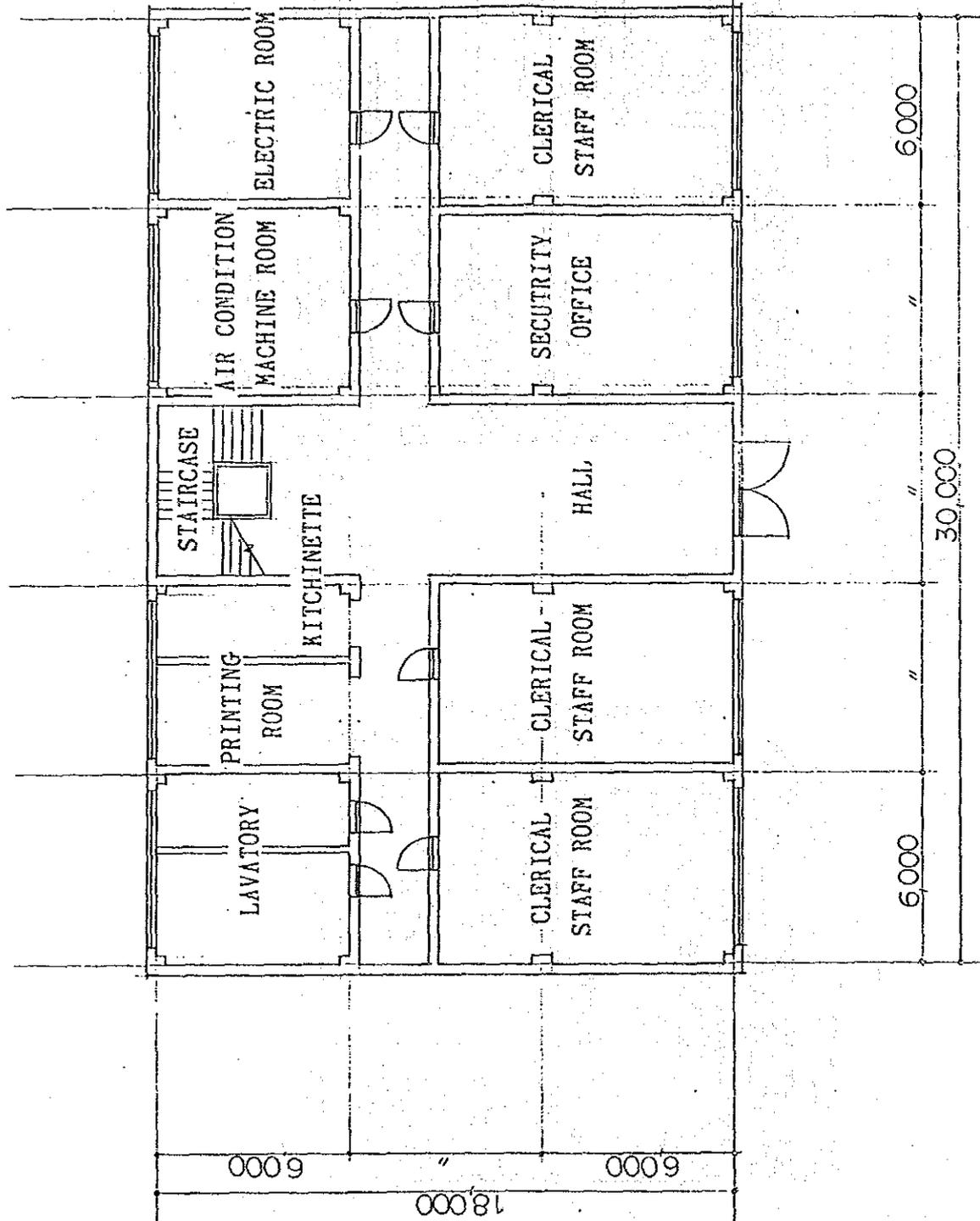
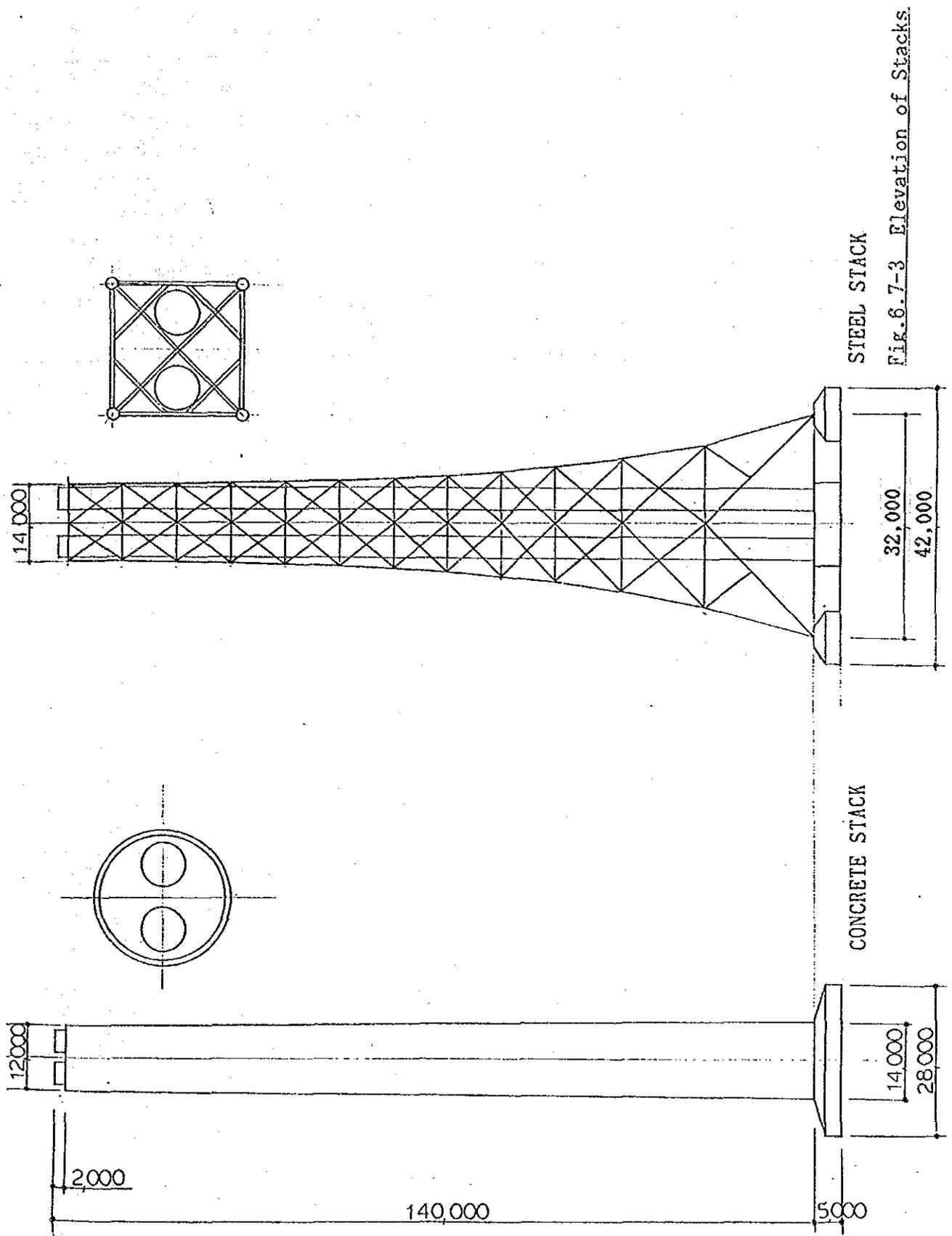


Fig. 6.7-2 1st Floor Plan of ADMINISTRATION BUILDING



STEEL STACK

CONCRETE STACK

Fig. 6.7-3 Elevation of Stacks.

Table 6.7-1 COMPARATIVE EVALUATION ON STACK

	CONCRETE STACK	STEEL STACK
COST of work	100 (Normarised)	120 (Normarised)
TERM of work	140 days	160 days
AREA of work	28m x 28m	42m x 42m
EVALUATION	BETTER	GOOD

第7章 建設費

最適開発案に対して建設費を算定した。

最適開発案は、200MW火力発電設備2基を建設する案であり、算定建設費を下記に示す。

建設費は、第6章記載の200MW級発電設備と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加算した。新設の発電設備及び送変電設備については、日本国内における標準機器価格及び標準工事費、さらに、パキスタにおける同容量発電設備の過去の入札価格、現地調達可能な材料費、労務費などを考慮して算出した。

(1) ウェストワーフ火力発電所1,2号機建設費 (×10⁶¥, 1Rs=7.4074¥)

	1号機	2号機	1,2号機 計
外 貨 分	22,386.75	15,686.03	38,072.78×10 ⁶ ¥
内 訳			
200MW発電設備	15,002.10	12,897.90	27,900.0
土木・建設工事費	2,574.06	1,718.94	4,293.0
構内変電設備	2,520.00		2,520.0
技術役務及び予備費(5%)	2,290.59	1,069.19	3,359.78
	1号機	2号機	1,2号機 計
内 貨 分	4,184.39	3,345.48	7,529.87×10 ⁶ ¥
	(564.9)	(451.6)	(1,016.5×10 ⁶ Rs)
内 訳			
200MW発電設備据付費	1,376.35	1,188.65	2,565.00
土木・建設工事費	1,663.23	1,451.27	3,114.50
構内変電設備据付費	68.00		68.00
技術役務及び予備費	1,076.81	705.56	1,782.37

(2) 220kV送変電設備建設費

(バルデアG/S～ウエストワーフ火力発電所間)

外貨分(機器,資材費) $2,203.0 \times 10^6 \text{ ¥}$

内貨分(据付費) $585.9 \times 10^6 \text{ ¥}$

($79.1 \times 10^6 \text{ Rs}$)

(3) 合計

外貨分 $40,275.78 \times 10^6 \text{ ¥}$

内貨分 $8,115.77 \times 10^6 \text{ ¥}$

($1,095.63 \times 10^6 \text{ Rs}$)

WEST WHARF THERMAL POWER PLANT
FEASIBILITY STUDY

Table 7-1 EQUIPMENT & ERECTION COST

	YEN EQUIVALENT (x10 ⁶ YEN)								
	UNIT 1			UNIT 2			TOTAL		
	F/C	L/C	TOTAL	F/C	L/C	TOTAL	F/C	L/C	TOTAL
CIVIL WORK	2574.06	1663.23	4237.29	1718.94	1451.27	3170.21	4293.00	3114.50	7407.50
BOILER	5184.60	637.90	5822.50	4690.80	577.10	5267.90	9875.40	1215.00	11090.40
TURBINE	5855.00	433.35	6288.35	5089.00	376.65	5465.65	10944.00	810.00	11754.00
ELECTRICAL	3212.40	305.10	3517.50	2473.30	234.90	2708.20	5685.70	540.00	6225.70
SUBSTATION	2520.00	68.00	2588.00			0.00	2520.00	68.00	2588.00
SPARE PART	750.10		750.10	644.80		644.80	1394.90	0.00	1394.90
TOTAL	20096.16	3107.58	23203.74	14616.84	2639.92	17256.76	34713.00	6747.50	40460.50

	RUPEE EQUIVALENT (x10 ⁶ Rs) 1 Rs= 7.4074*								
	UNIT 1			UNIT 2			TOTAL		
	F/C	L/C	TOTAL	F/C	L/C	TOTAL	F/C	L/C	TOTAL
CIVIL WORK	347.50	224.54	572.03	232.06	195.92	427.98	579.56	420.46	1000.01
BOILER	699.92	86.12	786.04	633.26	77.91	711.17	1333.18	164.03	1497.21
TURBINE	790.43	58.50	848.93	687.02	50.85	737.86	1477.44	109.35	1586.79
ELECTRICAL	433.67	41.19	474.86	333.90	31.71	365.61	767.57	72.90	840.47
SUBSTATION	340.20	9.18	349.38	0.00	0.00	0.00	340.20	9.18	349.38
SPARE PART	101.26	0.00	101.26	87.05	0.00	87.05	188.31	0.00	188.31
TOTAL	2712.98	419.52	3132.51	1973.28	356.39	2329.66	4686.26	775.91	5462.17

	DOLLAR EQUIVALENT (x10 ⁶ \$) 1 \$=125 ¥								
	UNIT 1			UNIT 2			TOTAL		
	F/C	L/C	TOTAL	F/C	L/C	TOTAL	F/C	L/C	TOTAL
CIVIL WORK	20.59	13.31	33.90	13.75	11.61	25.36	34.34	24.92	59.26
BOILER	41.48	5.10	46.58	37.53	4.62	42.14	79.00	9.72	88.72
TURBINE	46.84	3.47	50.31	40.71	3.01	43.73	87.55	6.48	94.03
ELECTRICAL	25.70	2.44	28.14	19.79	1.88	21.67	45.49	4.32	49.81
SUBSTATION	20.16	0.54	20.70	0.00	0.00	0.00	20.16	0.54	20.70
SPARE PART	6.00	0.00	6.00	5.16	0.00	5.16	11.16	0.00	11.16
TOTAL	160.77	24.86	185.63	116.93	21.12	138.05	277.70	45.98	323.68

Table 7-2

WEST WHARF P.P. UNITS 1 & 2 CONSTRUCTION COST
220 kV Transmission Line

	Foreign Currency	Local Currency	Total
220 kV Transmission Line	2,203.0	585.9	$\times 10^6$ ¥ 2,788.9
	297.4	79.1	$\times 10^6$ Rs 376.5

(1 Rs = 7.4074¥)

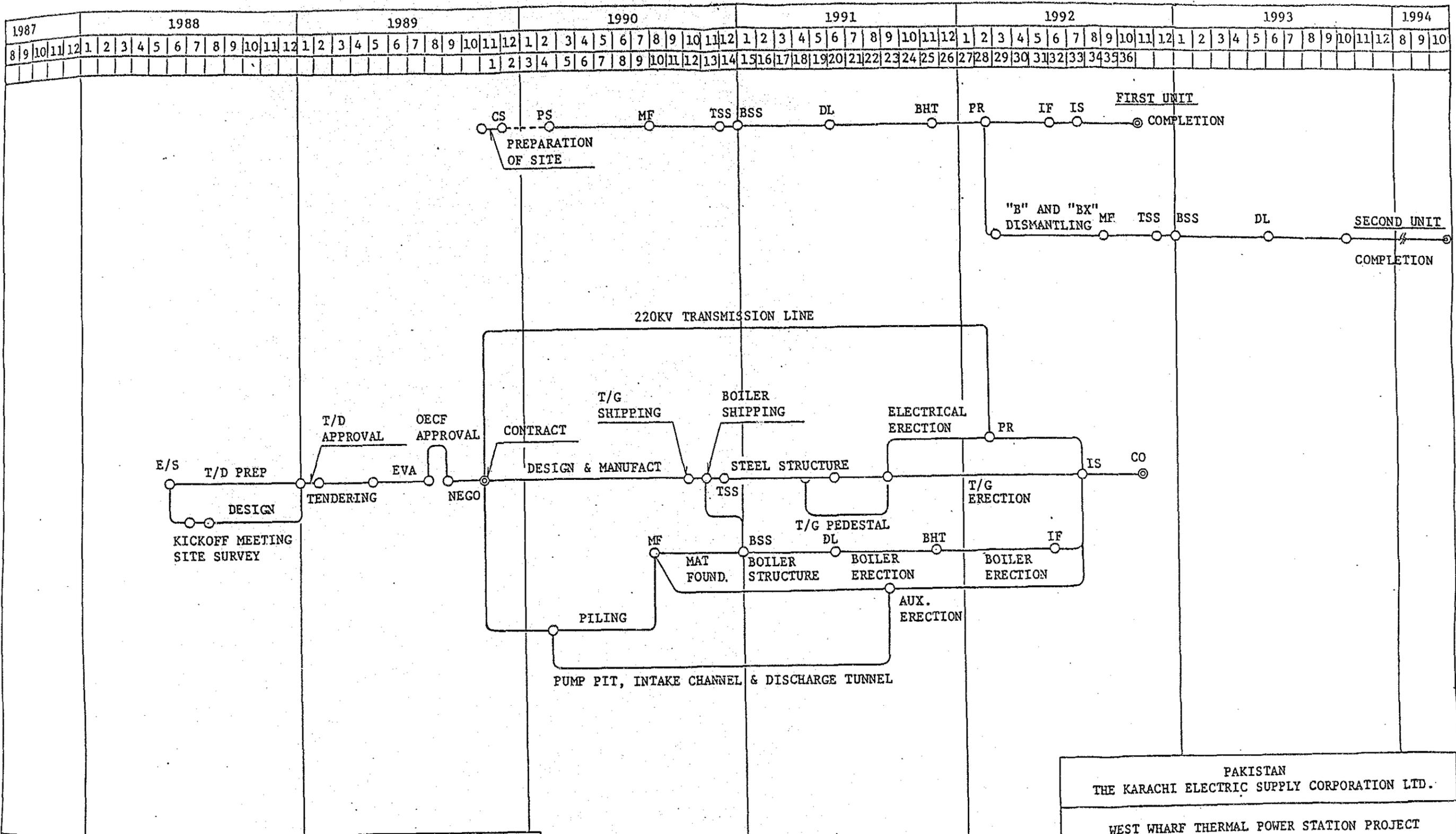
第8章 実 施 工 程

最適開発案の実施工程をFig. 8.1に示す。

200MW機1号機は1992年に、また、同型2号機は1994年完成を目標として建設する。

建設期間は、1号機36ヶ月、2号機は32ヶ月とし、“B”、“BX”発電設備の撤去を含め、同一契約者が施工するものとして計画した。

(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送電線完成	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



- Notes;
- | | |
|--------------------------------------|-----------------------------|
| CS : CONSTRUCTION START | IS : INITIAL STEAMING |
| PS : PILING START | CO : COMMERCIAL OPERATION |
| MF : MAT FOUNDATION | ES : ENGINEERING SERVICES |
| TSS: TURBINE ROOM
STEEL STRUCTURE | T/D : TENDER DOCUMENTS |
| BSS: BOILER STEEL STRUCTURE | PREP : PREPARATION |
| DL : DRUM LIFTING | EVA : EVALUATION |
| BHT: BOILER HYDRO. TEST | NEGO : CONTRACT NEGOTIATION |
| PR : POWER RECEIVING | T/G : TURBINE-GENERATOR |
| IF : INITIAL FIRING | FOUND : FOUNDATION |
| | AUX. : AUXILIARY EQUIPMENT |

PAKISTAN
THE KARACHI ELECTRIC SUPPLY CORPORATION LTD.

WEST WHARF THERMAL POWER STATION PROJECT
Fig. 8-1
OVERALL CONSTRUCTION SCHEDULE

TOKYO ELECTRIC POWER SERVICES CO., LTD.
TOKYO JAPAN

APPROVED BY	REVIEWED BY	CHECKED BY	DRAWN BY
DATE			
			SCALE

第9章 財務、経済分析

本プロジェクトの財務的、経済的な実行可能性を評価するために、先ず、財務予測を実施し、便益・費用を算出し分析した。

また、売電価格を基準とした内部収益率 I R R (Internal Rate of Return) を算出して評価した。

本プロジェクトでは、200MW油焚き火力発電設備2基を建設するが、プロジェクト費用の基礎となる建設費、燃料費等は比較的に精度が高いので一定とし、主な便益となる売電価格の変動分のみを考慮して妥当性を検討した。

9.1 財務予測

財務予測は、K E S C の要求に従い「PC-1, PROFORMA FOR EXTENSION OF BIN QASIM THERMAL POWER STATION 200MW UNIT-5, September-1985」の中に示された、K E S C 方式に従って実行した。

財務予測に使用した基礎数値を Table 9-1 に示す。

電力の売値のうち燃料修正分は、76.7バツ/kwh をプロジェクトの寿命期間中一定と考え、一方基準単価は本プロジェクトにより得られる収入が総コストを賄い、更に適切な利潤を得るように設定した。

プロジェクトの資金の約 25% は、内部資金を充当することと假定した。

建設期間中の内貨分のエスカレーションは次のように設定した

なお、外貨分の入札時の価格には建設期間中のエスカレーション分として年間約 3% を含んでいるものとし、本分析には改めてエスカレーション条項を適用しない。

エスカレーション率 (%)

年	L. C.
1988-1989	7.0
1989-1990	10.7
1990-1991	18.5
1991-1992	26.8
1992-1993	35.7
1993-1994	45.2
1994-1995	55.3

費用算出および支払計画、外貨、内貨に対する弁済計画、および寿命期間中の収益、損失予測を1号機および2号機について実施し Table 9-2~9-9に示した。

9.2 財務分析

財務IRRは出資者（国外、国内、自己）側の観点で算出し、1.2号機について資金の流れを基に財務的便益および費用を計算して求めた。1.2号機の財務的便益および費用を Table 9-2, 9-5, 9-6, 9-9, に示し Table 9-10にとりまとめた。

Table 9-11はプロジェクト全期間中の財務的便益および費用の表であり、現在価格(NPV)は割引率 11%で $2,934.46 \times 10^6$ RpでFIRRは 17.3%である。

この場合の電力売価は Table 9.1に示した値である。

Table 9-12および 9-13は売電価格 (Base rate) を 1992/93 の値である 113.65パイサとしてプロジェクト全期間中一定として算定した。この場合のFIRRは約 14.0%となった。

註：KESCと調査団の協議によりパキスタンにおける資本機会費用として、11%とすることが適切であるとした。

9.3 経済分析

経済分析はパキスタン国経済の観点から、財務分析で算出した財務コストの代わりに経済コストを算出しEIRRを求めた。

経済コストは国の経済活動上移転できるコスト、すなわち輸入税、各種手数料 (Agency comission & W.P.Fund) (Table 9-2および 9-5) 等を財務コストより差し引いて求めた。また、“保険、修繕・維持費、借用費、使用料、諸税その他の支出”の項にある諸税は算出がむずかしく影響が少ないので無視した。

理論的には、発電プロジェクトの経済価値は、プロジェクトの実現により達成した電力需要対応分に相当する社会・経済的価値があると考えられるが、現実的には、この価値評価がむずかしいので、売電による収益を便益と考えて算定した。

したがって財務分析の場合と同じであるが、実際に本プロジェクトによって受ける便益は本分析の結果よりかなり大きいものと判断できる。

Table 9.14は1.2号機に対する経済便益・コストの表であり、Table 9-15は1.2号機を一緒にした表である。

この場合割引率 11%における現在価値(NPV)は、 $4,850.48 \times 10^6$ Rpであり、EIRRは約 24.1%となる。

Table 9.16および 9.17は売電価格(Base rate)を 1992/1993 の値、すなわち、113.65
ルガ/kwh、をプロジェクトの全期間にわたり一定とした場合の結果を示し、E I R Rは
19.9%と算定された。この値は最低値と考えられ、しかもパキスタン国の資本の機会費
用を越えるので本プロジェクトは経済的にフィージブルであると言える。

Table 9-1

400 MW WEST WHARF THERMAL POWER STATION

ASSUMPTION BASIS

1.	Name of the Project	West Wharf Thermal Power Station		
2.	Plant Capacity	400 MW (200 MW UNIT-1 and 200 MW UNIT-2)		
3.	Prime movers	Steam Turbines		
4.	Service life	20 years (both Unit-1 and Unit-2)		
5.	Available capacity	85% (Stoppage for maintenance 15%)		
6.	Annual plant factor	60%		
7.	Auxiliary consumption	6%		
8.	Trans. & dist. losses	16%		
9.	Thermal efficiency	37%		
10.	Specific fuel consumption	226 gram/kwh		
11.	Type of fuel	Furnace oil (Residual fuel oil)		
12.	Cost of project:			
		(Unit-1)	(Unit-2)	(Total)
	Foreign (Million Rs)	3,032.60	2,119.91	5,152.51
	Local (Million Rs)	3,116.62	2,432.64	5,549.26
	Total (Million Rs)	6,149.22	4,552.55	10,701.77

13. Financing

	(Unit-1)	(Unit-2)	(Total)
Foreign loans/credits (M.Rs.)	3,032.60	2,119.91	5,152.51
Consortium Bank Loans (M.Rs.)	1,564.55	1,288.56	2,853.11
Self-financing (M.Rs.)	1,552.07	1,144.08	2,696.15
Total (M.Rs.)	6,149.22	4,552.55	10,701.77

14. Repayment of loans:

Foreign loans (Unit-1)	24.5 years including 4.5 years grace period
" (Unit-2)	23.5 years including 3.5 years grace period
Local loans	15 years including 4 years grace period

15. Rate of interest

On Foreign Loans	11.0%
On Local Loans	11.351%

16. Selling rate:

Base rate	1992-93 Paisa 113.65/KWH
	1993-94 Paisa 136.38/KWH 20% increase
	1994-95 Paisa 150.02/KWH 10% increase
	1995-96 & onwards Paisa 150.02/KWH
Fuel adjustment charges	Fixed at Paisa 76.7/KWH

17. Cost of fuel:

Residual oil (Furnace oil)	@ Rs.1,643/- per M.Ton (No escalation)
----------------------------	--

18. Salaries & wages

As assumed in PC-1 PROFORMA for Extension of BIN QASIM Thermal Power Station 200 MW-5, September - 1985. (15% escalation each year)

19. Other benefits

35% of salaries & wages

20. Insurance, repair & maintenance, rents, rates & taxes and other expenses As assumed in PC-1 PROFORMA for Extension of BIN QASIM Thermal Power Station 200 MW-5, September - 1985.
21. Transport (15% escalation each year)
22. Provision for fire & machinery breakdown fund
23. Depreciation 5% on 90% (scrap value 10%) or (4.5% on total cost)
24. Additional depreciation
- | | | |
|--------------------|----------------------------|---|
| 1st year | Nil | |
| 2nd year | 10% of normal depreciation | |
| 3rd year | 20% | " |
| 4th year | 30% | " |
| 5th year & onwards | 40% | " |
25. Administration & general and Billing expenses 5% of Revenue from base rate
26. Transmission and distribution expenses 25% of Revenue from base rate

Table 9-2 200MW WEST WHARF THERMAL POWER STATION UNIT-1

COST ESTIMATION AND DISBURSEMENT SCHEDULE

Description	Material & Services Foreign	Material & Services Local	Total	1988-89			1989-90			1990-91			1991-92		
				F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total
1. Civil Works	347.50	224.54	572.03				69.50	44.91	114.41	139.00	89.81	228.81	104.25	67.36	171.61
2. Boiler Plant	699.92	86.12	786.04				69.99		69.99	279.97	34.45	314.42	244.97	30.14	275.11
3. Turbine Plant	790.43	58.50	848.93				79.04		79.04	316.17	23.40	339.57	276.65	20.48	297.12
4. Electrical Equipment	433.67	41.19	474.86				43.37		43.37	173.47	16.48	189.95	151.79	14.42	166.20
5. Sub-station	340.20	9.18	349.38				34.02		34.02	136.08	3.67	139.75	119.07	3.21	122.28
6. Spare Parts	101.26		101.26							45.57		45.57	45.57		45.57
7. Ocean Freight @6.4%	Included in above items		0.00												
8. Import Duty @55%		1,492.14	1,492.14								671.46	671.46		671.46	671.46
9. Consultants Eng. Services	164.97	32.67	197.64	32.99	6.53	39.53	24.75	4.90	29.65	49.49	9.80	59.29	41.24	8.17	49.41
10. Training	7.16	4.05	11.21							3.58	2.03	5.60	3.58	2.03	5.60
11. Escalation (on item 1 to 10)		305.69	305.69			0.00			3.49		91.07	91.07		151.19	151.19
12. I. D. C. 11% F, 11.315% L		733.64	733.64			3.24			36.55		186.52	186.52		384.41	384.41
13. Departmental Expenses	3.24	16.20	19.44			0.81			4.05	1.62	4.86	6.48	1.62	4.86	6.48
14. Contingency (5% on 1 to 11)	144.26	112.70	256.96	1.65	0.33	1.98	16.03	2.66	18.70	57.17	47.11	104.27	49.36	48.42	97.78
Total	3,032.60	3,116.62	6,149.22	34.64	10.91	45.56	336.70	96.56	433.26	1,202.11	1,180.66	2,382.77	1,038.09	1,406.15	2,444.24

Table 9-2 200MW WEST WHARF THERMAL POWER STATION UNIT-1

COST ESTIMATION AND DISBURSEMENT SCHEDULE

(Unit : Million Rs.)

Material & Services Foreign	Material & Services Local	Total	1988-89			1989-90			1990-91			1991-92			1992-93		
			F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total
347.50	224.54	572.03				69.50	44.91	114.41	139.00	89.81	228.81	104.25	67.36	171.61	34.75	22.45	57.20
699.92	86.12	786.04				69.99		69.99	279.97	34.45	314.42	244.97	30.14	275.11	104.99	21.53	126.52
790.43	58.50	848.93				79.04		79.04	316.17	23.40	339.57	276.65	20.48	297.12	118.56	14.63	133.19
433.67	41.19	474.86				43.37		43.37	173.47	16.48	189.95	151.79	14.42	166.20	65.05	10.30	75.35
340.20	9.18	349.38				34.02		34.02	136.08	3.67	139.75	119.07	3.21	122.28	51.03	2.30	53.33
101.26		101.26							45.57		45.57	45.57		45.57	10.13		10.13
Included in above items		0.00															
	1,492.14	1,492.14								671.46	671.46		671.46	671.46		149.21	149.21
164.97	32.67	197.64	32.99	6.53	39.53	24.75	4.90	29.65	49.49	9.80	59.29	41.24	8.17	49.41	16.50	3.27	19.76
7.16	4.05	11.21							3.58	2.03	5.60	3.58	2.03	5.60			
	305.69	305.69			0.00		3.49	3.49		91.07	91.07		151.19	151.19		59.95	59.95
	733.64	733.64		3.24	3.24		36.55	36.55		186.52	186.52		384.41	384.41		122.92	122.92
3.24	16.20	19.44		0.81	0.81		4.05	4.05	1.62	4.86	6.48	1.62	4.86	6.48		1.62	1.62
144.26	112.70	256.96	1.65	0.33	1.98	16.03	2.66	18.70	57.17	47.11	104.27	49.36	48.42	97.78	20.05	14.18	34.23
3,032.60	3,116.62	6,149.22	34.64	10.91	45.56	336.70	96.56	433.26	1,202.11	1,180.66	2,382.77	1,038.09	1,406.15	2,444.24	421.06	422.35	843.41

Table 9-3 AMORTISATION SCHEDULE (UNIT I)

Year	Amount of Loan Outstanding	Principle Repayment	Interest	Total	
1988 - 1989	I	17.32	0.95	0.95	
1989 - 1990	II	34.64	1.91	1.91	
1990 - 1991	I	202.99	11.16	11.16	
1991 - 1992	II	371.34	20.42	20.42	
1992 - 1993	I	972.40	53.48	53.48	
1993 - 1994	II	1,573.45	86.54	86.54	
1994 - 1995	I	2,092.50	115.09	115.09	
1995 - 1996	II	2,611.55	143.64	143.64	
1996 - 1997	I	2,822.07	155.21	155.21	
1997 - 1998	II	3,032.60	166.79	166.79	
1998 - 1999	I	3,010.40	165.57	165.57	
1999 - 2000	II	2,986.98	164.28	164.28	
2000 - 2001	I	2,962.27	162.93	162.93	
2001 - 2002	II	2,936.20	161.49	161.49	
2002 - 2003	I	2,908.70	159.98	159.98	
2003 - 2004	II	2,879.69	158.38	158.38	
2004 - 2005	I	2,849.08	156.70	156.70	
2005 - 2006	II	2,816.79	154.92	154.92	
2006 - 2007	I	2,782.72	153.05	153.05	
2007 - 2008	II	2,746.77	151.07	151.07	
2008 - 2009	I	2,708.85	148.99	148.99	
2009 - 2010	II	2,668.85	146.79	146.79	
2010 - 2011	I	2,626.64	144.47	144.47	
2011 - 2012	II	2,582.11	142.02	142.02	
2012 - 2013	I	2,535.14	139.43	139.43	
	II	2,485.58	136.71	136.71	
	I	2,433.29	133.83	133.83	
	II	2,378.13	130.80	130.80	
	I	2,319.93	127.60	127.60	
	II	2,258.54	124.22	124.22	
	I	2,193.76	120.66	120.66	
	II	2,125.43	116.90	116.90	
	I	2,053.33	112.93	112.93	
	II	1,977.27	108.75	108.75	
	I	1,897.03	104.34	104.34	
	II	1,812.37	99.68	99.68	
	I	1,723.06	94.77	94.77	
	II	1,628.84	89.59	89.59	
	I	1,529.43	84.12	84.12	
	II	1,424.56	78.35	78.35	
	I	1,313.91	72.27	72.27	
	II	1,197.19	65.85	65.85	
	I	1,074.04	59.07	59.07	
	II	944.12	51.93	51.93	
	I	807.05	44.39	44.39	
	II	662.45	36.43	36.43	
	I	509.89	28.04	28.04	
	II	348.94	19.19	19.19	
	I	179.14	9.85	9.85	

Table 9-4 AMORTISATION SCHEDULE (UNIT I)

Local Currency Loan 1,564.55
 Interest Rate 11.315%
 Payable in 15 years including 4 years grace period
 (EXPRESSED IN MILLION Rs.)

Year	Opening Balance	With- drawals	Repayment	Closing Balance	Interest
1988 - 1989		2.26		2.26	0.13
		2.26		4.51	0.26
1989 - 1990	2.26	26.21		30.72	1.74
	4.51	26.21		56.93	3.22
1990 - 1991	30.72	236.02		292.94	16.57
	56.93	236.02		528.96	29.93
1991 - 1992	292.94	387.89		916.85	51.87
	528.96	387.89		1,304.73	73.82
1992 - 1993	1,304.73	129.91	0.05	1,434.64	81.16
	1,434.64	129.91	0.11	1,564.49	88.51
1993 - 1994	1,564.49		0.75	1,564.38	88.51
	1,564.38		0.75	1,563.64	88.50
1994 - 1995	1,563.64		1.42	1,562.22	88.46
	1,562.22		7.17	1,555.05	88.38
1995 - 1996	1,555.05		13.24	1,541.81	87.98
	1,541.81		23.30	1,518.51	87.23
1996 - 1997	1,518.51		33.94	1,484.57	85.91
	1,484.57		38.98	1,445.59	83.99
1997 - 1998	1,445.59		44.30	1,401.29	81.78
	1,401.29		46.81	1,354.48	79.28
1998 - 1999	1,354.48		49.46	1,305.03	76.63
	1,305.03		52.25	1,252.77	73.83
1999 - 2000	1,252.77		55.21	1,197.56	70.88
	1,197.56		58.33	1,139.23	67.75
2000 - 2001	1,139.23		61.63	1,077.60	64.45
	1,077.60		65.12	1,012.47	60.96
2001 - 2002	1,012.47		68.81	943.67	57.28
	943.67		72.70	870.97	53.39
2002 - 2003	870.97		76.81	794.16	49.28
	794.16		81.16	713.01	44.93
2003 - 2004	713.01		85.75	627.26	40.34
	627.26		90.42	536.84	35.49
2004 - 2005	536.84		95.35	441.49	30.37
	441.49		98.63	342.86	24.98
2005 - 2006	342.86		102.10	240.76	19.40
	240.76		88.86	151.90	13.62
2006 - 2007	151.90		74.86	77.03	8.59
	77.03		47.84	29.20	4.36
2007 - 2008	29.20		19.29	9.91	1.65
	9.91		9.91	0.00	0.56

Table 9-5 200MW WEST WHARF THERMAL POWER STATION UNIT-1

PROFIT & LOSS ACCOUNT
1992/93 - 2012/13

Description		1992-93 (9 Months)	1993-94	1994-95	1995-96	1996-97	1997-98	1998-99	1999-2000	2000-01	2001-02	2002-2003	2003-04	2004-0
Units Generated	MWH	788,400	1,051,200	1,051,200	1,051,200	1,051,200	1,051,200	1,051,200	1,051,200	1,051,200	1,051,200	1,051,200	1,051,200	1,051,200
Units Sentout	MWH	741,096	988,128	988,128	988,128	988,128	988,128	988,128	988,128	988,128	988,128	988,128	988,128	988,128
Units Sold	MWH	622,521	830,028	830,028	830,028	830,028	830,028	830,028	830,028	830,028	830,028	830,028	830,028	830,028
Average Selling Rate:														
a) Base Rate	Ps/KWH	113.65	136.38	150.02	150.02	150.02	150.02	150.02	150.02	150.02	150.02	150.02	150.02	150.02
b) Fuel Adjustment	Ps/KWH	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7
c) Total Selling Rate	Ps/KWH	190.35	213.08	226.718	226.72	226.72	226.72	226.72	226.72	226.72	226.72	226.72	226.72	226.72
Revenue from Sale of Energy:														
a) By Base Rate	Million Rs	707.49	1,131.99	1,245.19	1,245.21	1,245.21	1,245.21	1,245.21	1,245.21	1,245.21	1,245.21	1,245.21	1,245.21	1,245.21
b) By Fuel Adjustment	Million Rs	477.47	636.63	636.63	636.63	636.63	636.63	636.63	636.63	636.63	636.63	636.63	636.63	636.63
c) Total Revenue	Million Rs	1,184.97	1,768.62	1,881.82	1,881.84	1,881.84	1,881.84	1,881.84	1,881.84	1,881.84	1,881.84	1,881.84	1,881.84	1,881.84
EXPENDITURE														
- Fuel - Quantity	M.Ton	178,178.40	237,571.20	237,571.20	237,571.20	237,571.20	237,571.20	237,571.20	237,571.20	237,571.20	237,571.20	237,571.20	237,571.20	237,571.20
- Amount	Million Rs	292.75	390.33	390.33	390.33	390.33	390.33	390.33	390.33	390.33	390.33	390.33	390.33	390.33
- Salaries & Vages	Million Rs	4.28	6.55	7.53	8.66	9.96	11.46	13.17	15.15	17.42	20.04	23.04	26.50	30.00
- Other benefits	Million Rs	1.50	2.29	2.64	3.03	3.49	4.01	4.61	5.30	6.10	7.01	8.06	9.27	10.00
- Insurance, Repaires & Maintenance, Rents, Rates & Taxes and other expences	Million Rs	11.90	18.25	20.99	24.14	27.76	31.92	36.71	42.21	48.55	55.83	64.20	73.83	84.00
- Transport expenses	Million Rs	4.76	7.30	8.40	9.65	11.10	12.77	14.68	16.89	19.42	22.33	25.68	29.53	33.00
- Provision for fire & Machinery breakdown fund	Million Rs	3.90	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.00
- Depreciation	Million Rs	207.54	276.71	276.71	276.71	276.71	276.71	276.71	276.71	276.71	276.71	276.71	276.71	276.00
- Additional depreciation	Million Rs		27.67	55.34	83.01	110.69	110.69	110.69	110.69	110.69	110.69	110.69	110.69	110.00
- Interest on foreign loans	Million Rs	241.51	329.86	324.42	318.36	311.62	304.12	295.77	286.48	276.14	264.63	251.82	237.56	221.00
- Interest on local loans	Million Rs	127.26	177.02	176.85	175.20	169.90	161.06	150.46	138.63	125.42	110.67	94.20	75.83	55.00
- Administrative overhead	Million Rs	35.37	56.60	62.26	62.26	62.26	62.26	62.26	62.26	62.26	62.26	62.26	62.26	62.00
- Transmission and distribution expenses	Million Rs	132.66	283.00	311.30	311.30	311.30	311.30	311.30	311.30	311.30	311.30	311.30	311.30	311.00
- Agency commission & W.P. Fund	Million Rs	12.16	18.78	23.99	21.40	19.15	20.00	20.99	22.07	23.23	24.48	25.83	27.28	28.00
TOTAL EXPENDITURE		1,075.57	1,599.56	1,665.94	1,689.27	1,709.47	1,701.83	1,692.90	1,683.22	1,672.76	1,661.48	1,649.34	1,636.29	1,622.00
NET PROFIT/(LOSS)		109.40	169.06	215.88	192.57	172.37	180.01	188.94	198.62	209.07	220.36	232.50	245.55	259.00

1998-99	1999-2000	2000-01	2001-02	2002-2003	2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13 (3 Months)	TOTAL 20years
1,051,200	1,051,200	1,051,200	1,051,200	1,051,200	1,051,200	1,051,200	1,051,200	1,051,200	1,051,200	1,051,200	1,051,200	1,051,200	1,051,200	262,800	21,024,000
988,128	988,128	988,128	988,128	988,128	988,128	988,128	988,128	988,128	988,128	988,128	988,128	988,128	988,128	247,032	19,762,560
830,028	830,028	830,028	830,028	830,028	830,028	830,028	830,028	830,028	830,028	830,028	830,028	830,028	830,028	207,507	16,600,550
150.02	150.02	150.02	150.02	150.02	150.02	150.02	150.02	150.02	150.02	150.02	150.02	150.02	150.02	150.02	147.64
76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.70
226.72	226.72	226.72	226.72	226.72	226.72	226.72	226.72	226.72	226.72	226.72	226.72	226.72	226.72	226.72	224.34
1,245.21	1,245.21	1,245.21	1,245.21	1,245.21	1,245.21	1,245.21	1,245.21	1,245.21	1,245.21	1,245.21	1,245.21	1,245.21	1,245.21	311.30	24,564.50
636.63	636.63	636.63	636.63	636.63	636.63	636.63	636.63	636.63	636.63	636.63	636.63	636.63	636.63	159.16	12,732.62
1,881.84	1,881.84	1,881.84	1,881.84	1,881.84	1,881.84	1,881.84	1,881.84	1,881.84	1,881.84	1,881.84	1,881.84	1,881.84	1,881.84	470.46	37,297.12
7,571.20	237,571.20	237,571.20	237,571.20	237,571.20	237,571.20	237,571.20	237,571.20	237,571.20	237,571.20	237,571.20	237,571.20	237,571.20	237,571.20	59,392.80	4,751,424.00
390.33	390.33	390.33	390.33	390.33	390.33	390.33	390.33	390.33	390.33	390.33	390.33	390.33	390.33	97.58	7,806.59
13.17	15.15	17.42	20.04	23.04	26.50	30.47	35.04	40.30	46.35	53.30	61.29	70.49	81.06	23.30	605.37
4.61	5.30	6.10	7.01	8.06	9.27	10.67	12.27	14.11	16.22	18.65	21.45	24.67	28.37	8.16	211.88
36.71	42.21	48.55	55.83	64.20	73.83	84.91	97.64	112.29	129.13	148.50	170.78	196.39	225.85	64.93	1,886.70
14.68	16.89	19.42	22.33	25.68	29.53	33.96	39.06	44.92	51.65	59.40	68.31	78.56	90.34	25.97	674.68
5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	1.30	104.00
276.71	276.71	276.71	276.71	276.71	276.71	276.71	276.71	276.71	276.71	276.71	276.71	276.71	276.71	69.18	5,534.30
110.69	110.69	110.69	110.69	110.69	110.69	110.69	110.69	110.69	110.69	110.69	110.69	110.69	110.69	27.67	1,964.68
295.77	286.48	276.14	264.63	251.82	237.56	221.68	204.02	184.35	162.47	138.11	111.00	80.82	47.24	9.85	4,601.82
150.46	138.63	125.42	110.67	94.20	75.83	55.35	33.02	12.95	2.21						1,786.02
62.26	62.26	62.26	62.26	62.26	62.26	62.26	62.26	62.26	62.26	62.26	62.26	62.26	62.26	3.89	1,216.55
311.30	311.30	311.30	311.30	311.30	311.30	311.30	311.30	311.30	311.30	311.30	311.30	311.30	311.30	19.46	6,038.54
20.99	22.07	23.23	24.48	25.83	27.28	28.83	30.43	31.64	31.73	30.74	29.25	27.44	25.25	11.92	506.60
1,692.90	1,683.22	1,672.76	1,661.48	1,649.34	1,636.29	1,622.36	1,607.97	1,597.05	1,596.26	1,605.20	1,618.57	1,634.86	1,654.60	363.22	32,737.73
188.94	198.62	209.07	220.36	232.50	245.55	259.48	273.87	284.79	285.58	276.64	263.26	246.97	227.24	107.24	4,559.40

Table 9-6 200MW WEST WHARF THERMAL POWER STATION UNIT-2

COST ESTIMATION AND DISBURSEMENT SCHEDULE

(Unit : Mill. Rs.)

Description	Material & Services Foreign	Material & Services Local	Total	1991-92			1992-93			1993-94			1994-95		
				F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total
1. Civil Works	232.06	195.92	427.98	46.41	39.18	85.60	92.82	78.37	171.19	69.62	58.78	128.39	23.21	19.59	42.80
2. Boiler Plant	633.26	77.91	711.17	63.33		63.33	253.30	31.16	284.47	221.64	27.27	248.91	94.99	19.48	114.47
3. Turbine Plant	687.02	50.85	737.86	68.70		68.70	274.81	20.34	295.15	240.46	17.80	258.25	103.05	12.71	115.76
4. Electrical Equipment	333.90	31.71	365.61	33.39		33.39	133.56	12.68	146.24	116.86	11.10	127.96	50.08	7.93	58.01
5. Spare Parts	87.05	0.00	87.05				39.17		39.17	39.17		39.17	8.70		8.70
6. Ocean Freight @6.4%	Included in above items		0.00												
7. Import Duty @55%		1,085.30	1,085.30					488.39	488.39		488.39	488.39		108.53	108.53
8. Consultants Eng. Services	43.47	5.67	49.14	15.21	1.98	17.20	13.04	1.70	14.74	10.87	1.42	12.29	4.35	0.57	4.92
9. Training	0.68	0.41	1.08				0.34	0.20	0.54	0.34	0.20	0.54			
10. Escalation (on item 1 to 9)		343.87	343.87		4.41	4.41		117.08	117.08		162.13	162.13		60.26	60.26
11. I. D. C. 11% F, 11.315% L		543.32	543.32		23.10	23.10		140.50	140.50		288.33	288.33		91.40	91.40
12. Departmental Expenses	1.62	8.10	9.72		2.43	2.43	0.81	2.43	3.24	0.81	2.43	3.24		0.81	0.81
13. Contingency (5% on 1 to 10)	100.87	89.58	190.45	11.35	2.28	13.63	40.35	37.50	77.85	34.95	38.35	73.30	14.22	11.45	25.67
Total	2,119.91	2,432.64	4,552.55	238.39	73.38	311.77	848.20	930.34	1,778.55	734.71	1,096.18	1,830.89	298.60	332.73	631.33

Table 9-6 200MW WEST WHARF THERMAL POWER STATION UNIT-2

COST ESTIMATION AND DISBURSEMENT SCHEDULE

(Unit : Mill. Rs.)

Description	Material & Services Foreign	Material & Services Local	Total	1991-92			1992-93			1993-94			1994-95		
				F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total
Works	232.06	195.92	427.98	46.41	39.18	85.60	92.82	78.37	171.19	69.62	58.78	128.39	23.21	19.59	42.80
er Plant	633.26	77.91	711.17	63.33		63.33	253.30	31.16	284.47	221.64	27.27	248.91	94.99	19.48	114.47
ne Plant	687.02	50.85	737.86	68.70		68.70	274.81	20.34	295.15	240.46	17.80	258.25	103.05	12.71	115.76
rical Equipment	333.90	31.71	365.61	33.39		33.39	133.56	12.68	146.24	116.86	11.10	127.96	50.08	7.93	58.01
Parts	87.05	0.00	87.05				39.17		39.17	39.17		39.17	8.70		8.70
Freight @6.4% Included in above items			0.00												
t Duty @55%		1,085.30	1,085.30					488.39	488.39		488.39	488.39		108.53	108.53
stants Eng. Services	43.47	5.67	49.14	15.21	1.98	17.20	13.04	1.70	14.74	10.87	1.42	12.29	4.35	0.57	4.91
ing	0.68	0.41	1.08				0.34	0.20	0.54	0.34	0.20	0.54			
ation(on item 1 to 9)		343.87	343.87		4.41	4.41		117.08	117.08		162.13	162.13		60.26	60.26
C. 11% F. 11.315% L		543.32	543.32		23.10	23.10		140.50	140.50		288.33	288.33		91.40	91.40
tmental Expenses	1.62	8.10	9.72		2.43	2.43	0.81	2.43	3.24	0.81	2.43	3.24		0.81	0.81
ngency(5% on 1 to 10)	100.87	89.58	190.45	11.35	2.28	13.63	40.35	37.50	77.85	34.95	38.35	73.30	14.22	11.45	25.67
Total	2,119.91	2,432.64	4,552.55	238.39	73.38	311.77	848.20	930.34	1,778.55	734.71	1,096.18	1,830.89	298.60	332.73	631.33

Table 9-7 AMORTISATION SCHEDULE (UNIT II)

Year	Amount of Loan Interest Rate Payable Over	Rs.	2,119.91 11.00%	23.5 years including 3.5 years grace period from 30.6.1994 to 31.12.2014 (EXPRESSED IN MILLION Rs.)	Amount of		
					Loan Out- Standing	Principle Repayment	Interest Total
1991 - 1992	I			119.20		6.56	6.56
1992 - 1993	II			238.39		13.11	13.11
1993 - 1994	I			662.50		36.44	36.44
1994 - 1995	II			1,086.60		59.76	59.76
1995 - 1996	I			1,453.95		79.97	79.97
1996 - 1997	II			1,821.31		100.17	100.17
1997 - 1998	I			1,970.61		108.38	108.38
1998 - 1999	II			2,119.91	15.52	116.60	132.11
1999 - 2000	I			2,104.39	16.37	115.74	132.11
2000 - 2001	II			2,088.02	17.27	114.84	132.11
2001 - 2002	I			2,070.75	18.22	113.89	132.11
2002 - 2003	II			2,052.52	19.22	112.89	132.11
2003 - 2004	I			2,033.30	20.28	111.83	132.11
2004 - 2005	II			2,013.02	21.40	110.72	132.11
2005 - 2006	I			1,991.62	22.57	109.54	132.11
2006 - 2007	II			1,969.05	23.82	108.30	132.11
2007 - 2008	I			1,945.23	25.13	106.99	132.11
2008 - 2009	II			1,920.10	26.51	105.61	132.11
2009 - 2010	I			1,893.60	27.97	104.15	132.11
2010 - 2011	II			1,865.63	29.50	102.61	132.11
2011 - 2012	I			1,836.13	31.13	100.99	132.11
2012 - 2013	II			1,805.00	32.84	99.27	132.11
2013 - 2014	I			1,772.16	34.64	97.47	132.11
2014 - 2015	II			1,737.52	36.55	95.56	132.11
2015 - 2016	I			1,700.97	38.56	93.55	132.11
2016 - 2017	II			1,662.41	40.68	91.43	132.11
2017 - 2018	I			1,621.73	42.92	89.19	132.11
2018 - 2019	II			1,578.81	45.28	86.83	132.11
2019 - 2020	I			1,533.53	47.77	84.34	132.11
2020 - 2021	II			1,485.76	50.40	81.72	132.11
2021 - 2022	I			1,435.36	53.17	78.94	132.11
2022 - 2023	II			1,382.19	56.09	76.02	132.11
2023 - 2024	I			1,326.10	59.18	72.94	132.11
2024 - 2025	II			1,266.92	62.43	69.68	132.11
2025 - 2026	I			1,204.49	65.87	66.25	132.11
2026 - 2027	II			1,138.62	69.49	62.62	132.11
2027 - 2028	I			1,069.13	73.31	58.80	132.11
2028 - 2029	II			995.82	77.34	54.77	132.11
2029 - 2030	I			918.48	81.60	50.52	132.11
2030 - 2031	II			836.88	86.08	46.03	132.11
2031 - 2032	I			750.80	90.82	41.29	132.11
2032 - 2033	II			659.98	95.81	36.30	132.11
2033 - 2034	I			564.16	101.08	31.03	132.11
2034 - 2035	II			463.08	106.64	25.47	132.11
2035 - 2036	I			356.43	112.51	19.60	132.11
2036 - 2037	II			243.92	118.70	13.42	132.11
2037 - 2038	I			125.23	125.23	6.89	132.11

Table 9-8 AMORTISATION SCHEDULE (UNIT II)

Local Currency Loan 1,288.56
 Interest Rate 11.315%
 Payable in 15 years including 4 years grace period
 (EXPRESSED IN MILLION Rs.)

Year	Opening Balance	With-drawals	Repayment	Closing Balance	Interest
1991 - 1992		20.21		20.21	1.14
1992 - 1993	20.21	20.21		40.42	2.29
1993 - 1994	40.42	234.05		274.47	15.53
1994 - 1995	274.47	234.05		508.53	28.77
1995 - 1996	508.53	298.42		806.95	45.65
1996 - 1997	806.95	298.42		1,105.37	62.54
1997 - 1998	1,105.37	91.59		1,196.96	67.72
1998 - 1999	1,196.96	91.59		1,288.56	72.90
1999 - 2000	1,288.56		0.49	1,288.07	72.90
2000 - 2001	1,288.07		1.00	1,287.07	72.87
2001 - 2002	1,287.07		6.68	1,280.40	72.82
2002 - 2003	1,280.40		12.67	1,267.72	72.44
2003 - 2004	1,267.72		20.56	1,247.17	71.72
2004 - 2005	1,247.17		28.89	1,218.28	70.56
2005 - 2006	1,218.28		32.72	1,185.56	68.92
2006 - 2007	1,185.56		36.77	1,148.79	67.07
2007 - 2008	1,148.79		38.85	1,109.94	64.99
2008 - 2009	1,109.94		41.05	1,068.89	62.79
2009 - 2010	1,068.89		43.37	1,025.52	60.47
	1,025.52		45.83	979.69	58.02
	979.69		48.42	931.28	55.43
	931.28		51.16	880.12	52.69
	880.12		54.05	826.07	49.79
	826.07		57.11	768.96	46.73
	768.96		60.34	708.62	43.50
	708.62		63.75	644.86	40.09
	644.86		67.36	577.50	36.48
	577.50		71.17	506.33	32.67
	506.33		75.20	431.13	28.65
	431.13		79.45	351.68	24.39
	351.68		82.32	269.36	19.90
	269.36		85.35	184.02	15.24
	184.02		71.31	112.70	10.41
	112.70		56.49	56.22	6.38
	56.22		35.63	20.58	3.18
	20.58		13.60	6.99	1.16
	6.99		6.99	0.00	0.40

Table 9-9 200MW WEST WHARF THERMAL POWER STATION UNIT-2

PROFIT & LOSS ACCOUNT
1994/95 - 2014/15

Description		1994-95 (9 Months)	1995-96	1996-97	1997-98	1998-99	1999-00	2000-01	2001-2002	2002-03	2003-04	2004-2005	2005-06	2006-07
Units Generated	MWH	788,400	1,051,200	1,051,200	1,051,200	1,051,200	1,051,200	1,051,200	1,051,200	1,051,200	1,051,200	1,051,200	1,051,200	1,051,200
Units Sentout	MWH	741,096	988,128	988,128	988,128	988,128	988,128	988,128	988,128	988,128	988,128	988,128	988,128	988,128
Units Sold	MWH	622,521	830,028	830,028	830,028	830,028	830,028	830,028	830,028	830,028	830,028	830,028	830,028	830,028
Average Selling Rate:														
a) Base Rate	Ps/KWH	150.02	150.02	150.02	150.02	150.02	150.02	150.02	150.02	150.02	150.02	150.02	150.02	150.02
b) Fuel Adjustment	Ps/KWH	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7
c) Total Selling Rate	Ps/KWH	226.72	226.72	226.72	226.72	226.72	226.72	226.72	226.72	226.72	226.72	226.72	226.72	226.72
Revenue from Sale of Energy:														
a) By Base Rate	Million Rs	933.91	1,245.21	1,245.21	1,245.21	1,245.21	1,245.21	1,245.21	1,245.21	1,245.21	1,245.21	1,245.21	1,245.21	1,245.21
b) By Fuel Adjustment	Million Rs	477.47	636.63	636.63	636.63	636.63	636.63	636.63	636.63	636.63	636.63	636.63	636.63	636.63
c) Total Revenue	Million Rs	1,411.38	1,881.84	1,881.84	1,881.84	1,881.84	1,881.84	1,881.84	1,881.84	1,881.84	1,881.84	1,881.84	1,881.84	1,881.84
EXPENDITURE														
- Fuel - Quantity	M.Ton	178,178.40	237,571.20	237,571.20	237,571.20	237,571.20	237,571.20	237,571.20	237,571.20	237,571.20	237,571.20	237,571.20	237,571.20	237,571.20
- Amount	Million Rs	292.75	390.33	390.33	390.33	390.33	390.33	390.33	390.33	390.33	390.33	390.33	390.33	390.33
- Salaries & Wages	Million Rs	5.66	8.67	9.97	11.47	13.19	15.16	17.44	20.05	23.06	26.52	30.50	35.07	40.00
- Other benefits	Million Rs	1.98	3.03	3.49	4.01	4.62	5.31	6.10	7.02	8.07	9.28	10.67	12.28	14.00
- Insurance, Repaires & Maintenance, Rents, Rates & Taxes and other expences	Million Rs	15.74	24.14	27.76	31.93	36.71	42.22	48.55	55.84	64.21	73.84	84.92	97.66	112.00
- Transport expenses	Million Rs	6.30	9.65	11.10	12.76	14.68	16.88	19.41	22.32	25.67	29.52	33.95	39.04	44.00
- Provision for fire & Machinery breakdown fund	Million Rs	3.90	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20
- Depreciation	Million Rs	153.65	204.86	204.86	204.86	204.86	204.86	204.86	204.86	204.86	204.86	204.86	204.86	204.86
- Additional depreciation	Million Rs		20.49	40.97	61.46	81.95	81.95	81.95	81.95	81.95	81.95	81.95	81.95	81.95
- Interest on foreign loans	Million Rs	168.73	230.58	226.78	222.55	217.84	212.59	206.76	200.26	193.03	184.99	176.03	166.06	154.00
- Interest on local loans	Million Rs	105.46	145.80	145.69	144.16	139.48	132.07	123.27	113.44	102.48	90.24	76.57	61.32	44.00
- Administrative overhead	Million Rs	46.70	62.26	62.26	62.26	62.26	62.26	62.26	62.26	62.26	62.26	62.26	62.26	62.26
- Transmission and distribution expenses	Million Rs	233.48	311.30	311.30	311.30	311.30	311.30	311.30	311.30	311.30	311.30	311.30	311.30	311.30
- Agency commission & W.P. Fund	Million Rs	37.70	46.55	44.21	41.95	39.94	40.17	40.44	40.70	40.94	41.15	41.33	41.45	41.00
TOTAL EXPENDITURE		1,072.05	1,462.87	1,483.93	1,504.24	1,522.36	1,520.30	1,517.87	1,515.54	1,513.37	1,511.45	1,509.88	1,508.78	1,508.00
NET PROFIT/(LOSS)		339.33	418.97	397.91	377.59	359.48	361.54	363.97	366.30	368.47	370.39	371.96	373.06	373.00

	1999-00	2000-01	2001-2002	2002-03	2003-04	2004-2005	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15 (3 Months)	TOTAL 20years
00	1,051,200	1,051,200	1,051,200	1,051,200	1,051,200	1,051,200	1,051,200	1,051,200	1,051,200	1,051,200	1,051,200	1,051,200	1,051,200	1,051,200	1,051,200	262,800	21,024,000
28	988,128	988,128	988,128	988,128	988,128	988,128	988,128	988,128	988,128	988,128	988,128	988,128	988,128	988,128	988,128	247,032	19,762,560
28	830,028	830,028	830,028	830,028	830,028	830,028	830,028	830,028	830,028	830,028	830,028	830,028	830,028	830,028	830,028	207,507	16,600,550
02	150.02	150.02	150.02	150.02	150.02	150.02	150.02	150.02	150.02	150.02	150.02	150.02	150.02	150.02	150.02	150.02	150.02
.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.70
72	226.72	226.72	226.72	226.72	226.72	226.72	226.72	226.72	226.72	226.72	226.72	226.72	226.72	226.72	226.72	140.23	222.60
21	1,245.21	1,245.21	1,245.21	1,245.21	1,245.21	1,245.21	1,245.21	1,245.21	1,245.21	1,245.21	1,245.21	1,245.21	1,245.21	1,245.21	1,245.21	311.30	24,904.15
63	636.63	636.63	636.63	636.63	636.63	636.63	636.63	636.63	636.63	636.63	636.63	636.63	636.63	636.63	636.63	159.16	12,732.62
84	1,881.84	1,881.84	1,881.84	1,881.84	1,881.84	1,881.84	1,881.84	1,881.84	1,881.84	1,881.84	1,881.84	1,881.84	1,881.84	1,881.84	1,881.84	470.46	37,636.77
20	237,571.20	237,571.20	237,571.20	237,571.20	237,571.20	237,571.20	237,571.20	237,571.20	237,571.20	237,571.20	237,571.20	237,571.20	237,571.20	237,571.20	237,571.20	59,392.80	4,751,424.00
33	390.33	390.33	390.33	390.33	390.33	390.33	390.33	390.33	390.33	390.33	390.33	390.33	390.33	390.33	390.33	97.58	7,806.59
19	15.16	17.44	20.05	23.06	26.52	30.50	35.07	40.34	46.39	53.34	61.35	70.55	81.13	93.30	107.30	30.85	801.30
62	5.31	6.10	7.02	8.07	9.28	10.67	12.28	14.12	16.24	18.67	21.47	24.69	28.40	32.66	37.55	10.80	280.45
71	42.22	48.55	55.84	64.21	73.84	84.92	97.66	112.31	129.16	148.53	170.81	196.43	225.89	259.78	298.74	85.89	2,231.06
68	16.88	19.41	22.32	25.67	29.52	33.95	39.04	44.90	51.63	59.37	68.28	78.52	90.30	103.85	119.42	34.33	891.88
20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	5.20	1.30	104.00
86	204.86	204.86	204.86	204.86	204.86	204.86	204.86	204.86	204.86	204.86	204.86	204.86	204.86	204.86	204.86	51.22	4,097.29
95	81.95	81.95	81.95	81.95	81.95	81.95	81.95	81.95	81.95	81.95	81.95	81.95	81.95	81.95	81.95	20.49	1,454.54
84	212.59	206.76	200.26	193.03	184.99	176.03	166.06	154.97	142.62	128.87	113.57	96.54	77.59	56.50	33.02	6.89	3,216.77
48	132.07	123.27	113.44	102.48	90.24	76.57	61.32	44.29	25.65	9.56	1.56						1,461.04
26	62.26	62.26	62.26	62.26	62.26	62.26	62.26	62.26	62.26	62.26	62.26	62.26	62.26	62.26	62.26	3.89	1,233.53
30	311.30	311.30	311.30	311.30	311.30	311.30	311.30	311.30	311.30	311.30	311.30	311.30	311.30	311.30	311.30	19.46	6,167.67
94	40.17	40.44	40.70	40.94	41.15	41.33	41.45	41.50	41.43	40.76	38.89	35.92	32.26	27.99	22.99	10.78	789.06
36	1,520.30	1,517.87	1,515.54	1,513.37	1,511.45	1,509.88	1,508.78	1,508.32	1,509.00	1,515.01	1,531.83	1,558.56	1,591.48	1,629.96	1,674.93	373.46	30,535.19
48	361.54	363.97	366.30	368.47	370.39	371.96	373.06	373.52	372.84	366.83	350.01	323.28	290.36	251.87	206.91	97.00	7,101.58

Table 9-10 Financial Benefit and Cost Stream on Cash Flow Basis

Year	UNIT I				UNIT II		
	Benefit	Cost		Benefit	Cost		
		Con. Cost	O/M		Con. Cost	O/M	Total
88/89		42.31					
89/90		396.71					
90/91		2,196.24					
91/92		2,059.83					
92/93	1,184.97	720.49	499.27	1,184.97	288.68	644.20	288.68
93/94	1,768.62		788.30	1,768.62	1,638.05	861.14	1,638.05
94/95	1,881.82		832.62	1,881.82	1,542.56	861.14	1,542.56
95/96	1,881.84		835.97	1,881.84	539.94	865.62	865.62
96/97	1,881.84		840.55	1,881.84		871.21	871.21
97/98	1,881.84		849.25	1,881.84		878.23	878.23
98/99	1,881.84		859.26	1,881.84		888.83	888.83
99/00	1,881.84		870.71	1,881.84		901.04	901.04
00/01	1,881.84		883.81	1,881.84		915.02	915.02
01/02	1,881.84		898.78	1,881.84		931.05	931.05
02/03	1,881.84		915.91	1,881.84		949.41	949.41
03/04	1,881.84		935.51	1,881.84		970.46	970.46
04/05	1,881.84		957.93	1,881.84		994.59	994.59
05/06	1,881.84		983.53	1,881.84		1,022.25	1,022.25
06/07	1,881.84		1,012.34	1,881.84		1,053.92	1,053.92
07/08	1,881.84		1,044.17	1,881.84		1,089.77	1,089.77
08/09	1,881.84		1,079.68	1,881.84		1,129.89	1,129.89
09/10	1,881.84		1,120.18	1,881.84		1,175.20	1,175.20
10/11	1,881.84		1,166.64	1,881.84		1,227.07	1,227.07
11/12	1,881.84		1,219.96	1,881.84		1,286.66	1,286.66
12/13	470.46		256.51	470.46		1,355.10	1,355.10
13/14						294.87	294.87
14/15							
Res. Value	614.92			455.25			

(Unit : Mill. Rs.)

Note:

- Table 9-5
Total Revenue
- Table 9-2
Annual Disbursement
Excluding:
I.D.C.
- Table 9-5
Annual Expenditure
Excluding:
. Depreciation
. Additional Depreciation
. Interest on Foreign
Loans
. Interest on Local Loans
- Table 9-9
Same as 1
- Table 9-6
Same as 2
- Table 9-9
Same as 3

Note: 1. 2. 3. 4. 5. 6.

Table 9-11. Financial Internal Rate of Return

(Unit : Mill. Rs)

Year	Discount Rate = 11%				Discount Rate = 17.34%			
	Financial Benefit	Financial Cost	Net Benefit	Present Value (11%)	Net Present Value	Present Value	Net Present Value	FIRR
88/89	0.00	42.31	-42.31	-38.12	2,934.46	-36.06	-0.00129	17.34263%
89/90	0.00	396.71	-396.71	-321.98		-288.11		
90/91	0.00	2,196.24	-2,196.24	-1,605.88		-1,359.29		
91/92	0.00	2,348.51	-2,348.51	-1,547.03		-1,238.71		
92/93	1,184.97	2,857.80	-1,672.84	-992.75		-751.92		
93/94	1,768.62	2,330.87	-562.25	-300.60		-215.37		
94/95	3,293.20	2,016.76	1,276.44	614.81		416.69		
95/96	3,763.68	1,697.11	2,066.57	896.74		574.91		
96/97	3,763.68	1,706.17	2,057.50	804.33		487.80		
97/98	3,763.68	1,720.46	2,043.22	719.59		412.82		
98/99	3,763.68	1,737.49	2,026.19	642.88		348.87		
99/00	3,763.68	1,759.54	2,004.13	572.86		294.07		
00/01	3,763.68	1,784.84	1,978.83	509.58		247.45		
01/02	3,763.68	1,813.81	1,949.87	452.36		207.79		
02/03	3,763.68	1,846.96	1,916.71	400.60		174.07		
03/04	3,763.68	1,884.93	1,878.75	353.75		145.40		
04/05	3,763.68	1,928.39	1,835.28	311.32		121.05		
05/06	3,763.68	1,978.12	1,785.55	272.87		100.36		
06/07	3,763.68	2,034.60	1,729.08	238.06		82.82		
07/08	3,763.68	2,098.10	1,665.58	206.59		67.99		
08/09	3,763.68	2,169.45	1,594.22	178.14		55.46		
09/10	3,763.68	2,250.06	1,513.61	152.37		44.87		
10/11	3,763.68	2,341.84	1,421.83	128.95		35.92		
11/12	3,763.68	2,447.04	1,316.64	107.58		28.35		
12/13	2,967.22	1,543.17	1,424.05	104.82		26.13		
13/14	1,881.84	1,355.10	526.74	34.93		8.24		
14/15	925.71	294.87	630.84	37.69		8.41		

Calculation formula is as follows:-

$$\text{Benefit (Present Value)} = \sum_{i=1}^n \frac{B_i}{(1+r)^i}$$

$$\text{Cost (present Value)} = \sum_{i=1}^n \frac{C_i}{(1+r)^i}$$

Where, B_i : Benefit in "i" th year

C_i : Cost in "i" th year

i : "i" th year

n : Project life

$$\text{Net present Value (NPV)} = \sum_{i=1}^n \frac{B_i - C_i}{(1+r)^i}$$

$$\text{IRR : Discount Rate} = r_0$$

$$\text{NPV} = \sum_{i=1}^n \frac{B_i - C_i}{(1+r_0)^i} = 0$$

Table 9-12 Financial Benefit and Cost Stream on Cash Flow Basis (Base Rate = Ps.113.65)

(Unit : Mill. Rs.)

Year	UNIT I				UNIT II		
	Benefit	Cost		Total	Benefit	Cost	
		Con. Cost	O/M			Con. Cost	O/M
88/89		42.31		42.31			
89/90		396.71		396.71			
90/91		2,196.24		2,196.24			
91/92		2,059.83		2,059.83			
92/93	1,184.97	720.49	499.27	1,219.75	288.68		288.68
93/94	1,579.96		718.50	718.50	1,638.05		1,638.05
94/95	1,579.96		720.93	720.93	1,542.56		1,542.56
95/96	1,579.96		724.28	724.28		560.43	1,100.36
96/97	1,579.96		730.83	730.83		749.44	749.44
97/98	1,579.96		738.68	738.68		753.93	753.93
98/99	1,579.96		747.70	747.70		759.52	759.52
99/00	1,579.96		759.02	759.02		766.53	766.53
00/01	1,579.96		772.11	772.11		777.14	777.14
01/02	1,579.96		787.09	787.09		789.34	789.34
02/03	1,579.96		804.22	804.22		803.33	803.33
03/04	1,579.96		823.82	823.82		819.35	819.35
04/05	1,579.96		846.23	846.23		837.72	837.72
05/06	1,579.96		871.83	871.83		858.77	858.77
06/07	1,579.96		900.65	900.65		882.90	882.90
07/08	1,579.96		932.48	932.48		910.56	910.56
08/09	1,579.96		967.99	967.99		942.23	942.23
09/10	1,579.96		1,008.48	1,008.48		978.07	978.07
10/11	1,579.96		1,054.94	1,054.94		1,018.19	1,018.19
11/12	1,579.96		1,108.27	1,108.27		1,063.51	1,063.51
12/13	394.99		243.87	243.87		1,115.38	1,115.38
13/14						1,174.96	1,174.96
14/15						1,243.40	1,243.40
Res. Value					614.92	282.23	282.23

Table 9-13 Financial Internal Rate of Return (Base Rate = Ps.113.65)

Year	Financial Benefit	Financial Cost	Net Benefit	Present Value (11%)	Net Present Value	Present Value	(Unit : Mill. Rs.)	
							Net Present Value	FIRR
88/89	0.00	42.31	-42.31	-38.12	1,291.41	-37.11	-0.00003	14.01252%
89/90	0.00	396.71	-396.71	-321.98		-305.19		
90/91	0.00	2,196.24	-2,196.24	-1,605.88		-1,481.91		
91/92	0.00	2,348.51	-2,348.51	-1,547.03		-1,389.89		
92/93	1,184.97	2,857.80	-1,672.84	-992.75		-868.34		
93/94	1,579.96	2,261.06	-681.10	-364.15		-310.10		
94/95	2,764.93	1,821.30	943.63	454.51		376.82		
95/96	3,159.91	1,473.72	1,686.20	731.69		590.59		
96/97	3,159.91	1,484.76	1,675.15	654.86		514.61		
97/98	3,159.91	1,498.20	1,661.72	585.23		447.75		
98/99	3,159.91	1,514.23	1,645.68	522.15		388.93		
99/00	3,159.91	1,536.15	1,623.76	464.14		336.58		
00/01	3,159.91	1,561.45	1,598.46	411.63		290.62		
01/02	3,159.91	1,590.41	1,569.50	364.12		250.28		
02/03	3,159.91	1,623.57	1,536.34	321.10		214.88		
03/04	3,159.91	1,661.53	1,498.38	282.13		183.82		
04/05	3,159.91	1,705.00	1,454.91	246.80		156.55		
05/06	3,159.91	1,754.73	1,405.18	214.74		132.61		
06/07	3,159.91	1,811.20	1,348.71	185.69		111.64		
07/08	3,159.91	1,874.71	1,285.21	159.41		93.31		
08/09	3,159.91	1,946.06	1,213.85	135.64		77.30		
09/10	3,159.91	2,026.67	1,133.24	114.08		63.29		
10/11	3,159.91	2,118.45	1,041.46	94.45		51.02		
11/12	3,159.91	2,223.65	936.27	76.50		40.23		
12/13	2,589.87	1,418.83	1,171.04	86.20		44.13		
13/14	1,579.96	1,243.40	336.56	22.32		11.12		
14/15	850.24	282.23	568.01	33.93		16.47		

Table 9-14 Economic Benefit and Cost on Cash Flow Basis

Year	UNIT I				UNIT II		
	Benefit	Cost		Benefit	Cost		Total
		Con. Cost	O/M		Con. Cost	O/M	
88/89		42.31					
89/90		396.71					
90/91		1,524.78		288.68			288.68
91/92	1,184.97	1,388.37	487.11	1,149.66	606.50		1,149.66
92/93	1,768.62	571.27	769.52	1,054.18	814.59		1,054.18
93/94	1,881.84		808.64	431.41	821.41		1,037.90
94/95	1,881.84		814.58		829.26		814.59
95/96	1,881.84		821.40		838.28		821.41
96/97	1,881.84		829.24		848.66		829.26
97/98	1,881.84		838.27		860.60		838.28
98/99	1,881.84		848.64		874.32		848.66
99/00	1,881.84		860.58		890.11		860.60
00/01	1,881.84		874.30		908.26		874.32
01/02	1,881.84		890.08		929.14		890.11
02/03	1,881.84		908.23		953.14		908.26
03/04	1,881.84		929.10		980.75		929.14
04/05	1,881.84		953.10		1,012.50		953.14
05/06	1,881.84		980.70		1,049.01		980.75
06/07	1,881.84		1,012.44		1,091.00		1,012.50
07/08	1,881.84		1,048.95		1,139.28		1,049.01
08/09	1,881.84		1,090.92		1,194.81		1,091.00
09/10	1,881.84		1,139.20		1,258.67		1,139.28
10/11	1,881.84		1,194.71		1,332.11		1,194.81
11/12	1,881.84		244.60		284.10		1,258.67
12/13	470.46						1,332.11
13/14							284.10
14/15							
Res. Value	614.92			470.46	455.25		

(Unit : Mill. Rs.)

Note:

1. Table 9-5
Total Revenue
2. Table 9-2
Annual Disbursement
Excluding:
• Import Duty
• I.D.C.
3. Table 9-5
Annual Expenditure
Excluding:
• Depreciation
• Additional Depreciation
• Interest on Foreign Loans
• Interest on Local Loans
• Agency Commission & W.P. Fund
4. Table 9-9
Same as 1
5. Table 9-6
Same as 2
6. Table 9-9
Same as 3

Note: 1. 2. 3. 4. 5. 6.

Table 9-15 Economic Internal Rate of Return

Year	Economic Benefit	Economic Cost	Net Benefit	Present Value (11%)	Net Present Value	Present Value (EIRR)	(Unit : Mill. Rs.)	
							Net Present Value	EIRR
88/89	0.00	42.31	-42.31	-38.12	4,850.48	-34.11	-0.00018	24.06516%
89/90	0.00	396.71	-396.71	-321.98		-257.73		
90/91	0.00	1,524.78	-1,524.78	-1,114.91		-798.47		
91/92	0.00	1,677.04	-1,677.04	-1,104.72		-707.86		
92/93	1,184.97	2,208.05	-1,023.08	-607.15		-348.07		
93/94	1,768.62	1,823.70	-55.08	-29.45		-15.10		
94/95	3,293.20	1,846.54	1,446.66	696.80		319.76		
95/96	3,763.68	1,629.16	2,134.51	926.22		380.28		
96/97	3,763.68	1,642.81	2,120.87	829.10		304.55		
97/98	3,763.68	1,658.50	2,105.17	741.41		243.66		
98/99	3,763.68	1,676.55	2,087.13	662.21		194.72		
99/00	3,763.68	1,697.31	2,066.37	590.65		155.39		
00/01	3,763.68	1,721.17	2,042.50	525.97		123.80		
01/02	3,763.68	1,748.62	2,015.05	467.48		98.44		
02/03	3,763.68	1,780.19	1,983.49	414.56		78.11		
03/04	3,763.68	1,816.49	1,947.19	366.64		61.80		
04/05	3,763.68	1,858.23	1,905.44	323.23		48.75		
05/06	3,763.68	1,906.24	1,857.43	283.86		38.30		
06/07	3,763.68	1,961.45	1,802.23	248.13		29.95		
07/08	3,763.68	2,024.94	1,738.74	215.66		23.29		
08/09	3,763.68	2,097.96	1,665.72	186.13		17.99		
09/10	3,763.68	2,181.92	1,581.76	159.23		13.77		
10/11	3,763.68	2,278.48	1,485.20	134.70		10.42		
11/12	3,763.68	2,389.53	1,374.15	112.27		7.77		
12/13	2,967.22	1,503.27	1,463.95	107.76		6.67		
13/14	1,881.84	1,332.11	549.73	36.45		2.02		
14/15	925.71	284.10	641.62	38.33		1.90		

Table 9-16 Economic Benefit and Cost on Cash Flow Basis (Base Rate = 113.65 Ps/KWh)

Year	UNIT I				UNIT II				
	Benefit	Cost		Benefit	Cost				
		Con. Cost	O/M		Con. Cost	O/M	Total		
88/89		42.31				42.31			
89/90		396.71				396.71			
90/91		1,524.78				1,524.78			
91/92		1,388.37				1,388.37			
92/93		571.27	487.11	1,184.97	288.68	1,054.18	288.68		288.68
93/94	1,579.96		712.92	1,579.96	1,149.66		1,149.66		1,149.66
94/95	1,579.96		718.08	1,579.96	1,054.18		1,054.18		1,054.18
95/96	1,579.96		724.01	1,579.96	431.41		431.41	538.57	969.98
96/97	1,579.96		730.83	1,579.96				724.02	724.02
97/98	1,579.96		738.68	1,579.96				730.85	730.85
98/99	1,579.96		747.70	1,579.96				738.69	738.69
99/00	1,579.96		758.08	1,579.96				747.72	747.72
00/01	1,579.96		770.01	1,579.96				758.10	758.10
01/02	1,579.96		783.73	1,579.96				770.03	770.03
02/03	1,579.96		799.52	1,579.96				783.76	783.76
03/04	1,579.96		817.66	1,579.96				799.54	799.54
04/05	1,579.96		838.53	1,579.96				817.70	817.70
05/06	1,579.96		862.54	1,579.96				838.57	838.57
06/07	1,579.96		890.14	1,579.96				862.58	862.58
07/08	1,579.96		921.88	1,579.96				890.19	890.19
08/09	1,579.96		958.38	1,579.96				921.93	921.93
09/10	1,579.96		1,000.36	1,579.96				958.45	958.45
10/11	1,579.96		1,048.63	1,579.96				1,000.43	1,000.43
11/12	1,579.96		1,104.15	1,579.96				1,048.72	1,048.72
12/13	1,579.96		1,104.15	1,579.96				1,104.25	1,104.25
13/14	394.99		238.94	1,579.96				1,168.11	1,168.11
14/15				1,579.96				1,241.54	1,241.54
Res. Value	614.92			394.99				278.44	278.44
				455.25					

Table 9-17 Economic Internal Rate of Return (Base Rate = 113.65 Ps/KW)

Year	Economic Benefit	Economic Cost	Net Benefit	Present Value (11%)	Net Present Value	Present Value (EIRR)	(Unit : Mill. Rs.)	
							Net Present Value	EIRR
88/89	0.00	42.31	-42.31	-38.12	3,026.21	-35.29	Net Present Value	19.90728%
89/90	0.00	396.71	-396.71	-321.98		-275.92	-0.00016	
90/91	0.00	1,524.78	-1,524.78	-1,114.91		-884.45		
91/92	0.00	1,677.04	-1,677.04	-1,104.72		-811.26		
92/93	1,184.97	2,208.05	-1,023.08	-607.15		-412.75		
93/94	1,579.96	1,767.10	-187.14	-100.05		-62.96		
94/95	2,764.93	1,688.06	1,076.87	518.68		302.16		
95/96	3,159.91	1,448.03	1,711.88	742.83		400.60		
96/97	3,159.91	1,461.68	1,698.23	663.88		331.43		
97/98	3,159.91	1,477.37	1,682.54	592.56		273.85		
98/99	3,159.91	1,495.42	1,664.49	528.12		225.93		
99/00	3,159.91	1,516.18	1,643.74	469.85		186.07		
00/01	3,159.91	1,540.05	1,619.87	417.14		152.93		
01/02	3,159.91	1,567.49	1,592.42	369.43		125.38		
02/03	3,159.91	1,599.06	1,560.86	326.23		102.49		
03/04	3,159.91	1,635.36	1,524.55	287.06		83.49		
04/05	3,159.91	1,677.11	1,482.81	251.53		67.72		
05/06	3,159.91	1,725.11	1,434.80	219.27		54.65		
06/07	3,159.91	1,780.32	1,379.59	189.94		43.82		
07/08	3,159.91	1,843.81	1,316.10	163.24		34.86		
08/09	3,159.91	1,916.83	1,243.09	138.91		27.46		
09/10	3,159.91	2,000.79	1,159.12	116.69		21.36		
10/11	3,159.91	2,097.35	1,062.56	96.37		16.33		
11/12	3,159.91	2,208.40	951.52	77.74		12.19		
12/13	2,589.87	1,407.04	1,182.83	87.07		12.64		
13/14	1,579.96	1,241.54	338.41	22.44		3.02		
14/15	850.24	278.44	571.81	34.16		4.25		

第10章 環境評価

10.1 ウェストワーフ火力発電所の環境評価

ウェストワーフ火力発電所の開発による環境への影響の予備調査を実施した。

諸外国に於いても、工業発展に伴い環境対策は重要な問題になっている。

一地区の環境対策を検討する場合、その地区の長期的な工業発展計画を考慮する必要がある。

特にSO₂の排出量の増大には留意が大切であり、今回の調査でも主として燃料の燃焼によるSO_xの排出について検討した。

火力発電所から排出する他の有害物質ばいじん、NO_x等はSO_xに比してその影響が少い。

10.2 調査結果

本調査では上述の通り、ウェストワーフ火力発電所の開発に伴う環境への影響、特にSO₂について検討した。

検討結果：

200MW機，1基の場合	煙突必要高さ	120m
200MW機，2基の場合	〃	140m

但し、SO₂の地上最大濃度を0.04ppmとする。

10.3 データ調査

10.3.1 概 括

ウエストワープ火力発電所の環境対策を検討する場合、次の諸データが必要になる。

すなわち、

気象条件

- (1) 風向, 風速
- (2) 降雨量および湿度
- (3) 気温

本調査では、これらの諸データは下記の報告書に記載してあるものを使用した。

"KARACHI ELECTRIC SUPPLY CORPORATION,
POWER DEVELOPMENT AND TARIFF STUDY"

Volume III

"GENERATION DEVELOPMENT"

Electrowatt, Fichtner, Jafri, Asian Development Bank

T.A.No. 411-Pakistan

10.3.2 気象条件

検討対象地区は、高温、多湿で夏が長く（5月～10月）冬は比較的短く（11月～2月）温暖である。

夏期は湿度が高く、またモンスーンの影響による南西の風によって雲量が多い。

一方、冬期は風向は北東に変わり、気温、湿度は穏かである。

10.3.3 風

前述の通り、本地区の風向は南西および西が圧倒的で、風速は夏期（5月～10月）のモンスーン季節が最も強い。

過去10年間（1975-1984）の風向の頻度分布および風速分布を Fig. 10.1に示す。

この風向、風速分布より発電所よりの排出物による影響は、発電所の東側と東北側になることが判る。

この地方はサイクロンの発生地であるアフリカ沿岸やベンガル湾と遠く離れており、サイクロンや雷雨はカラチの数百km南を通過するのが普通で、それらの影響は殆んどない。

10.3.4 降雨量と湿度

1975-1984年の10年間の雨量と湿度の月平均記録を Table 10.1に示す。

霧の発生はモンスーンの発生時期である10月から1月が多く、4月から9月の間は発生しない。

一年を通じて霧の発生は平均10回である。

一般に視界は良く、霞みは少い。

Table 10.1によれば、相対湿度の最高値は5月～8月に発生するモンスーンの影響で、78～85%に達する。また、最低値は、12月～1月の60～70%である。

この地方は、アラビア海の影響で全般的に多湿で、年間を通じて相対湿度の変化が少く、平均80%である。

日間の最低平均相対湿度は、7月は59%、1月は75%である。

Table 10-1 (Average figures for 1975 - 1984)

Month	Average Precipitation (in mm)	Average Relative Humidity
Jan.	12.1	62%
Feb.	20.6	69%
Mar.	13.1	72%
Apr.	1.1	75%
May	-	75%
June	9.8	76%
July	74.6	80%
Aug.	100.1	85%
Sept.	20.0	80%
Oct.	3.1	75%
Nov.	2.0	62%
Dec.	8.7	65%

10.3.5 温 度

対象地区の1975-1984年の期間中における月平均温度、月最高温度、月最低の温度の10年月平均値を Table 10.2に示す。これによると、年間の最高温度変化は 28℃から 48℃、また最低温度変化は 6℃から 27℃である。

年間の最高温度の月は5、6月で、最低の月は1月である。

Table 10-2

(Average Temperatures for the period 1975 - 1987)

Month	Temperature °C		
	Max.	Min.	Mean
Jan.	28.7	6.1	18.2
Feb.	32.3	7.9	20.3
Mar.	35.4	11.5	24.1
Apr.	40.1	18.2	28.4
May	41.2	21.9	30.6
June	42.7	26.2	31.7
July	37.1	25.4	30.4
Aug.	35.5	24.2	28.7
Sept.	37.5	23.0	29.1
Oct.	38.8	15.9	27.2
Nov.	36.2	11.1	23.3
Dec.	30.8	8.3	19.6

10.4 現状の推定

現在、ウエストワーフ火力発電所では、33MW機が2基稼働しているが、この地区ではこの発電所以外、車の排気ガスを除いては、特に大気汚染につながる工場はない。

現在の大気汚染の状況については、資料がなく、また収集できなかった。

したがって、本調査では燃料の成分を基に、Satton の式を使用してウエストワーフ火力発電所の排煙による影響を推定した。

10.4.1 現状の推定計算

ウエストワーフ火力発電所より排出される、SO₂による大気汚染の計算を行い、現状を推定した。

計算条件

煙突高さ	: Ho = 50m
燃料中の硫黄含有量	: S = 3.5%
排ガス速度	: Vs = 13m/s
平均風速	: u = 6m/s
排ガス温度	: TS = 273° + 135° = 408°K
大気温度	: To = 33°C
高位発熱量	: Hh = 10,000kcal/kg (KESCデータ)
燃料1kg当り水素発生量	: h = 0.113kg
燃料1kg当り水の発生量	: w = 0.010kg
空気比	: m = 1.2
燃料消費量	: w = 10,775kg/h @ 33MW, 効率25%

(1) 排ガス量の計算

計算式 (1.1) から (1.7) による。(10.4.1.(3))

$$H_L = 9,383.8\text{kcal/kg}$$

$$G_O = 10.42\text{Nm}^3/\text{kg}$$

$$A_O = 9.98\text{Nm}^3/\text{kg}$$

$$G' = 12.41\text{Nm}^3/\text{kg}$$

$$G = 13.69\text{Nm}^3/\text{kg}$$

$$G'G = 147.5 \times 10^3\text{Nm}^3/\text{h}$$

$$QG(33^\circ\text{C}) = 165.2 \times 10^3\text{Nm}^3/\text{h}$$

(2) 煙突よりのSO₂ 排出量

計算式 (2.2) および (2.3) による。(10.4.1.(4))

$$QS' = 263.9\text{Hm}^3/\text{h}$$

煙突より排出されるSO₂ 濃度は (2.4) 式から：

1,789ppm となる。

上記の計算によるSO₂ の地上最大濃度およびその地点は下記のようになり、かなり高い値と推定される。

地上最大濃度 : 0.2ppm

発電所からその地点までの距離 : 2.5km

勿論、このような計算で現状の環境状況を把握することは困難であり、またより正確な現状把握には車の排気ガス等によるバックグラウンド等も調査する必要があるが、既存発電所の影響はかなり大きく、今後の再開発によりかなり改善できるものと考えられる。

(3) 排ガス量の計算式

(1) Simplified formula of flue gas amount

$$HL = H_r - 600 (9h + w) \text{ (Kcal/kg)} \quad \text{-----} \quad (1.1)$$

$$GO = \frac{0.85 HL}{1.000} \text{ (Nm}^3\text{/kg)} \quad \text{-----} \quad (1.2)$$

$$AO = \frac{0.85}{1.000} + 2.0 \text{ (Nm}^3\text{/kg)} \quad \text{-----} \quad (1.3)$$

$$G' = GO + (m - 1) AO \text{ (Nm}^3\text{/kg)} \quad \text{-----} \quad (1.4)$$

$$G = G' + 11.2 h + 1.24 W \text{ (Nm}^3\text{/kg)} \quad \text{-----} \quad (1.5)$$

$$Q'G = G \times W \text{ (Nm}^3\text{/H)} \quad \text{-----} \quad (1.6)$$

$$QG = G \times W \frac{t_o + 273}{273} \text{ (m}^3\text{/H)} \quad \text{-----} \quad (1.7)$$

Where:

- HL : Low heat calorific value (Kcal/kg)
- Hh : High heat calorific value (Kcal/kg)
- h : Hydrogen kg formed per 1 kg of fuel
- w : Water kg formed per 1 kg of fuel
- GO : Theoretical flue gas generated by the combustion of fuel (Nm³/kg)
- AO : Theoretical air required for the combustion of fuel (Nm³/kg)
- G' : Actual flue gas generated by the combustion of fuel (Dry gas) (Nm³/kg)
- m : Ratio of excess air
- G : Actual flue gas generated by the combustion of fuel (Wet gas) (Nm³/kg)
- Q'G : Flue gas amount per hour (Nm³/H)
- W : Fuel oil consumption per hour (kg/H)

(4) SO₂排出量の計算式



上記の式で示したように、燃料中の1kgのS分は、燃焼によって0.7Nm³相当のSO₂ガスとなる。

Therefore,

$$Qs' = 0.7S \times W \text{ (Nm}^3\text{/H)} \quad \text{-----} \quad (2.2)$$

$$Qs = 0.7S \times W \times \frac{T_o + 273}{273} \quad \text{-----} \quad (2.3)$$

Where:

S : Sulfur kg formed per 1 kg of fuel

Qs' : SO₂ gas amount per hours (Nm³/H)

Qs : SO₂ gas amount per hours at ambient temperature (m³/H)

T_o : Ambient temperature (°C)

$$\text{排ガス中のSO}_2\text{濃度} = \frac{Qs \times 10^6}{QG} = \frac{Qs' \times 10^6}{QG'} \text{ (ppm)} \quad \text{-----} \quad (2.4)$$

10.5 大気汚染の計算

運転中の火力発電所からは、燃料の燃焼による大気汚染物質が煙突から大気に放出される。

これらは、大気中に拡散して希薄になると同時に大気の移動により流され、その途中で更にある程度の物理的、化学的変化を生じて地上に到達し、動、植物に影響を与える。

本調査では、日本国の環境庁発行の「大気拡散マニュアル」の計算方式に従って、コンピュータ解析を実施した。

10.5.1 計算方式

この計算では、風速を3m/s～6m/sと仮程し、Moses & Carson の式を使用して計算した。

10.5.2 計算条件

- (1) 200MW×2基
- (2) 煙突高さ : 140m
- (3) 風 向 : 南西および西
- (4) 燃 料 : 重油
成 性 :
高位発熱量 : 10,000kcal/kg
硫黄含有量 : 3.5%
水素含有量 : 11.3% (重量比率)
水 分 : 1.0% (")
- (5) 排ガス
量 : 336m³/sec, (140℃で)
温 度 : 140℃
密 度 : 1,225kg/m³, (15℃で)
比 熱 : 0.24cal/°k.g
- (6) 煙 突
内 径 : 3.78m (1基分)
排気速度 : 30m/s

煙突の形状は外筒コンクリート製、内部に2本の煙突を備えた形式である。

10.5.3 計算結果

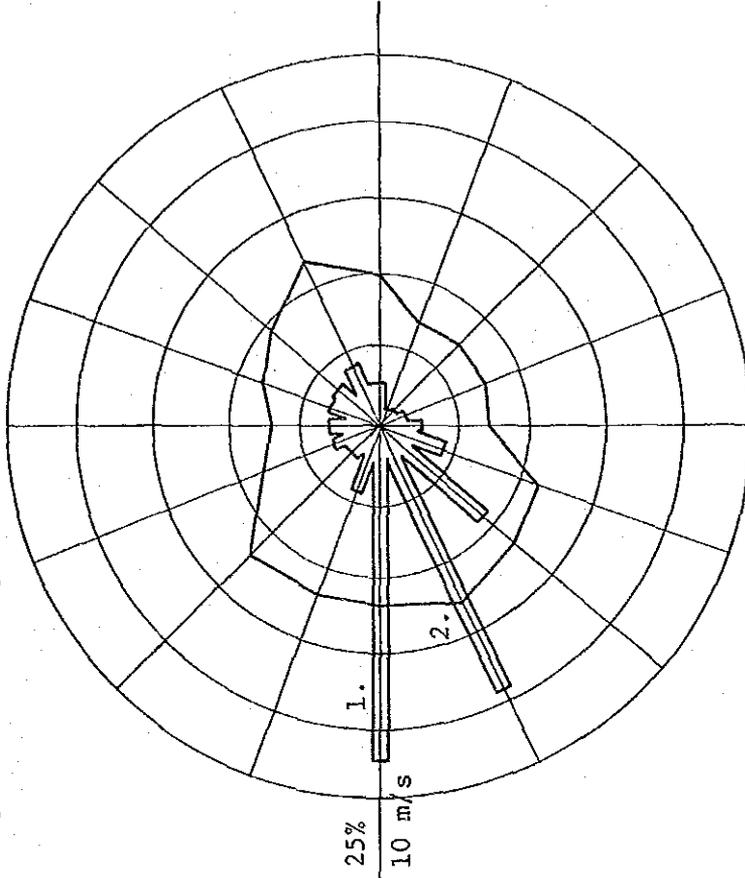
上記条件、すなわち、200MW T/G×2基、煙突高さ 140mの場合、SO₂ の地上最大濃度およびその着地点1発電所よりの距離は下記の通りであり、世銀の大気汚染規準値を満足する。

風 向	地上最大濃度	着地点までの距離
西	0.03ppm	10,850m
南西	0.03ppm	10,070m



Fig. 10-1 Wind Rose of Karachi-Airport

Note: Figure shows average wind velocity in m/s



- 1. Frequency in %
One division shows 5%
- 2. Wind velocity m/s
One division shows 2 m/s

第11章 計画調査の実施経緯とS/W

調査団の派遣

事前調査団の調査及びK E S Cとの協議結果に基づき、J I C Aは高沢団長以下8名の本格調査団（以下、調査団とする）を編成し現地へ派遣し調査を実施した。

調査団は、1987年11月23日より同年12月21日まで現地調査を実施し、本プロジェクトに関する情報、資料及び図面等を収集し、またK E S Cカウンターパートと本プロジェクトに関する基本的構想及び方針等について協議し、合意した。

土木の調査に関しては、1987 11月23日から1988 1月21日まで情報、資料収集の他、地形、深淺測量、構造調査及び土質試験等を、K E S Cカウンターパートと共に実施し、全て予定期間内に調査を終了した。

現地調査に引続き国内に於て、現地調査資料の解析、最適開発案の策定作業を実施した。

なお、参考として、事前調査団とパキスタン側関係期間との間で協議された主な内容、及び業務範囲等を以下に添付する。

(1) S/W協議の合意内容

- 1) 火力発電プラントの設置サイトは既存のウエストワフ火力発電所（敷地面積約37,000m²）以外に代替候補地がないため、同発電所敷地内に新規プラントを設置する。
- 2) 新規プラントの発電設備能力は上記サイトの敷地面積を勘案し、200MW～400MW規模の発電プラントを設置する様に調査検討する。
- 3) 冷却水の放水路は、カラチ造船所の敷地内の地下を通過して海に放出されているが、調査に際してはK E S Cが同造船所敷地内調査の許可をとりつける。
- 4) K E S Cの電力送電系統は、66kV, 132kV, 220kVの3系統があるが、ウエストワフ火力発電所の新設に伴う関連送変電設備の改善計画も調査対象とする。
- 5) ボーリング調査、地形測量及び既設構造物の測量は、日本側で仕様書を作成し、これをもとにK E S Cで実施する。

(2) 調査の目的及び業務範囲 (S/W)

[プロジェクトの概要]

ウエストワフ火力発電所の用地及び既存のインフラストラクチャーを利用して新鋭の発電設備を開発計画する。

[調査の目的]

ウエストワフ火力発電開発計画に関し技術的、経済的及び財務的に最適な開発計画を査定して、フィージビリティ調査報告書を作成する。また、この調査実施中パキスタン側カウンターパートに対し技術移転を行う。

[調査対象地域]

パキスタン回教共和国カラチ電力会社、ウエストワフ火力発電所（港湾、取水・排水施設、船舶航路等を含む）及び本発電所に係るKESC送電網

[調査内容]

- 1) 調査に関する過去の検討・調査等すべてのデータの収集と分析
- 2) 調査対象地域の現地踏査
 - －立地条件
 - －海洋・気象条件
 - －既存施設
 - －運営・管理
 - －送電網
 - －環境
- 3) 実測地形測量, 深淺測量, 構造物測量等の実施計画書・仕様書の作成、KESCによる測量作業に対する技術指導
- 4) コアボーリング及び貫入試験の実施計画書・仕様書の作成及びKESCによる実施作業に対する技術指導
- 5) 地質調査結果による構造物基礎地盤設計値の設定
- 6) 電力需給のレビュー
- 7) 最適開発案決定の為の代替案の立案及びその比較検討
 - －取水・排水システム
 - －燃料供給システム
 - －補助電源
 - －新規プラント
 - －送電システム

8) 最適開発案の予備設計

- 発電施設（ボイラー、タービン、発電機）
- ボイラー水及び一般用水設備
- 運転管理設備、通信設備、環境汚染防止設備（必要に応じ）
- 冷却水取水排水（放水）設備
- 燃料供給設備
- 土木工事
- K E S C送電システムの増強

9) 建設費積算（内貨・外貨別）及び年次別支出計画表の作成

10) 施工計画及びバーチャートによる工事工程表の作成

11) 経済・財務分析

12) 環境評価（対象項目：大気、水質、土壌、騒音、振動、動植物）

- 既存資料による現況評価
- 火力発電の容量増加に伴う影響の予測及び対策

[J I C AとK E S Cの技術調査分担]

J I C A事前調査団とK E S Cとの間で合意された作業分担表に依る。

添付資料 A 1

KE SC送電系統の系統連繋と信頼度向上

A1.1 ウェストワープ火力発電所と 132kV系統の接続のあり方

(1) 潮流・電圧の検討条件

ウェストワープ火力発電所に 200MW 1 台が設置される 1992 年と 2 台目が設置された後の 1994 年の潮流状況を検討した。假定として、総体負荷を KE SC の第 6 次、第 7 次 5 ヶ年計画をベースとして負荷力率を 82% とし、電圧の維持をはかることとした。主要地点の G/S、11kV 側電圧を 98%、周辺の G/S 11kV でも 95% の電圧が維持できるように考えた。

(2) 潮流の検討にあたって考慮した系統構成

a. 1994 年の系統についての検討

(a) 検討ケース

Case A : KE SC の第 7 次 5 ヶ年計画に示された系統、すなわち次の設備が出来ている場合をベースとする。

i) ウェストワープ P.P. — クイーンズロード G/S の間、132kV ケーブル 2 回線新設

ii) ウェストワープ P.P. — Elander Road G/S 経由 Garden East G/S 間、ケーブル 1 回線新設

iii) ウェストワープ P.P. に 132/66kV バンク設置

Case B : Case A のうち i) のウェストワープ P.P. — クイーンズロード G/S 間の送電線がない場合

Case C : Case A のうち ii) のウェストワープ P.P. — Elander Road G/S 間の送電線がない場合

Case D : Case A にウェストワープ P.P. — S. I. T. E. G/S 間 2 回線を追加し、ウェストワープ P.P. — Elander Road 間の送電線がない場合

(b) 検討結果

I) 概要

ベースとなる Case A の潮流図を Fig. A-1-1 に示す。この図からもわかるようにピーク時にはウエストワーフ P.P. の発電出力 380MW のうち 85% 程度が、220/132kV バンクを通過して、ウエストワーフ P.P. 周辺及び市街地中心部へ送電されている。ピンカシム P.P. と合計した 220kV 系統の発電力 1,580MW が各所の 220/132kV バンクを通過する大きさは、東から Pipri West G/S 約 460MW, KDA-33 400MW, バルデア G/S 390MW、ウエストワーフ P.P. 320MW となっており、ウエストワーフ P.P. に 220/132kV 250MVA バンクを 2 台必要とすることがわかる。

また、コランギ P.P. 発電所と Korangi West G/S 間の送電線 (1 回線) が送電容量 (165MVA) 超過となる。今後の地域別負荷の伸びの動向を注目して対処する必要があると思われる。

II) A, B, C, D 各ケースの比較

A, B, C, D の各ケースについて、その違いがわかりやすいように簡素化し、発電電力合計および送電ロスも含めて 1 枚の潮流図にまとめたものを Fig. A-1-2 に示す。

潮流検討

(i) Case A

コランギ火力 P.P. ~ Korangi West G/S の 132kV 送電線が送電容量 (165MVA) に対して 214MVA と過負荷となる。

(ii) Case B

ウエストワーフ P.P. — Elander Road G/S 間の 132kV 送電線が送電容量 (177MVA) に対し 179MVA と重負荷となる。

(iii) Case C

クイーンズロード G/S — Gizri G/S 間の 132kV 送電線が送電容量 (2 × 103MVA) に対し 224MVA と過負荷になる。

(iv) Case D

ウエストワーフ P.P. と サイト G/S を結ぶ案は、ウエストワーフ P.P. の 220kV 潮流が減少し、また、東側の Pipri West から 132kV 系に流入する潮流を増加させる結果になっている。

Case BおよびCとも局所的な潮流変化にとどまり、周辺系統にあまり大きな大きな変化は生じない。したがって送電ロスもあまり変わらないが、ウエストワープP.P. とクインズロードG/S、およびウエストワープP.P. と Elander Road G/S経由 Garden East G/Sを結ぶ送電線が、重要な役割を果たしていることがわかる。

短絡電力の検討

短絡電力について、A、Dの両ケースについて計算した結果を Fig. A-1-3 に示す。

この結果からわかるように、ウエストワープP.P. とS.I.T.E. G/Sを132kVで接続すると、各所の短絡電力が増大し、古い設備を持っている、クインズロード、コランギP.P. など5,000MVAを超過する。

以上のことから判断して、ウエストワープP.P. とS.I.T.E. G/Sとの132kV連系は将来考えることとして、今回は実施しない方がよいと思われる。

Fig. A-1-1 Power Flow Study Diagram in 1994 (Case A)

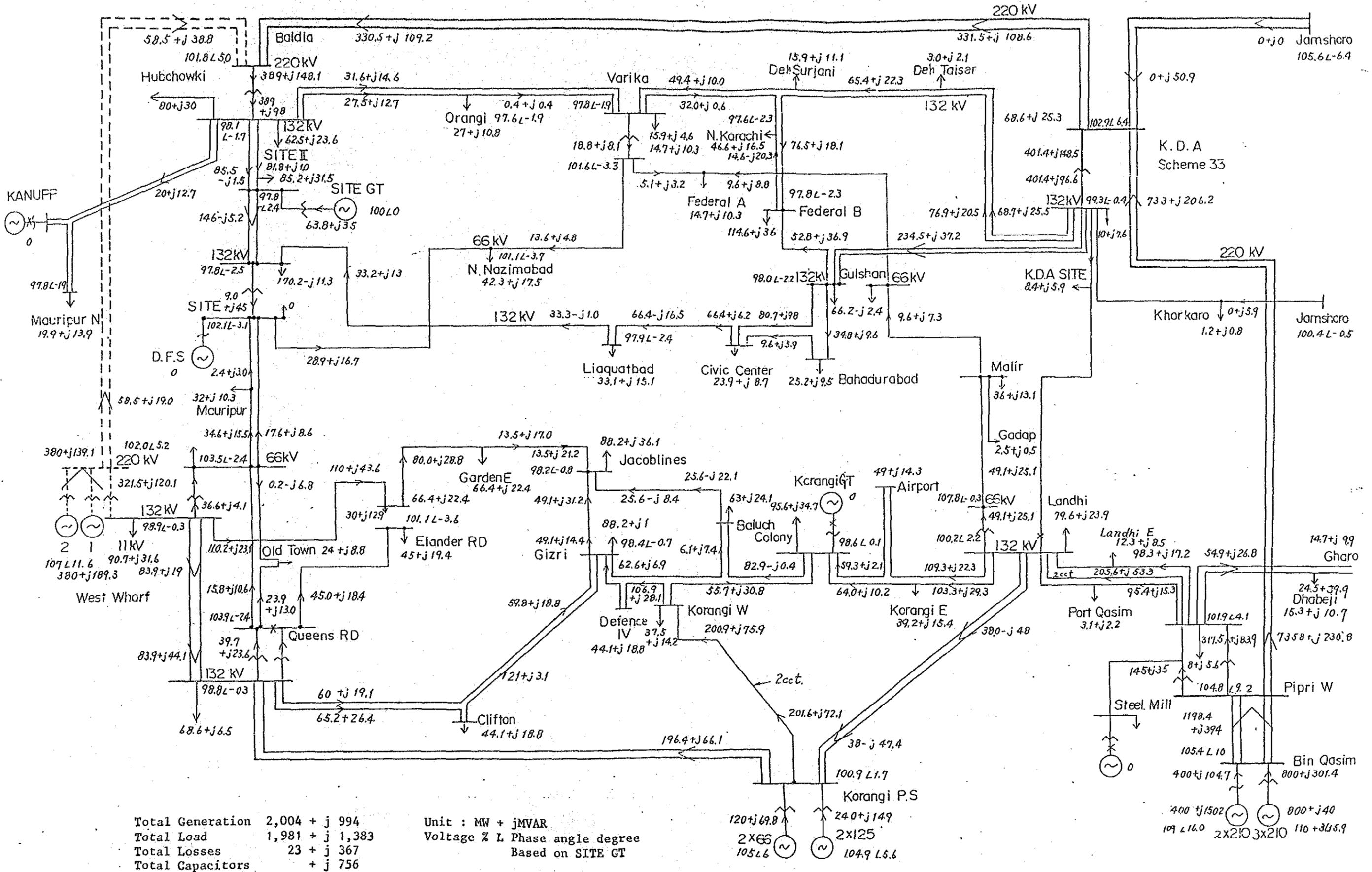
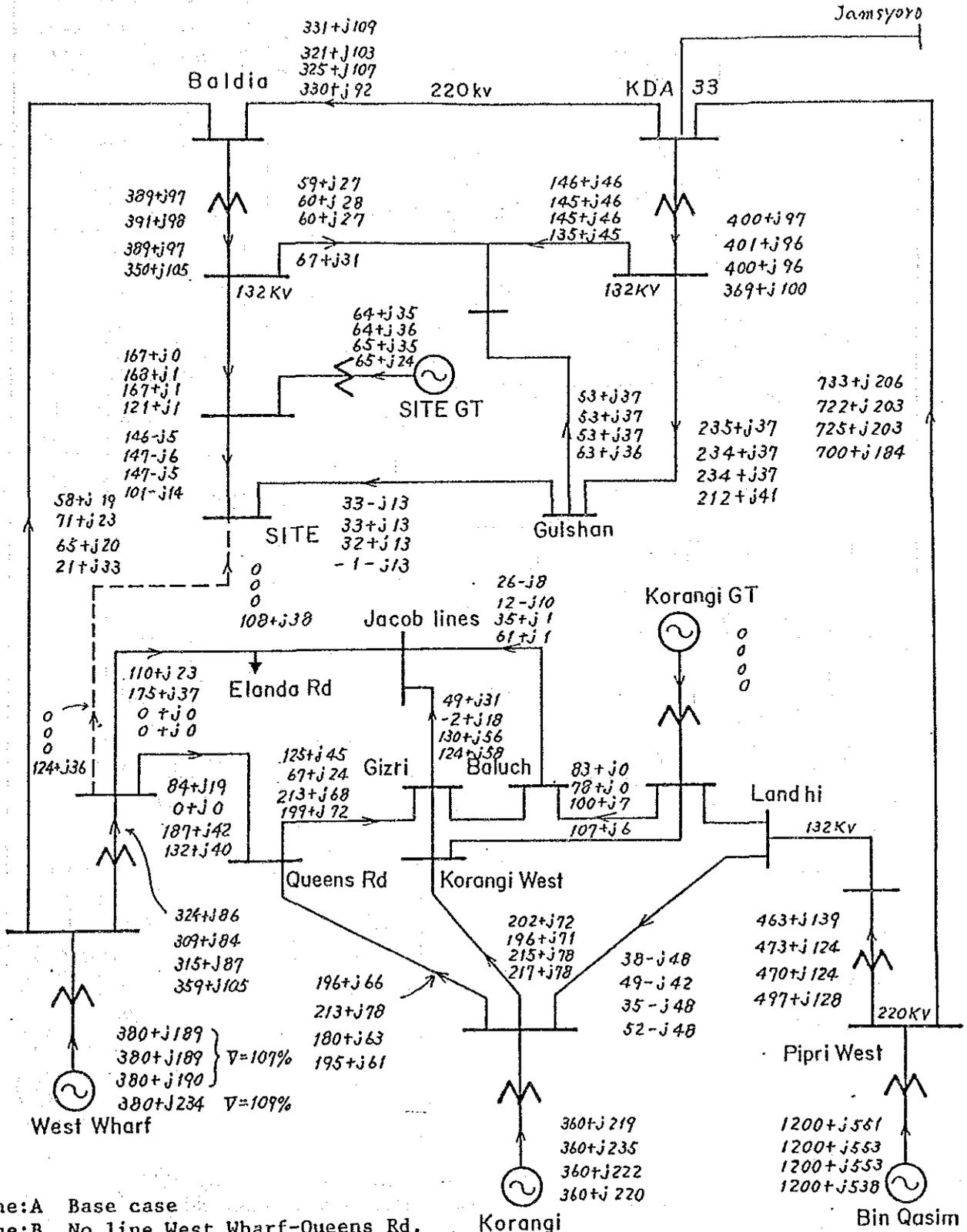


Fig. A-1-1 Power Flow Study Diagram in 1994 Case A

Fig. A-1-2 Simplified Power Flow Study Diagram in 1994
case A, B, C, D

Unit: MW+jMVAR

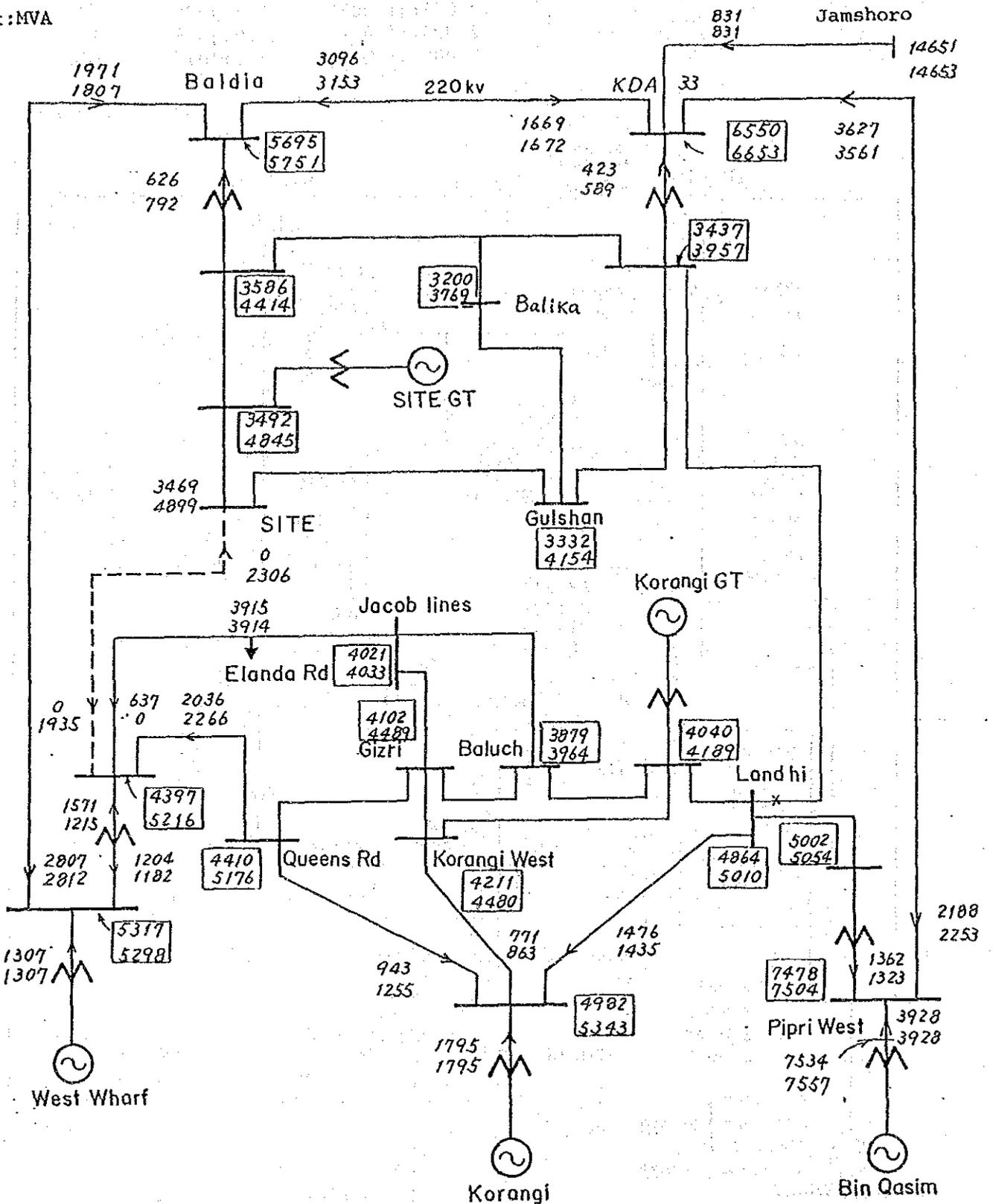
Generating power	Total losses	Capacitors
2,004+j 994	22.6+j367	j756
2,004+j1,003	23.2+j396	j775
2,005+j1,001	23.9+j394	j775
2,005+j1,017	23.7+j377	j743



- 1st line:A Base case
- 2nd line:B No line West Wharf-Queens Rd.
- 3rd line:C No line West Wharf-Elander Rd.
- 4th line:D Ditto and there is a new line West Wharf-SITE

Fig. A-1-3 Simplified Short Circuit Power Diagram in 1994
case A, D

Unit: MVA



Upper line: A Base case
Lower line: B Connected between West Wharf and SITE by 132kV,
no line between West Wharf and Elander Rd.

A1.2 ウェストワープ火力発電所に 132/66kVバンクを設置しない場合の検討。

検討する系統はK E S Cの第6次及び第7次5ヶ年計画に入っている、S. I. T. E. 及び Gulshan G/Sの 66/11kVバンクの 132/11kVへの切替が終っていること、及び Mauripur North G/Sが完成してマリプールG/Sの増加する負荷はこれに吸収することを前提としている。

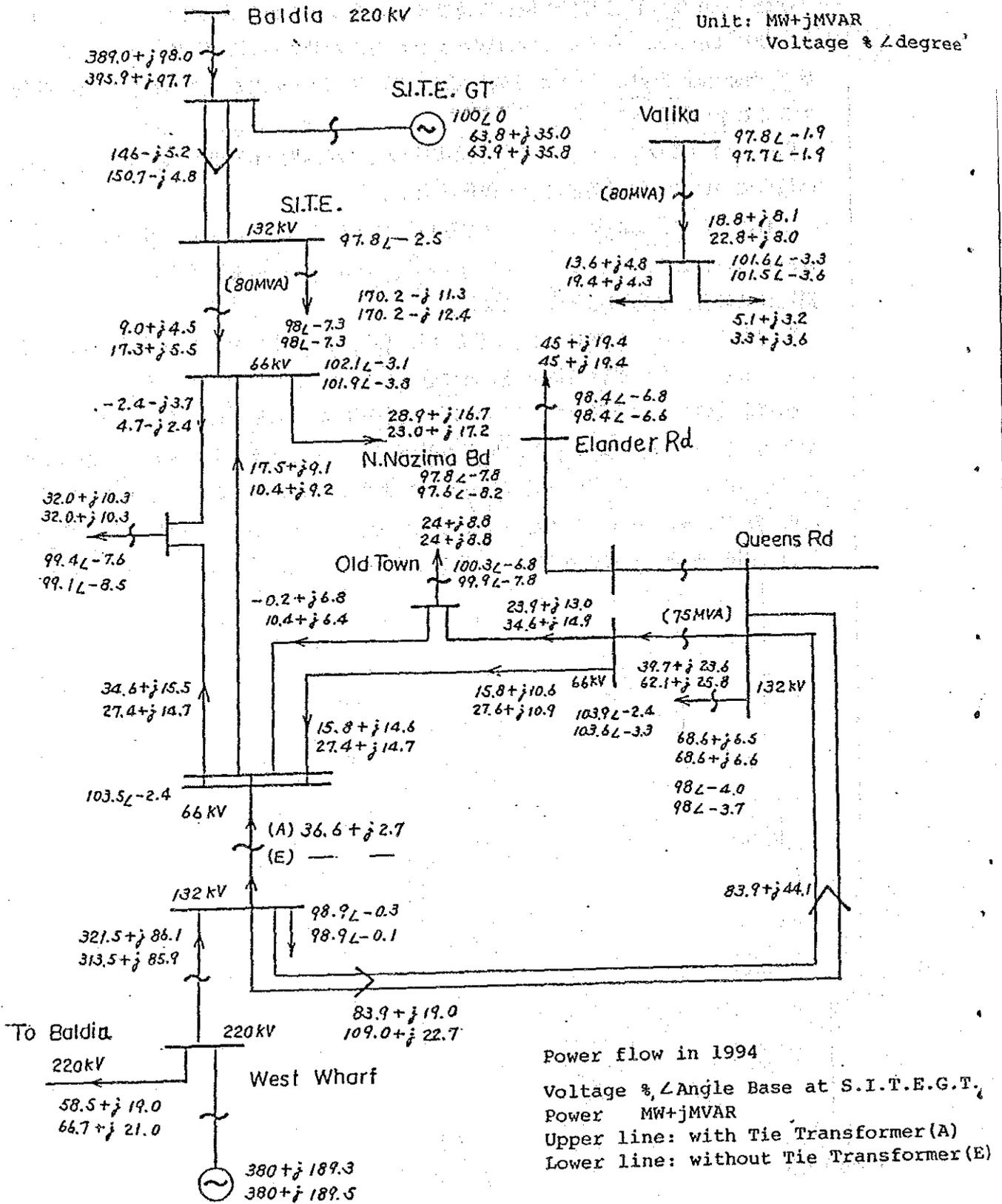
Fig. A-1-4にウェストワープ火力発電所の 132/66kVタイトランスがある場合とない場合について、周辺系統の潮流変化を示す。

これによれば、このタイトランスがない場合はクイーンズロード、S. I. T. E. Varika 各G/Sのタイトランスは負荷が増加するが、電圧の低下は1%以内である。送電ロスの合計値も殆んど変わらない。

問題点は、クイーンズロードG/Sと Old Town G/S間のケーブルが重負荷となることである。短時間運用目標値 350Aに近い値になることが予想される。

66kV系統のループを解いて運用すれば、重負荷になるおそれはなくなるが、送電線やタイトランスの事故時の信頼度はやや低下する。スイッチの切替操作で、停電が回復できるので、この程度の信頼度低下をやむを得ないものとするれば、ウェストワープ P. P. の 132/66kVタイトランスは設置しないで、クイーンズロードG/S側とS. I. T. E.側の 66kVケーブルを分離する方式をとることが効率的であると考えられる。

Fig.A-1-4 Influence of Tie Transformer in West Wharf Power Plant
Case A/E



Total Loss 22.6+j366.9
22.7+j370.0

A1.3 安定度に関する検討

Fig. A-1-1の潮流図で見ると、発電機相互間の位相角は、S.I.T.E. G/Tを 0° としたとき、次の様になる。

ウエストワープP.P.	11.6°
コランギ P.P.	6°
ピンカシムP.P.	16°

系統の中心的位置にあるコランギP.P. を基準として見て、 10° 程度以内の差しかなく極めて安定系統と云える。したがって、ウエストワープ火力発電所の運転に関して、安定度に関する問題は生じないものと判断した。

添付資料A2

A2.1 220kV送電線予想ルート of 現地踏査結果

(バルデアG/Sからウエストワーフ火力発電所まで)

ウエストワーフ火力発電開発計画に関連し、200kV送電線予想ルートについて現地踏査を実施し、その結果を下記する。(Fig. A2-1 参照)

1. 既設 66kV送電線系統 (ウエストワーフ火力発電所とサイトG/Sとの間)

- (1) ウエストワーフ火力発電所から、カラチ漁港まで約 1.2km、地下ケーブルが埋設されており、そこから (No. 1 送電線鉄塔から) 架空線ケーブルとなる。
- (2) No. 1 鉄塔から No. 5 鉄塔まで約 1kmの間は、鉄道のある舗装道路に沿って設置されており、そこから道路を離れて左に曲がって行く。
- (3) 上記地点から、Layari 河の河口までは鉄塔の下や周囲に密集した小住宅が多数あり、送電線の増強は困難に思われる。
- (4) Layari 河の河口以降は送電線はマリプールG/Sに入り、そこから右折して、サイトG/Sに至っている。この間は空軍基地の住居地区を通過し、サイト停車場北側地区に達している。
- (5) Layari 河の河口近辺は小高い草原であるが、雨期には水に浸ってしまう。既設送電用鉄塔は、この土地に建設されている。
- (6) マリプールG/SからサイトG/Sまでは比較的良く整備された地区を通過しており、ルートの周辺に多数の住居はあるが、現在の送電線の増設、昇圧は可能である。

2. バルデアG/Sとウエストワーフ火力発電所までの 220kV送電線計画

ウエストワーフ火力発電所は、バルデアG/Sの約 12km南にあり、また、バルデアG/Sの近くにはバルデア市、空軍基地およびマリプール市等がある。

現地踏査はこれらの過密地区を避けたルートにより実施したが、このルートはほぼKESCが計画したルートに従っている。

(1) バルデアG/SからマリプールG/Sまでのルート

バルデアG/Sからはカナップ原子力発電所に至る既設 132kV送電線に沿って南西に走り、既設 No.73鉄塔と No.78鉄塔の間から左に曲り空軍基地の西側を通過して海岸線に至る。

マリプールG/S周辺までは、海岸線に沿って塩田の中を通るように計画している。

以上バルデアG/SマリプールG/Sまで約16kmの送電線系統の建設は比較的容易である。

- (2) マリプールG/Sからウエストワフ火力発電所までのルート
上記については下記の3案が考えられる。

<A 案>

220kV送電線をマリプールG/Sに引き込み、そこからウエストワフ火力発電所までマリプール道路に沿って埋設ケーブルを敷設する。(埋設ケーブル長さ：約7km)

マリプールG/Sは約8,700m²敷地で、現在は物置場所にもなっている。したがって、上記の設備建設上用地の問題はない。

この地点に220/132kVの変圧器を置いて電圧を下げる案もあるが設備が複雑になり好ましくない。

<B 案>

220kV送電線をマリプールG/Sまで引き込まず、附近のLayari河の左岸に最終鉄塔を立て、そこからウエストワフ火力発電所まで埋設ケーブルを敷設する。

埋設ケーブル長さ：約5km

最終鉄塔からケーブルはマリプール道路に沿って敷設し、Wazir Mansion 停車場から海の方に曲りウエストワフ火力発電所に至る。

埋設ケーブルはマリプール道路と鉄道との間の土地に敷設できるが、ここは大型トラックの集結地であり交通量も多い。

他のルートは、鉄道の反対側に考えられるが、この道路は狭く、でこぼこしており、まわりに多数の小住居が密集している。

<C 案>

B案と同様220kV送電線をマリプールG/Sまで引き込まず、附近のLayari河の河口の湿地帯を通り、現在のウエストワフ火力発電所、マリプール間の66kV送電線No.5鉄塔まで架空線を建設する。

No.5からNo.1鉄塔間の約1kmは4回線架空線(220kV2回線、66kV2回線)に増強する。No.1鉄塔からウエストワフ火力発電所までは埋設ケーブルを敷設する。

C案は埋設ケーブルの長さは最短になるが、湿地帯を通過するので、詳細計画段階では土質調査、建設、敷設方法等更に検討を必要とする。

(3) ウエストワーフ火力発電所まで、すべて架空線電線を建設する案

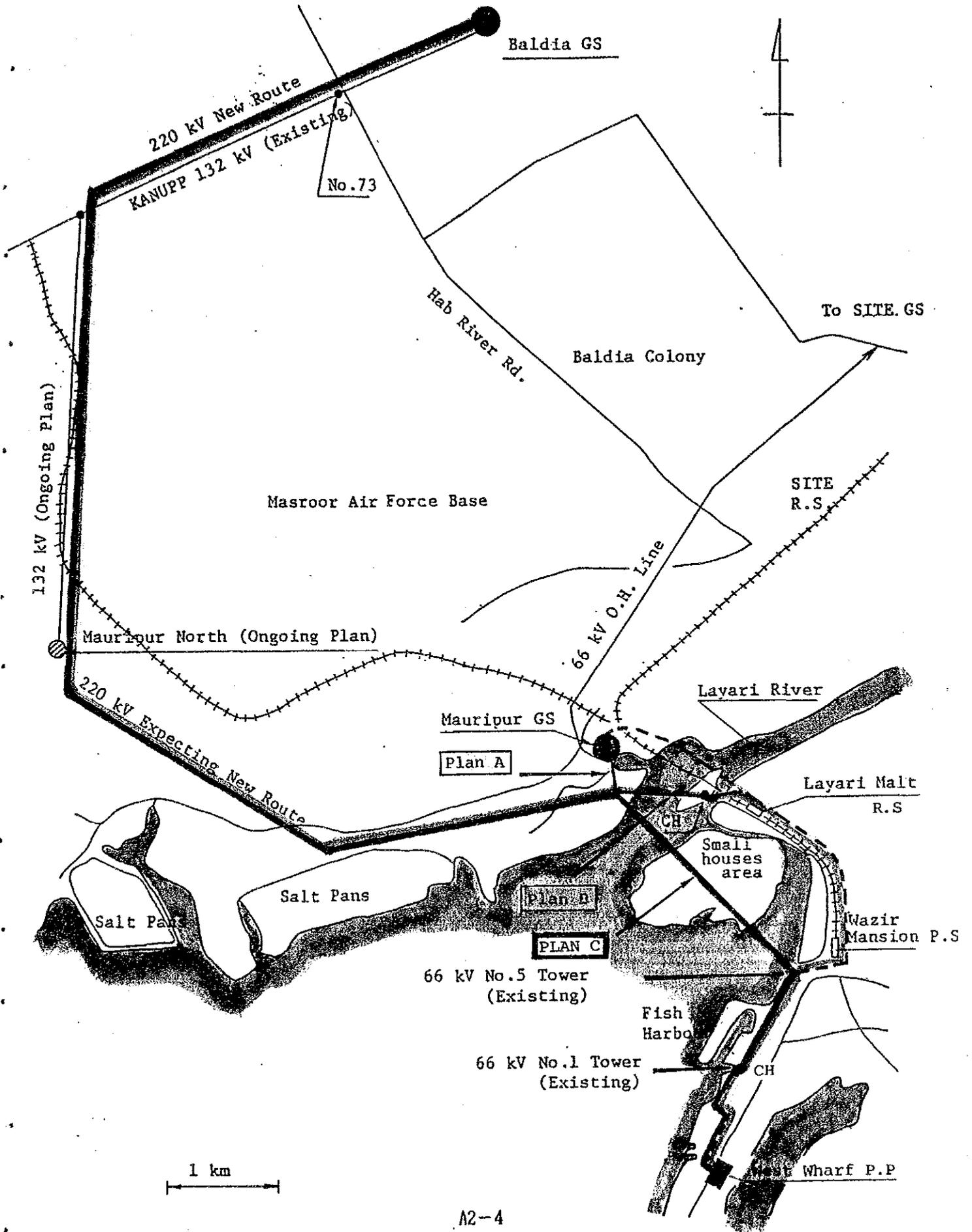
ウエストワーフ火力発電所までの送電線をすべて架空線とする案としては、下記の案が考えられる。

すなわち、マリプールG/Sよりカラチ造船所岸壁まで海岸線に沿って海中の浅瀬に鉄塔を建設しカラチ造船所内は冷却水放水管のルートに沿って送電線を建設する案である。

しかし、本案はカラチ造船所の敷地内に架空送電線を建設をすることになり造船所の運営にも影響を与えるので適切な案ではない。

したがって、ウエストワーフ火力発電所まで 220kV送電線をすべて架空線で建設することは困難である。

Fig.A.2-2 220 kV Transmission Line Expected New Route



Annex A4 LIST OF COLLECTED DATA

NO.	TITLE OF COLLECTED DATA	DATE	NO.OF COPIES	ORGANIZATION ISSUED/OFFERED	PURCHASE DONATION
	NESPAK PRICE INDEX, 1987 Feb.			NESPAK	
	Guide to import & export			Karachi Law Pub.	
	Builing Code of Pakistan			Government Paki.	
	General Layout of A, B and BX stations			KESC	
	Map of Pakistan (1/300,000)			Survey of Paki.	
	Map of Sind (1/1,000,000)			DO	
	Karachi Guide Map (1/40,000)			DO	
	Karachi Guide Map (1/25,000)			DO	
	Chart of Karachi Harbour			DO	
	Chart of Approaches to Karachi			DO	
	Statistical Pocket Book of Paki. (1987)			Gov. of Paki.	
	Karachi Development Authority			Master Plan & Environmental Control Dep.	
	General Layout of Bin Qasim Thermal P.S.			NESPAK	
	Combined Fuel Oil, Natural Gas & Steam Feeding System for A,B & BX Stations			KESC	

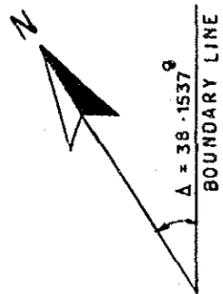
LIST OF COLLECTED DATA

NO.	TITLE OF COLLECTED DATA	DATE	NO. OF COPIES	ORGANIZATION ISSUED/OFFERED	PURCHASE DONATION
	Study on Environmental Impact of Bin Qasim Thermal P.S.			KESC	
	Pakistan Statistical Year Book (1987)			Gov. of Paki.	
	Symbols & Abbreviations (1984)			Hydro Graphic Office	
	Site Plan of A & B Steam S.			KESC	
	Flow Diagram of Natural Gas at Gay Yard Stem S.on W.W.			KESC	
	Drawing of 11kv Building at W.W.			KESC	
	Layout of KESC's Salt Water Intake			KESC	
	Detail Drawing of KESC's Salt Water Intake			KESC	
	Key Plan of Licensed Area & Transmission System			KESC	
	Plan Showing Existing 220kv, 132kv & 66kv Network			KESC	
	Partial Copy of KESC Power Development & Tarif Study			KESC	

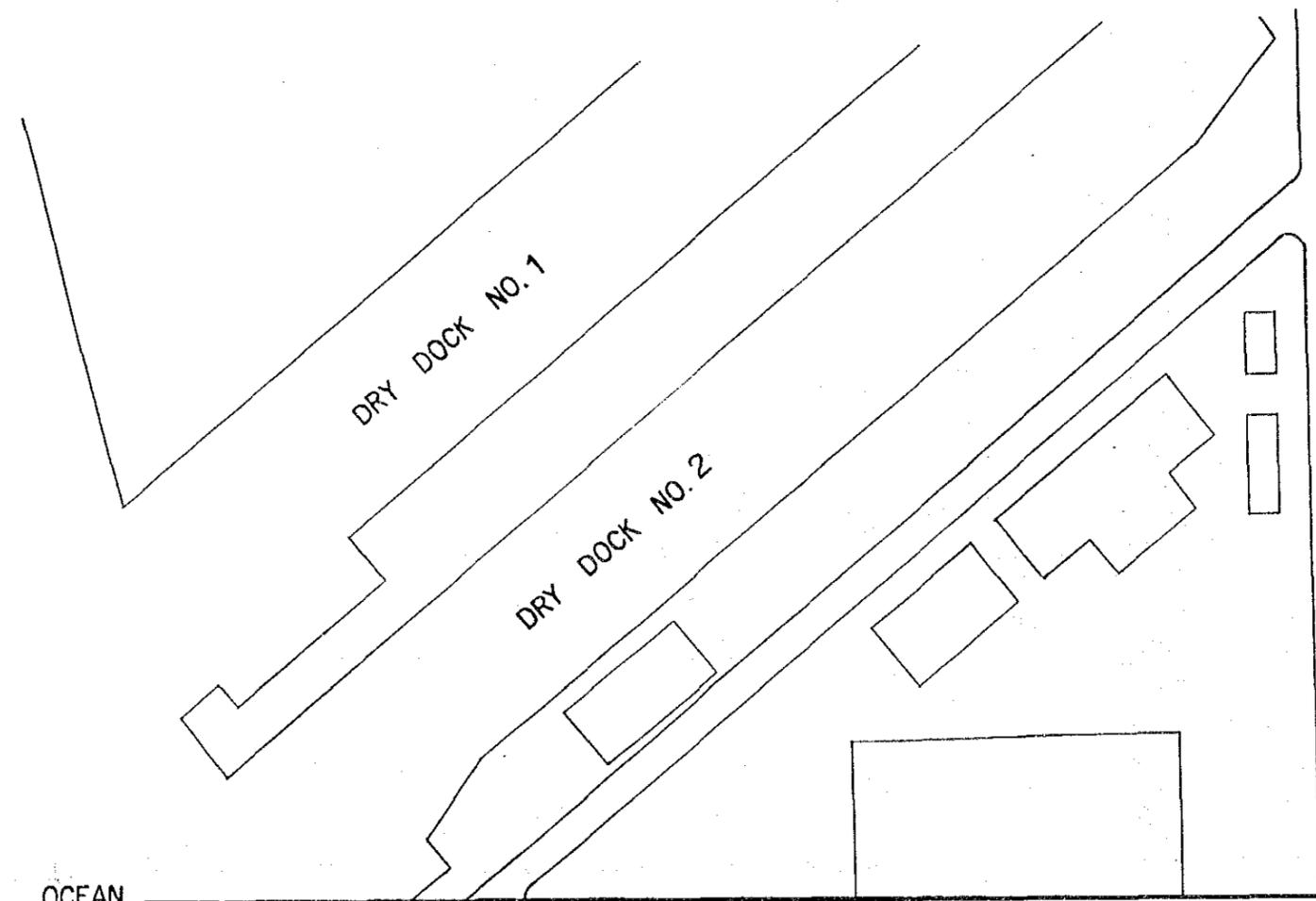
LIST OF COLLECTED DATA

NO.	TITLE OF COLLECTED DATA	DATE	NO.OF COPIES	ORGANIZATION ISSUED/OFFERED	PURCHASE DONATION
	Partical Copy of Draft Appraisal Expantion of Transmission Network, Protection, Telecommunication, Load Dispatch (1987-91)			KESC	
	Power Flow Diagram, Load Dispatch Center Analysis Sheet			KESC	
	Computer Study Data for Evening Peak (1987)			KESC	
	Impedence Map System Constant				
	Load Forecast-System Peak Load			KESC	
	Short Circuit Analysis (1987)			KESC	
	Pertial Copy of Spec.for Transmission Line Designing			KESC	
	One Line Diagram			KESC	
	EHT Network of KESC			KESC	
	Power System Statistics			KESC	
	Comparative Operating Rslts for the Period July-June 1986-1987 (Provisional)			KESC	
	Statement Showing Tarifwise Units Sold for the Period July-June 1986-1987 (Provis.)			KESC	
	Rvenue 1985-1986			KESC	

(91)



KARACHI SHIPYARD ENGINEERING & WORKS

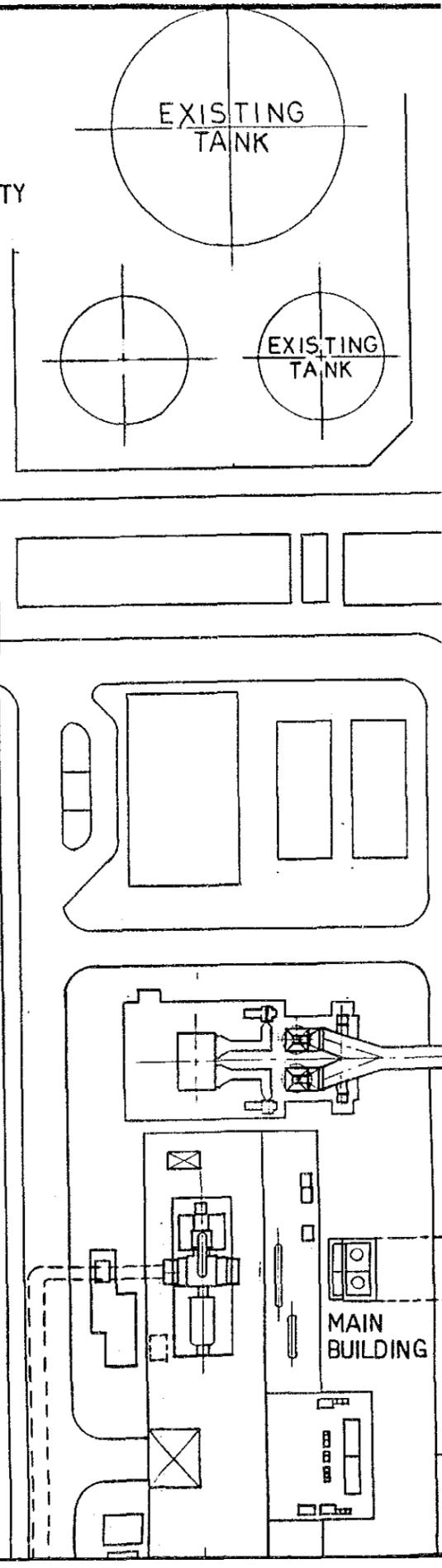


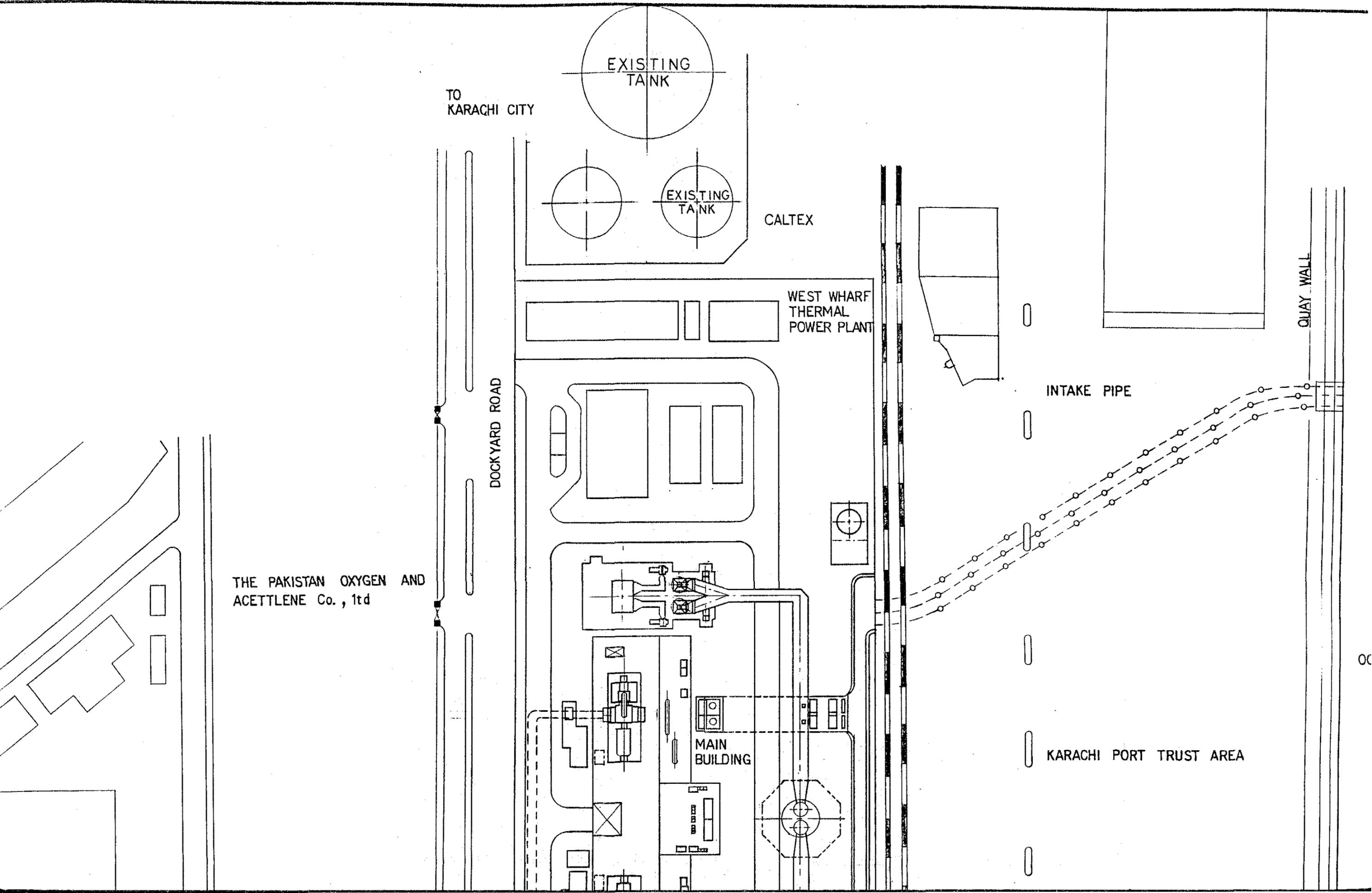
OCEAN

TO
KARACHI CITY

DOCKYARD ROAD

THE PAKISTAN OXYGEN AND
ACETYLENE Co. , Ltd





EXISTING TANK

EXISTING TANK

CALTEX

WEST WHARF THERMAL POWER PLANT

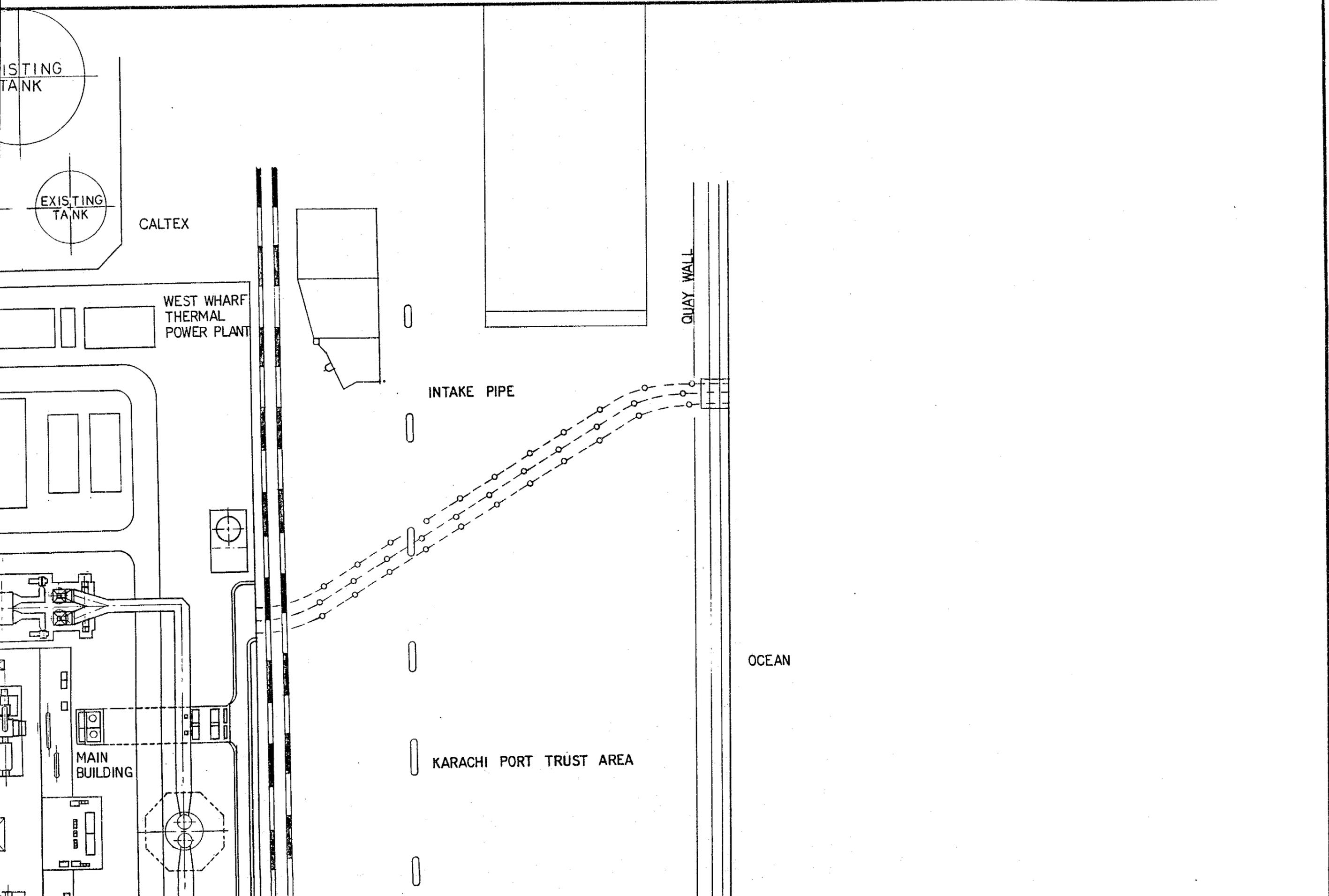
QUAY WALL

INTAKE PIPE

OCEAN

MAIN BUILDING

KARACHI PORT TRUST AREA



OCEAN

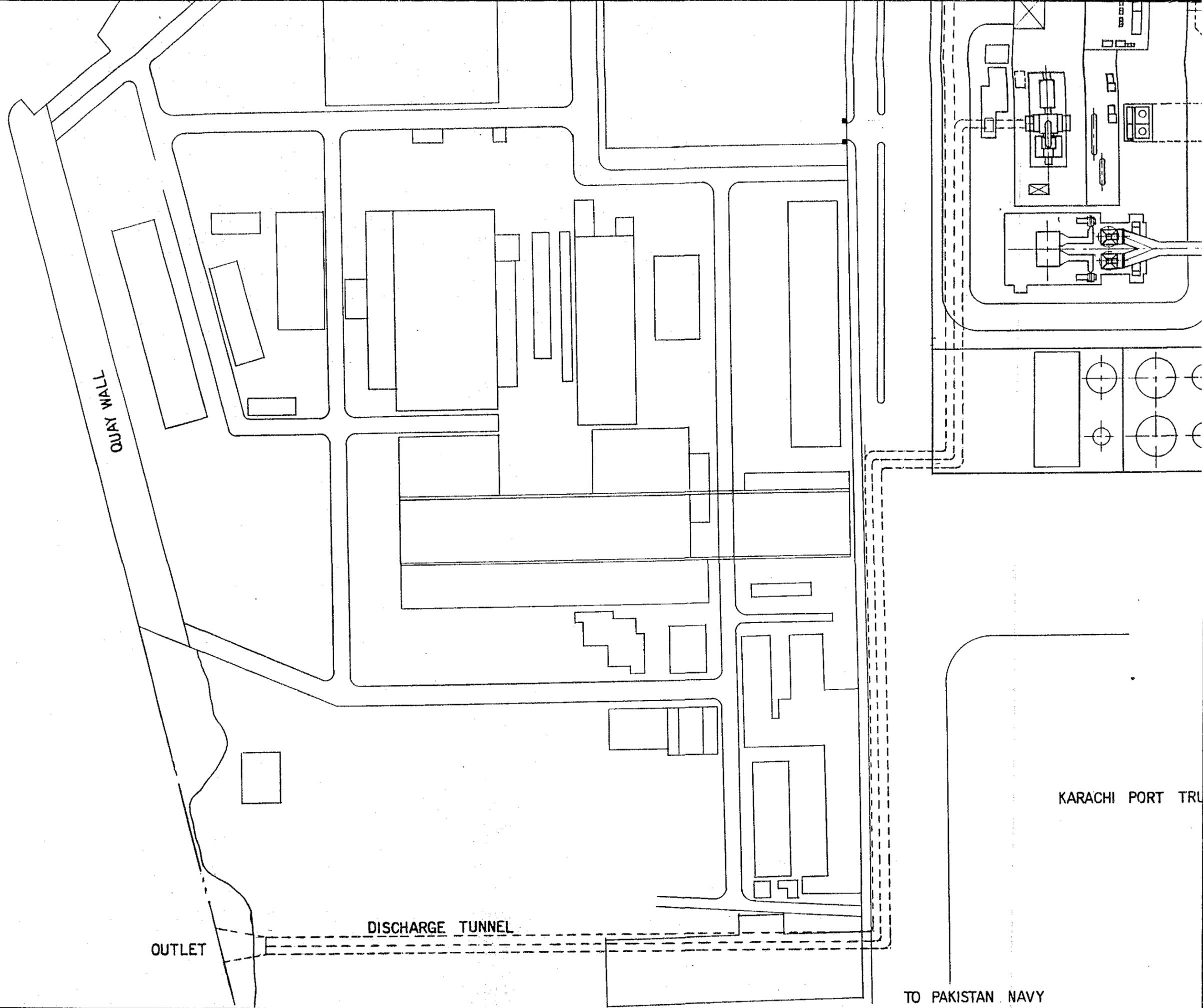
QUAY WALL

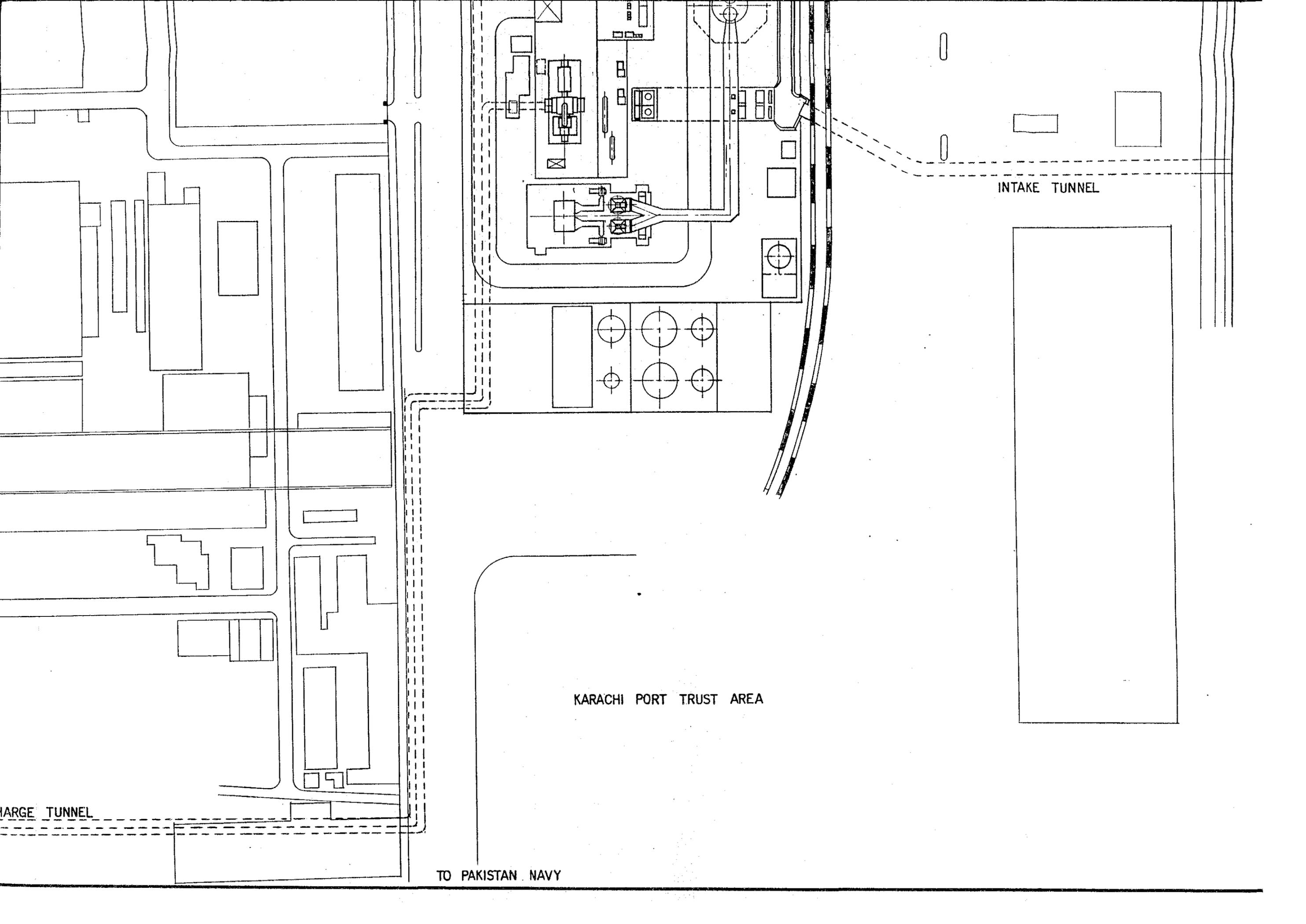
DISCHARGE TUNNEL

OUTLET

KARACHI PORT TRU

TO PAKISTAN NAVY



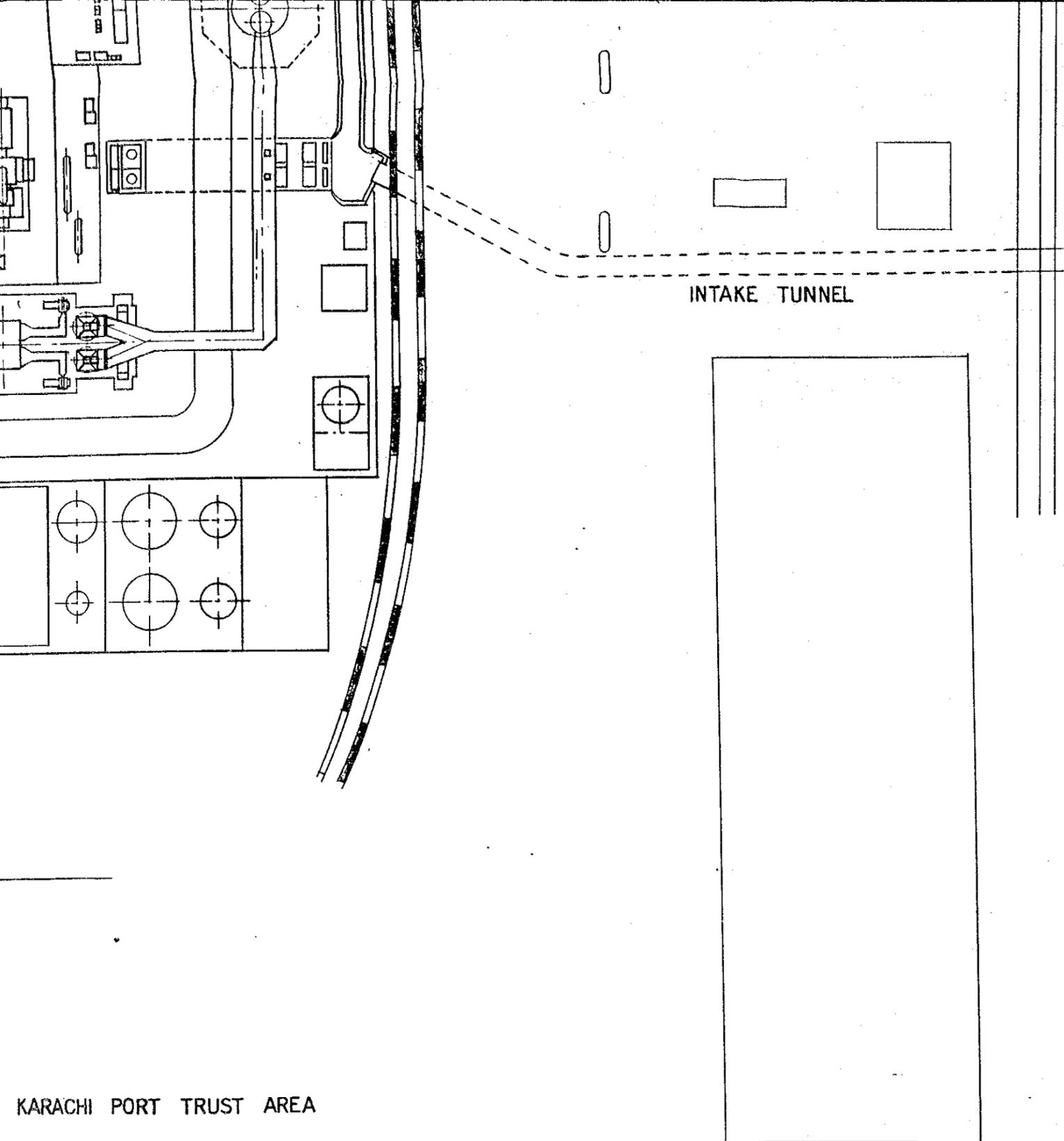


INTAKE TUNNEL

KARACHI PORT TRUST AREA

TO PAKISTAN NAVY

LARGE TUNNEL



INTAKE TUNNEL

Fig. A-1

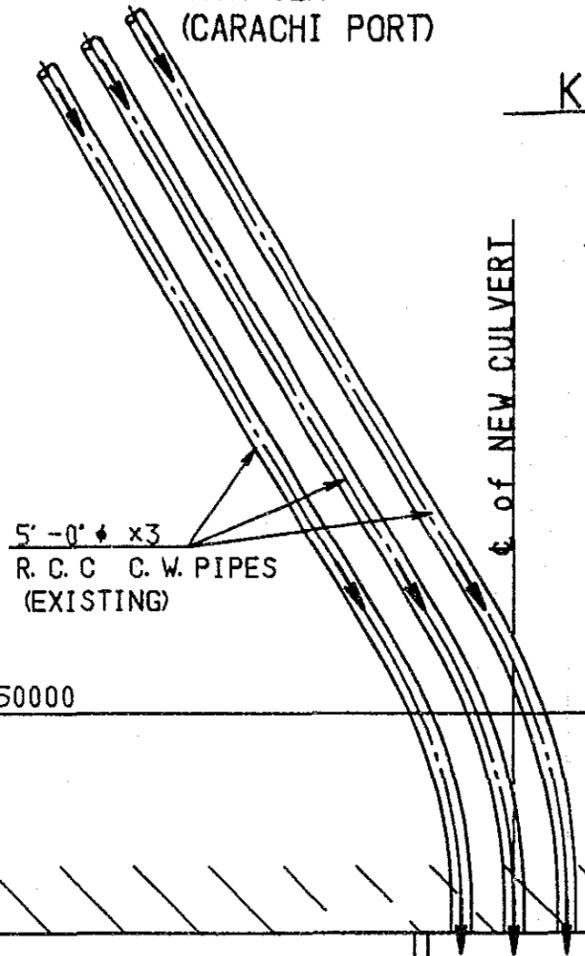
PAKISTAN THE KARACHI ELECTRIC SUPPLY CORPORATION LTD.			
WEST WHARF THERMAL POWER STATION PROJECT			
PLOT PLAN			
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY TOKYO ELECTRIC POWER SERVICES CO., LTD TOKYO JAPAN			
APPROVED BY	REVIEWED BY	CHECKED BY	DRAWN BY
			SCALE 1/1000

KARACHI PORT TRUST AREA

FROM SEA
(CARACHI PORT)

KESC WEST W

200MW x 2 UN



150000

KARACH PORT TRUST
AREA (WHARF)

CALTEX PAKISTAN LTD.

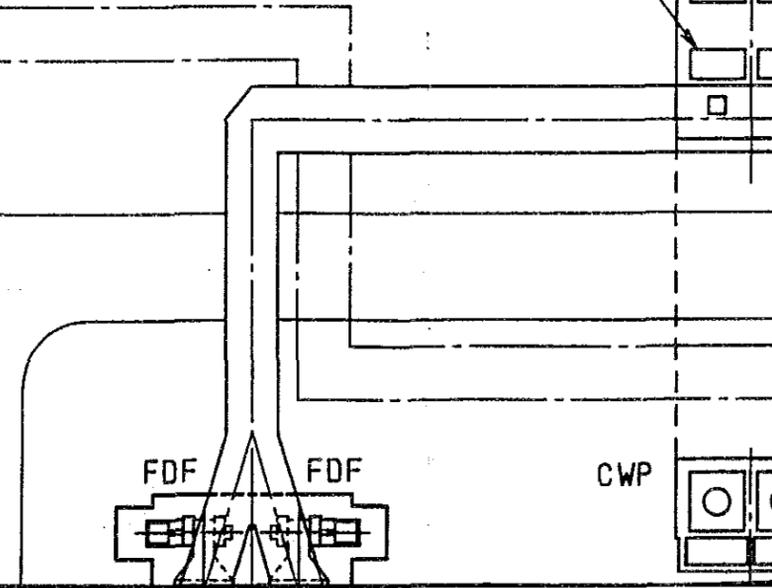
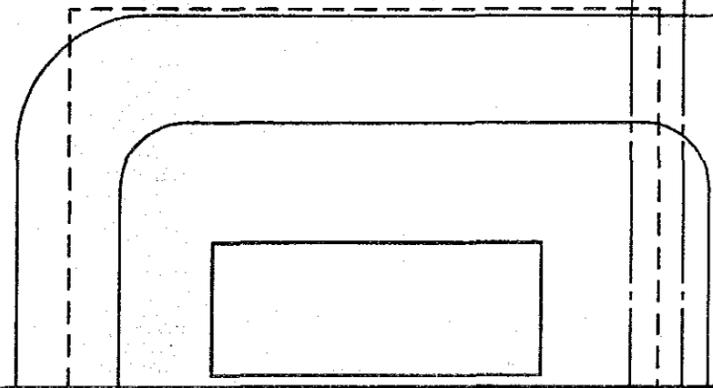
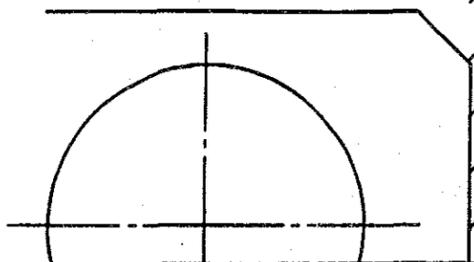


TRAVELING SCREEN

SWITCH YARD

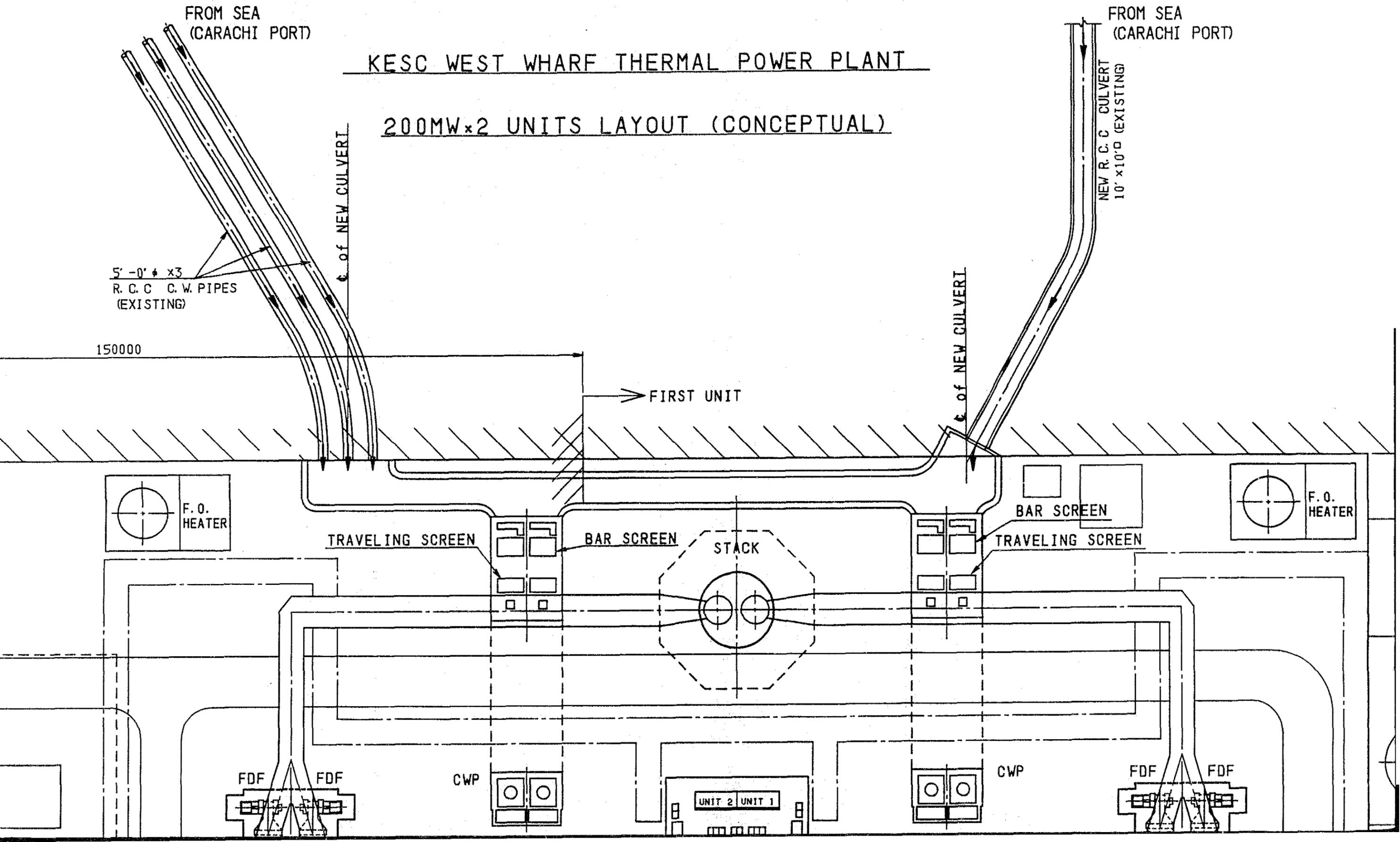


CWP



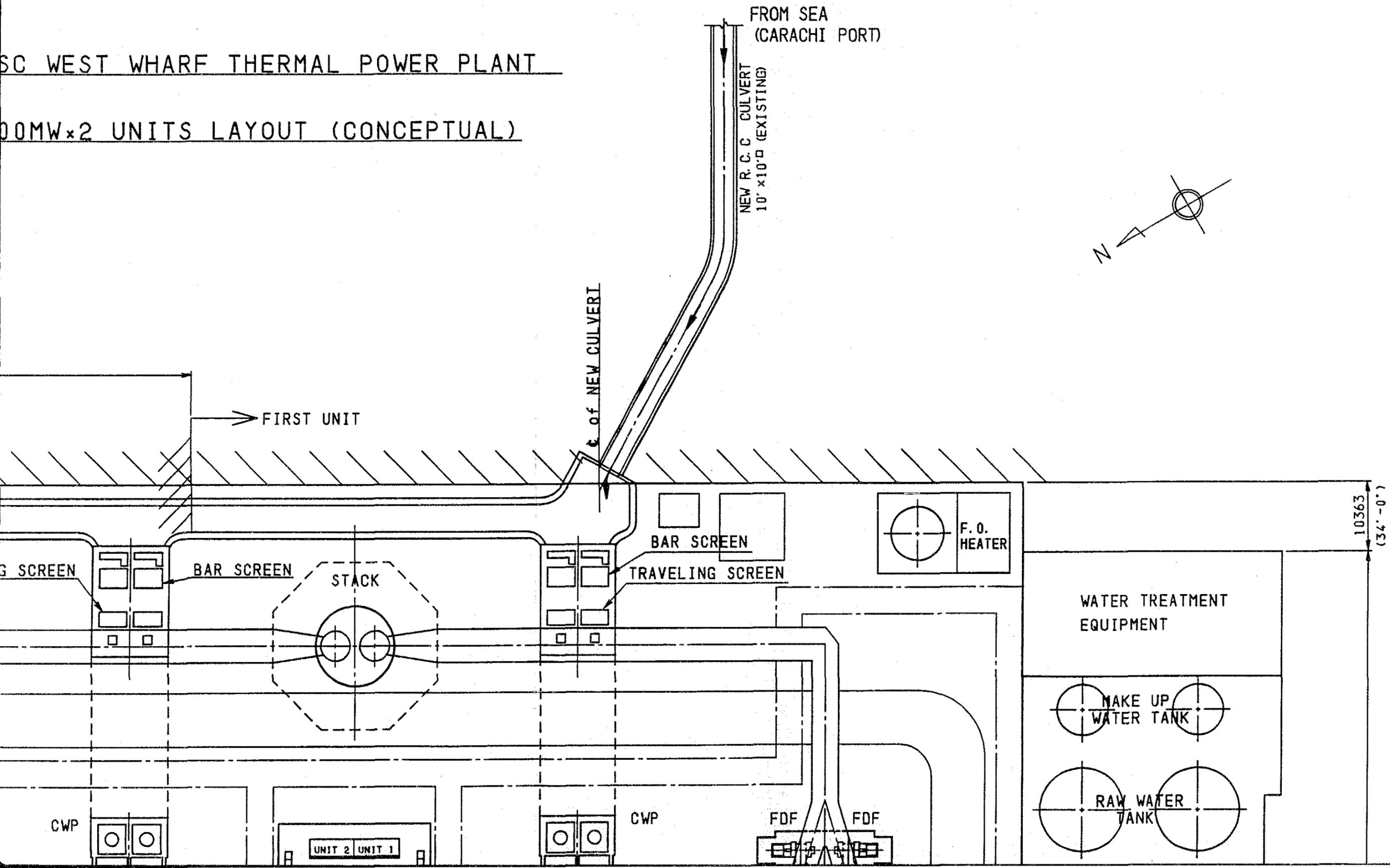
KESC WEST WHARF THERMAL POWER PLANT

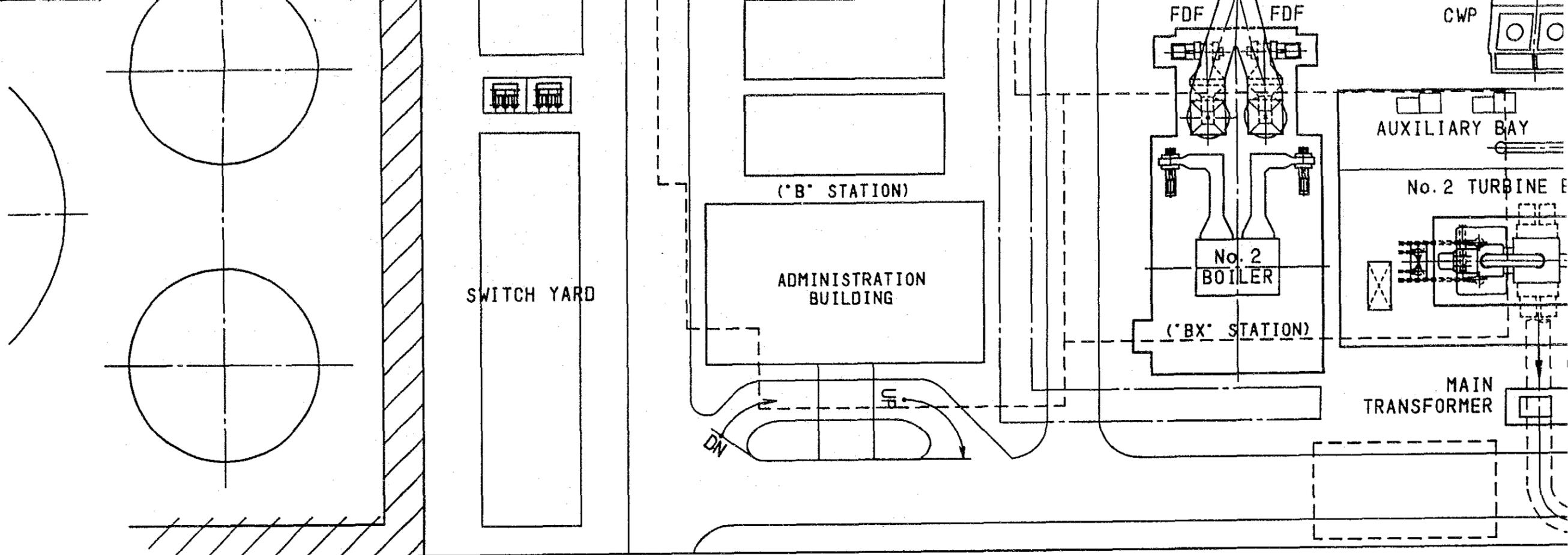
200MW x 2 UNITS LAYOUT (CONCEPTUAL)



SC WEST WHARF THERMAL POWER PLANT

100MWx2 UNITS LAYOUT (CONCEPTUAL)

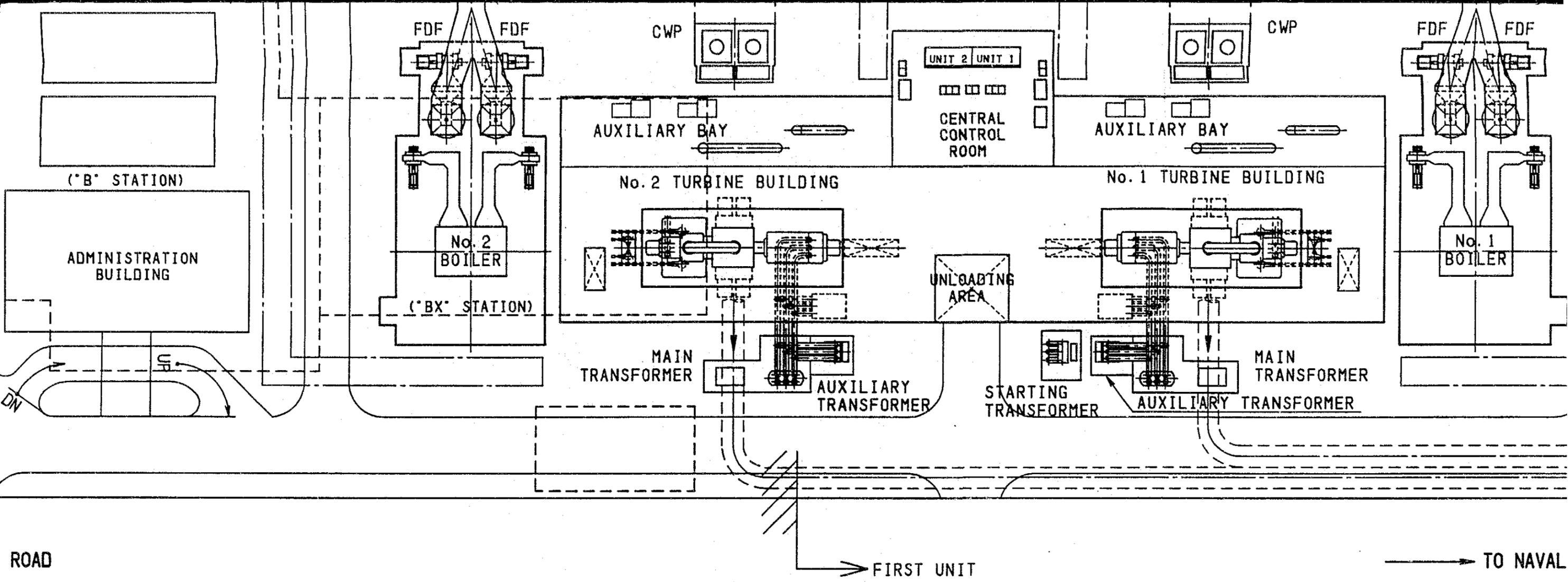




← WEST WHARF ROAD

276808
(909' -0')

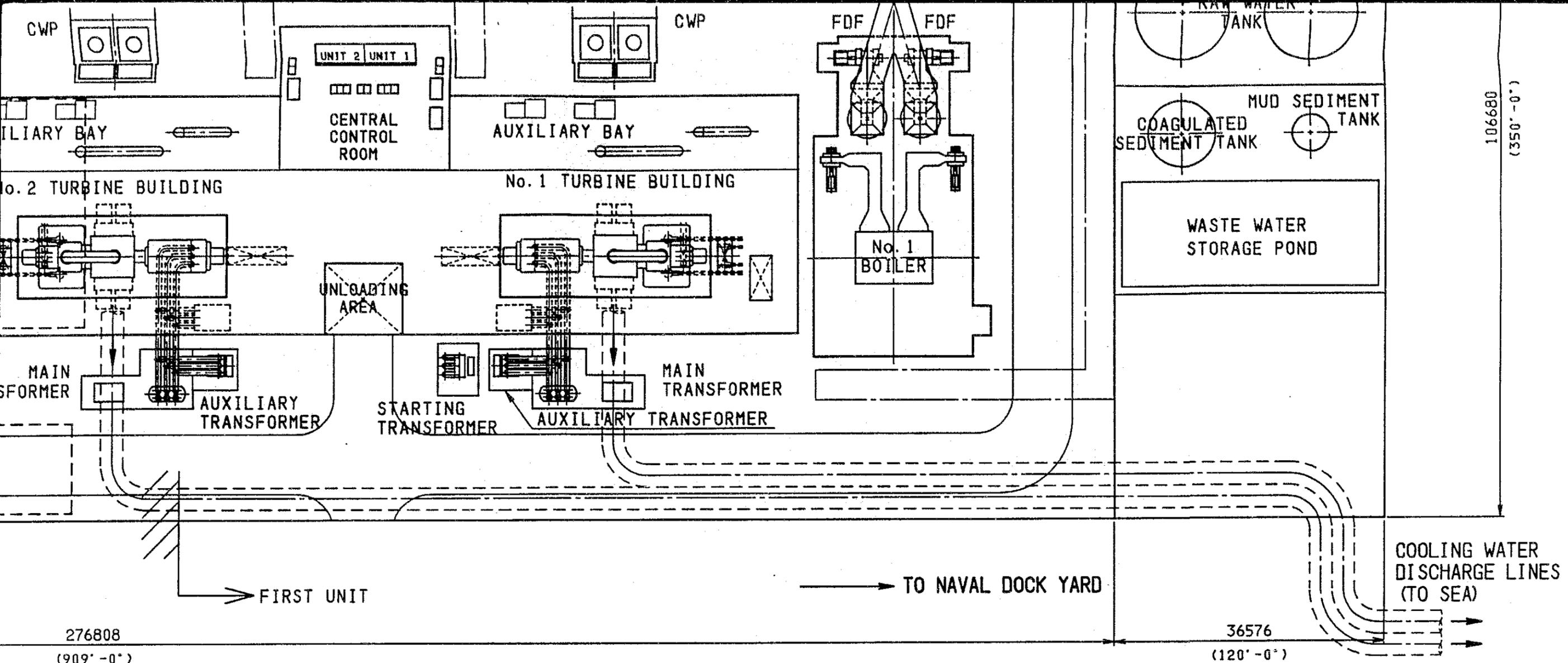
PAKISTAN OXYGEN & ACETYLEN Co.



276808
(909' - 0")

PAKISTAN OXYGEN & ACETYLEN Co., LTD.

实用新案出願済
出願番号 62-146375



ACETYLEN Co., LTD.

实用新案出願済
 出願番号 62-146375

Fig. A-2

PAKISTAN THE KARACHI ELECTRIC SUPPLY CORPORATION LTD.			
WEST WHARF THERMAL POWER STATION PROJECT GENERAL ARRANGEMENT (CONCEPTUAL)			
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY TOKYO ELECTRIC POWER SERVICES CO., LTD. TOKYO JAPAN			
APPROVED BY DATE <i>K. Takasawa</i>	REVIEWED BY <i>A. Ojima</i>	CHECKED BY	DRAWN BY
			SCALE 1/500

JICA