

7.3.4 土木構造物

(1) 復水器冷却用水施設

a) 位置

取水口は、発電所の西側で、発電所に最も近く、取水路の最も短い位置に設置することとした。

放水口は、温排水の再循環の影響が出ないように、発電所東側の French Canal側に設置することとした。

この配置により、閉鎖水域であるFrench Canal内の水質改善にも役立つと考えられる。

b) 取水口とポンプピット

取水口は、次の条件より表層取水方式として計画した。

- ① 取水海域は、Limon 湾内であり波浪の影響が比較的少ない。
- ② 温排水のRecirculationの可能性がある（APPENDIX II 参照）。

また取水口、スクリーン室及びポンプ室は、発電所のレイアウト・敷地高さ及び冷却水施設のためのスペース、また経済性から、取水口・スクリーン室及びポンプ室を一体構造とした。

その構造は、Fig. 7.3.4.(1)～7.3.4.(2)に示す通り幅10.0m、高さ9.00m～11.20m、延長24.00 mの鉄筋コンクリート構造とし、基礎は、コンクリート杭支持方式とした。

- ・ 取水口前面は、なだらかな海岸であり、当計画に必要な冷却水量（ $Q = 8.0 \text{ m}^3/\text{sec}$ ）を安定的に確保するには、取水口前面の開削及び浚渫が必要となる。取水口呑口部には、この開削部の法留めを目的とした鋼管矢板の壁を設けることとした。
- ・ 呑口部の前壁は、低水位以下約1 m下げて、呑口部より侵入する波浪を極力少なくする構造とした。
- ・ スクリーン室には、レーキ付バースクリーン及びロータリースクリーンを各々2基設置した。またスクリーン補修時にスクリーン室内をドライに出来るよう角落としを設けた。

スクリーン接近流速は、スクリーン機器の除塵能力を考慮して $0.3 \text{ m}/\text{sec}$ とした。

なおスクリーン室及びポンプ室の水理計算に当たっては、貝類の付着代10cmを考慮した。

c) 冷却器冷却水管

・ 冷却水管は、地下埋設管とし、6.0 m毎のコンクリート杭支持の鉄筋コンクリート造支台上に設置することとした。道路横断部は、鋼管をコンクリートで巻き立てて、補強することとした。

・ 冷却水管の管厚は、座屈、内水圧による引張応力、最大たわみ量、外部荷重による最大応力等の諸要素を検討の上決定した。

・ 水理計算では、管内の貝類の付着代は考慮していない。

鋼管のライニングは、内面をタールエポキシ塗装、外面をコールタールエナメルガラスクロス2重巻きとした。

d) 放水路と放水口

放水路は、放水槽から放水路暗渠、放水口を経てFrench Canalに至る水路から成り、鉄筋コンクリート構造物とした。

放水路の構造は、埋設鋼管形式より経済的に優れている鉄筋コンクリート暗渠式とした。これらの基礎は、コンクリート杭支持方式とした。

放水路の流れは、水理学的には開水路流れとした。

水理計算では、貝類の付着代は考慮していない。

設計の概要はFig. 7.3.4.(4)~5.(5)に示してある。

e) 仮締切

掘削底面が低く、本体施工時に地下水の排水を必要とする取水口、放水槽、放水路および放水口の施工にあたっては、鋼矢板と腹起し、切り梁、中間支柱等の支保工から成る架設の締切工を施工することとした。

なお冷却水管の施工はオープン掘削によるものとしているが、掘削法面の安定を図る為にウェルポイントを施工し、地下水位を低下させることとした。

f) 腐食対策

取水口前面部の鋼管矢板及び放水口前面部の鋼矢板の腐食対策工として、標高±0.0 mより上部は頭部コンクリートによる被覆を行うこととし、また海中および海土中は、電気防食用アルミニウム合金陽極を用いることとした。

g) 復水器冷却用施設の概要の一覧は、Table 7.3.4.(1)の通りである。

Table 7.3.4 (1) 復水器冷却用施設の概要

設備名		仕様	寸法
取 送 水 設 備	取水口&ポンプ室 (スクリーン室含む)	鉄筋コンクリート構造物	(幅) (高さ) (延長) 10.00m×(9.00m~11.20m)×24.00m 呑口幅 3.50m×2
	送水管	・埋設鋼管 ・コンクリート巻立て補強 埋設鋼管	(内径) (平均延長) φ1,200×129.00m×2条 総延長=515m
放 水 設 備	放水管	・埋設鋼管 ・コンクリート巻立て補強 埋設鋼管	(内径) (平均延長) φ1,200×166.00m×2条 総延長=332m
	放水槽	鉄筋コンクリート構造物	(幅) (高さ) (延長) 6.40m×8.40m×13.40m
	放水路	鉄筋コンクリート構造物 (鉄筋コンクリート暗渠)	(内幅) (内高) (延長) 2.00m×2.00m×120m×2連
	放水口	鉄筋コンクリート構造物	(幅) (高さ) (延長) (6.40m~12.40m)×6.00m×18.60m 吐出幅 5.00m×2

(2) 揚炭棧橋

a) 棧橋位置及び方向

棧橋の位置は、次の条件を考慮し決定した。

- ① 港口から棧橋まで、十分な長さの直線航路が得られること。
- ② バース前面には、10,000-D.W.T級石炭船の操船に十分な水深と広さの水域が確保できること。
- ③ Panama運河の運行に支障を与えない位置であること。
- ④ 発電所に極力近い位置であること。

上記条件を満足する位置は、Fig. 1.1 に示すように、Cristobal 港の浚渫部 (-12m~-14m) の境界付近とし、棧橋の方向は、浚渫境界線 (Dredging Limit Line) に平行とした。

当地点は、港口が東西の防波堤により外海の波浪から防護された、Limon 湾の湾奥で、かつ、Cristobal 港の埠頭により遮へいされた、有利な海域である。

棧橋の方向は、当地点の卓越した風向である北または北西方向に平行であるこ

とが望ましいが、当地点での風速は、風速の基礎資料から考えても比較的小さいこと、また卓越する風向に対しては、石炭船が棧橋に押しつけられる方向にあるので、支障のないものとする。

b) 地質条件

- ・ 棧橋地点の海底地盤の地質構成は、基盤岩のGatun層上に下位から順次、厚さ18m程度の非常に良く締まったGranular Coral層（N値50以上）、厚さ3～8mの硬いClay層（N値15～22）そして厚さ2～4mの非常に軟弱なLoam層から成る。

c) 設 計

- ・ 当棧橋は10,000 D.W.T級石炭船1隻が、着船可能で、石炭荷揚げ用のアンローダー2台の走行及び設置が可能なスペースを有し、かつ、その荷重を支持できること、また1,000 D.W.T級石油タンカーも着船可能なものとして設計した。
- ・ 当棧橋の設計条件及び設計手順は、それぞれ Table 7.3.4.(2)、Table 7.3.4.(3)に示す通りである。

—揚炭棧橋の長さ及び形式—

- ・ 揚炭棧橋の長さ及び形式は下記の条件にもとずき計画した。
 - ① 棧橋のバース長さは、石炭船のハッチ位置及びアンローダー本体の車輪位置、寸法から船長程度は必要とすること。
 - ② 船首索及び船尾索は、船の前後への移動の防止及び船を真横方向に支持するという両方の目的を兼用しているため、棧橋法線に対し角度30°の方向に引張る必要があること。

以上の条件より、棧橋の長さを、船長程度の150mとし、係船設備として、網取りドルフィンを2基設置することとした。

—1,000 D.W.T級石油タンカー接岸位置—

- ・ 1,000 D.W.T級石油タンカーの接岸位置は、下記の条件にもとずき計画した。
 - ① 揚油パイプラインが極力短縮されるように、揚炭コンベア寄りとする。
 - ② 船首索および船尾索の角度が、30°以下で張れるようにする。
 - ③ 係船柱は、10,000 D.W.T石炭船用の曲柱を兼用する。
 - ④ 防舷材が、船長の1/4程度の位置にくるようにする。

以上より、石油タンカーの接岸位置はFig. 7.3.4.(6)に示す通りとなる。

以上のことから、No.2～No.6ブロックには、石油タンカーが接岸可能な防舷材を配置することとした。

- ・ 1,000 D.W.T 級石油タンカーは、石炭船に比べて、乾舷が小さいことから、栈橋の防舷材取付部の下端標高を、1 m程度低くする必要があり、それに伴って、防舷材の長さも1 m長くした。

—通船船着場—

- ・ 栈橋と陸上は、海上ベルトコンベアにより連結されているので、日常の点検等の職員は、ベルトコンベア横の歩道を歩行することにより、栈橋への連絡が可能であるが、栈橋と陸上間の資材、物品の輸送及び船員の上陸、乗込み等にあたって通船が必要となる。

この通船の船着場としては、No.10ブロックの背面を一部拡幅して、係船岸壁とした。なお通船の陸側の船着場は、既存港湾設備を利用するものとし、本計画には含めていない。

—栈橋の構造形式—

- ・ 栈橋の構造形式は、栈橋上を走行する自重 200 t の揚炭機 (unloader) 等の上載荷重を受ける上部構造を安全に支持し、かつ、不等沈下の生じないことが要求される。

この条件を満足する構造として、上部工が鉄筋コンクリート造格子桁構造の杭式栈橋とした。

—杭材種の選定—

- ・ 杭材種の選定に当っては、海上部で長物の施工が可能で、強固な支持層に十分打ち込み、杭本体の耐力が大きい鋼管杭とした。鋼管杭の特徴は、次の通りである。

① 材料強度が高いため、堅固な支持層に打ち込むことができ、大きな支持力が期待できる。

② 断面剛性が大きく、曲げモーメントに対する抵抗力が大きいため、水平抵抗を十分に期待できる。

③ 支持地盤に起伏がある場合で、用意した杭長に過不足が生じた際、溶接・接断により、杭長の調節が容易である。

④ 杭頭に鉄筋を溶接すること等により、上部構造物との結合が容易にできる。

⑤ しかし、鋼管杭は腐食するという欠点を持っている。

この対策工として、防食速度が、最も大きい海水の飛沫帯および干満帯は、モルタルの被覆を行うこととし、また海中及び海上部は、電気防食用アルミニウム合金陽極を用いることとした。

— 棧橋本体の設計 —

- ・ 揚炭棧橋の設計条件は、Table 7.3.4 (2) 示す通りで、設計手順は Table 7.3.4 (3) に沿って実施される。
- ・ 上部工は、温度変化、施工性を考え、1ブロックの大きさを長さ15m、幅17mとし、10ブロックとした。上部工の桁断面の検討に当たっては、アンローダー桁、横桁、縦桁それぞれの杭列について断面力を算定し、断面形状等を決定した。
- ・ 基礎杭は、横桁の杭列についての検討結果にもとづき、杭径及び杭材の厚さ等を決定した。

杭は、堅固な支持層まで打込む必要があること、また上部工の安定上、地盤内へ所定の長さの根入れが必要となる。

棧橋地点の地層のうち、N値50以上の十分に締まったGranual coral層は杭の支持層として十分な強度を持っているが、逆に堅すぎて、この層へ通常の杭打ち工法では所定の根入れ深さまで打込めない可能性がある。この為、本地点の杭打ちに際しては、鋼管杭の中掘りを併用することとしている。

以上の検討結果の概要は Table 7.3.4 (5) および Fig. 7.3.4 (7)～(8) に示す通りである。

なお、設計条件の上載荷重の、アンローダー荷重については、製作メーカー毎にそれぞれ荷重が異なる可能性があるため、実施設計段階では、メーカー決定後、詳細な荷重にもとづいて、検討する必要がある。

Table 7.3.4 (2) 設計条件

項目	条件
潮位	H. W. L. + 0.34m, L. W. L. - 0.03m
風速	常時 ; 6 m/sec , 暴風時 ; 20m/sec
設計水平震度	0.1 g
設計水深	- 9.00m
対象船舶	<ul style="list-style-type: none"> ・ 10,000 D. W. T級石炭船 ・ 1,000 D. W. T 級石油タンカー
荷重条件	<ul style="list-style-type: none"> ・ 250T/H揚炭機 (自重200t/基 × 2基) ・ 600T/Hベルトコンベア × 1条 ・ 船舶接近速度 <ul style="list-style-type: none"> { 10,000 D. W. T級石炭船 : 15cm/sec { 1,000 D. W. T 級石油タンカー : 30 "

Table 7.3.4 (3) Sequence of Design

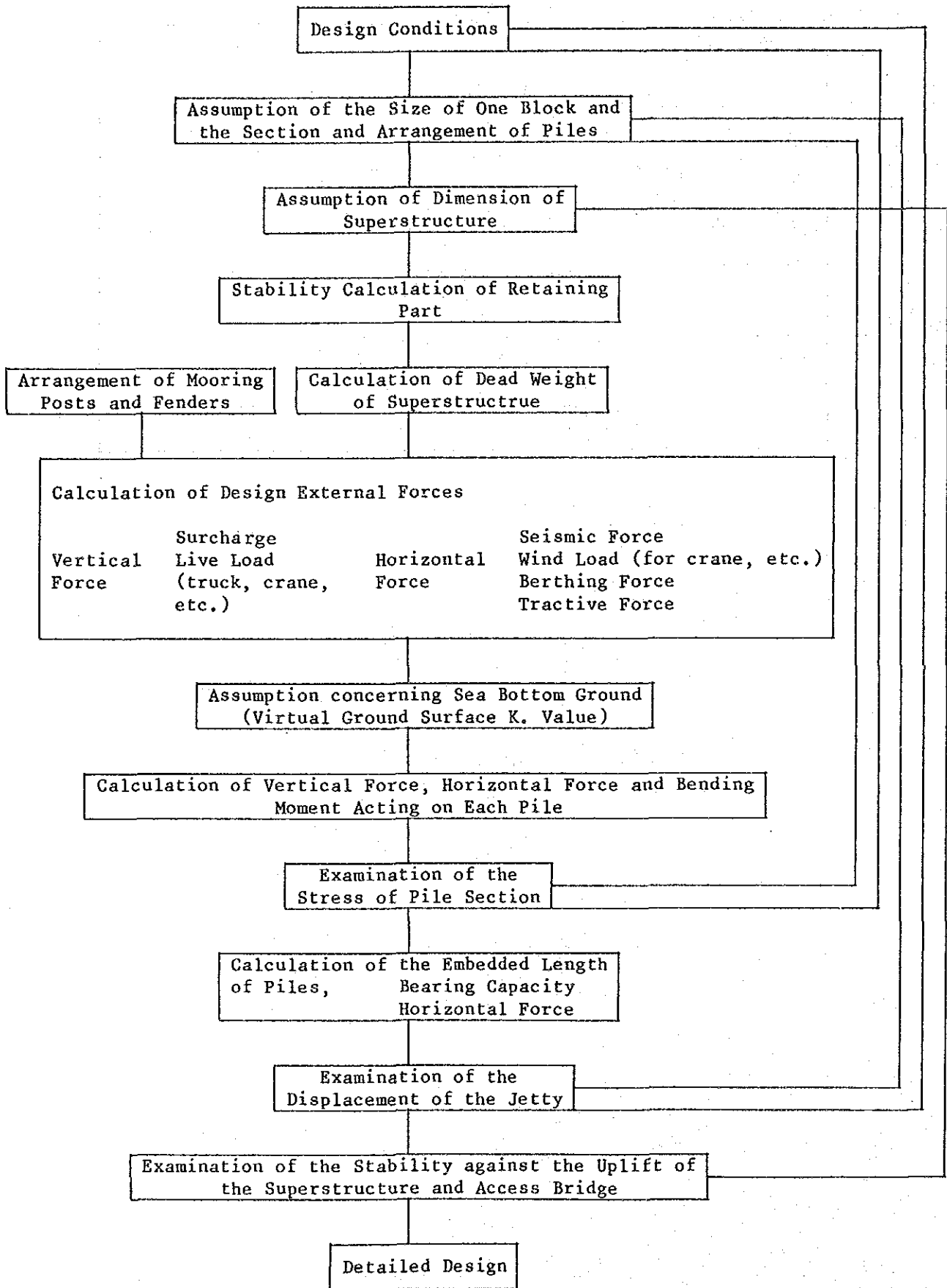


Table 7.3.4 (4) Summary of Coal Unloading Jetty

項 目	仕 様
〔 棧 橋 本 体 〕	
・ 構造形式	直杭式棧橋構造
・ パース長	150m
・ パース幅	17m
・ パース水深	- 9 m
・ 基礎杭	鋼管杭 ϕ 900mm t = 9 mm \times 160本 " ϕ 600mm t = 9 mm \times 44本
・ 防衝設備	ゴム防舷材 500mm H \times 2,000mm L \times 5 基 500mm H \times 3,000mm L \times 5 基
・ 係船設備	曲柱 35 t \times 10基
〔 網 取 り ド ル フ ィ ン 及 び 連 絡 橋 〕	
・ 構造形式	斜杭式構造
・ 基 数	網取りドルフィン \times 2 基
・ 基礎杭	鋼管杭 ϕ 900mm t = 9 mm \times 8 本
・ 係船設備	直柱 70 t \times 2 基

d) Pier16について

- ・ 当サイト北側約1kmの地点に、1910年代に建設された、コンクリート杭支持鉄骨コンクリート製の棧橋 (Pier16) が現存している。

この棧橋を、当発電所の揚炭棧橋として使用できれば、経済的に有利となることから、現地調査期間中に、目視観測を中心とした、耐久性の調査を実施した。その結果、次の理由から、この棧橋を当発電所用の揚炭棧橋として使用することは、不適當であることが判明した。

— コンクリート基礎杭及び鉄骨コンクリートの上部工は、コンクリート中の鉄筋及び鉄骨の腐食により、上部工の桁コンクリートに多数のクラックが発生し、一部にはコンクリートが肌落ちしている部分もあり、構造体としての劣化が著しい。このような棧橋上にアンローダー等の重量構造物を上載し、将来数十年間にわたって使用することはむずかしい。

(3) 貯炭場と払出暗渠

a) 地質条件

- ・ 貯炭場地点の地盤の地質構成は、基盤岩のGalun層上に、下位から順次、厚さ約4mの硬いClay層 (N値7~22)、厚さ約5mの非常に良く締まったSand with Coral Fragments層 (N値27~82)、そして厚さ約7mの軟らかいFill層 (N値2~4) から成る。

b) 設 計

- ・ 貯炭場土木施設の概要は、Fig. 7.3.4.(9)に示す通りである。
- ・ 貯炭場地点の地質条件は、上記の通り、地表面より約7m部分が、軟弱な地盤から成っている。積付高5mの貯炭状態に対して、原地盤の物性値で、すべり破壊に対する検討を行ったところ、安全率が設計条件 (Table 7.3.4.(5)) を下まわり、すべり破壊が生じることが判明した。

この対策工法として、貯炭場の施工期間及び経済性の面から検討を加え、施工期間に余裕のない地下ベルトコンベア用暗渠部周辺は、サンドコンパクション工法、また他の貯炭部分は、約3ヶ月間の載荷盛土期間を考慮したサンドドレーン工法とした。

- ・ サンドドレーン工法とは、軟弱土層中に砂の柱を立て、圧密排水のための人工の水みちを造り、載荷盛土による載荷重によって生ずる圧密沈下を、短

期間に生じさせ、地盤強度の増加を図る工法である。

- ・ サンドコンパクション工法とは、軟弱土層中に振動あるいは衝撃荷重を用いて砂を圧入し、直径の大きい圧縮された砂柱を造り、砂柱および粘土との複合地盤を形成し、地盤全体としてのせん断抵抗を増大させ、支持力の増加やすべり破壊の防止を図る工法である。

Table 7.3.4 (5) 設計条件

項 目	設 計 条 件
荷 重 条 件	<ul style="list-style-type: none"> ・ 貯炭高さ $H = 5.0 \text{ m}$ ・ 貯炭幅 $160 \text{ m} \times 160 \text{ m}$ ・ 単位体積重量 $\gamma_t = 0.8 \text{ t/m}^3$
設 計 条 件	<ul style="list-style-type: none"> ・ すべり破壊に対する安全率 常 時 $F_s = 1.20$以上 地震時 $F_s = 1.00$以上

4) 敷地造成

本計画は、PCC提供の1/1,000地形図及び現地踏査の結果をもとにして、発電所構内の切土、盛土の土量のバランスから、地盤高を+4.0mとした。ただし本計画の発電所地点は、PCCのコーラルピット部にあたる為、実施計画段階では、サイト周辺の地形測量を実施し、詳細に検討する必要がある。

5) 灰捨場

灰捨場は、環境対策上及び経済性から有利な陸上灰捨場として、発電所南側に計画した。

灰捨場の周囲には、高さ約1.5m、天端幅4.0mの築堤を設置し、灰の流出を防止する。

灰捨場内の降水は、雨水沈殿槽でSS分を除去した後、構外へ放流することとする。

Fig. 7.3.4 (2) Section of
C.W. Intake and Pump Pit

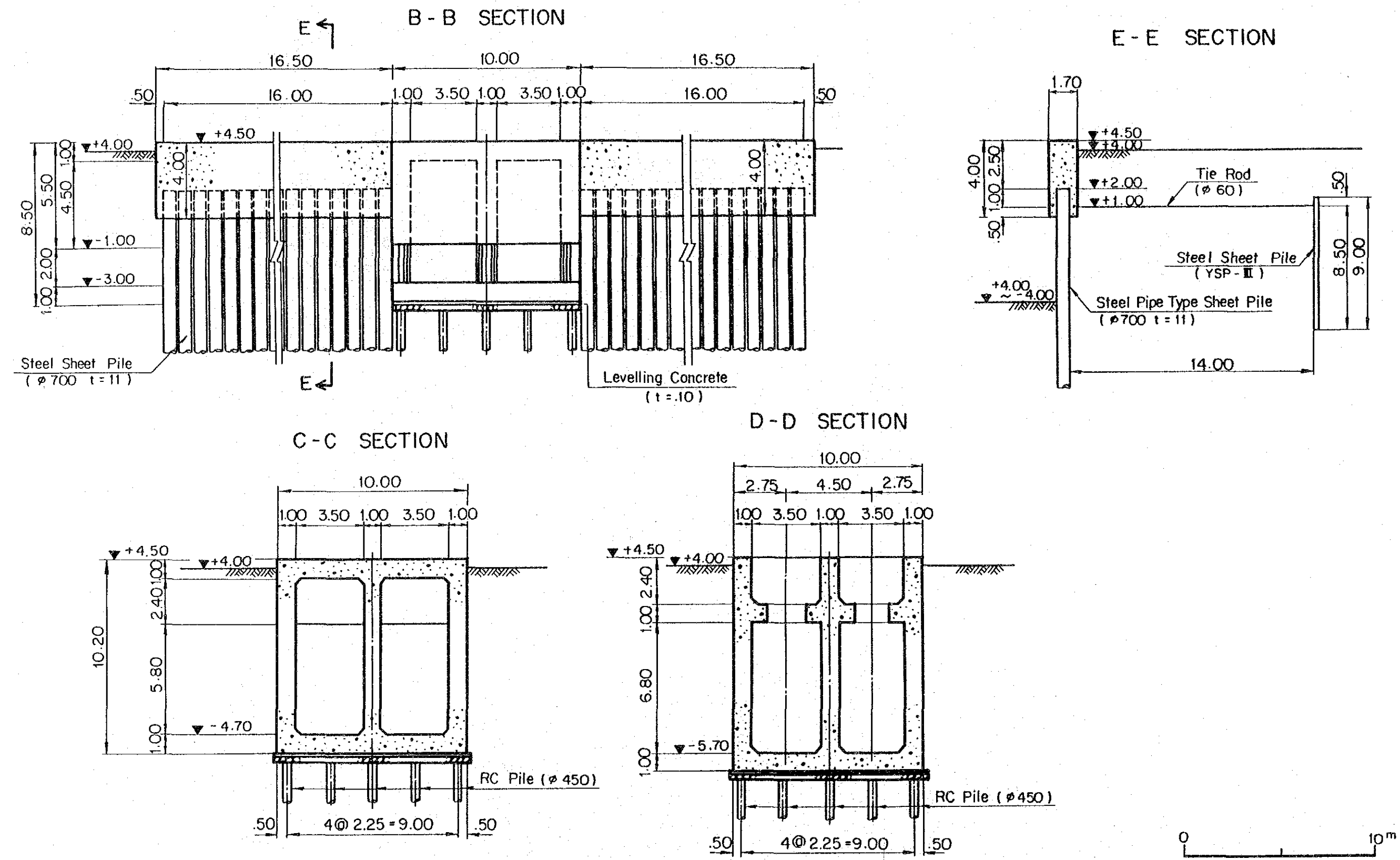


Fig. 7.3.4 (3) C.W. Pipe Layout

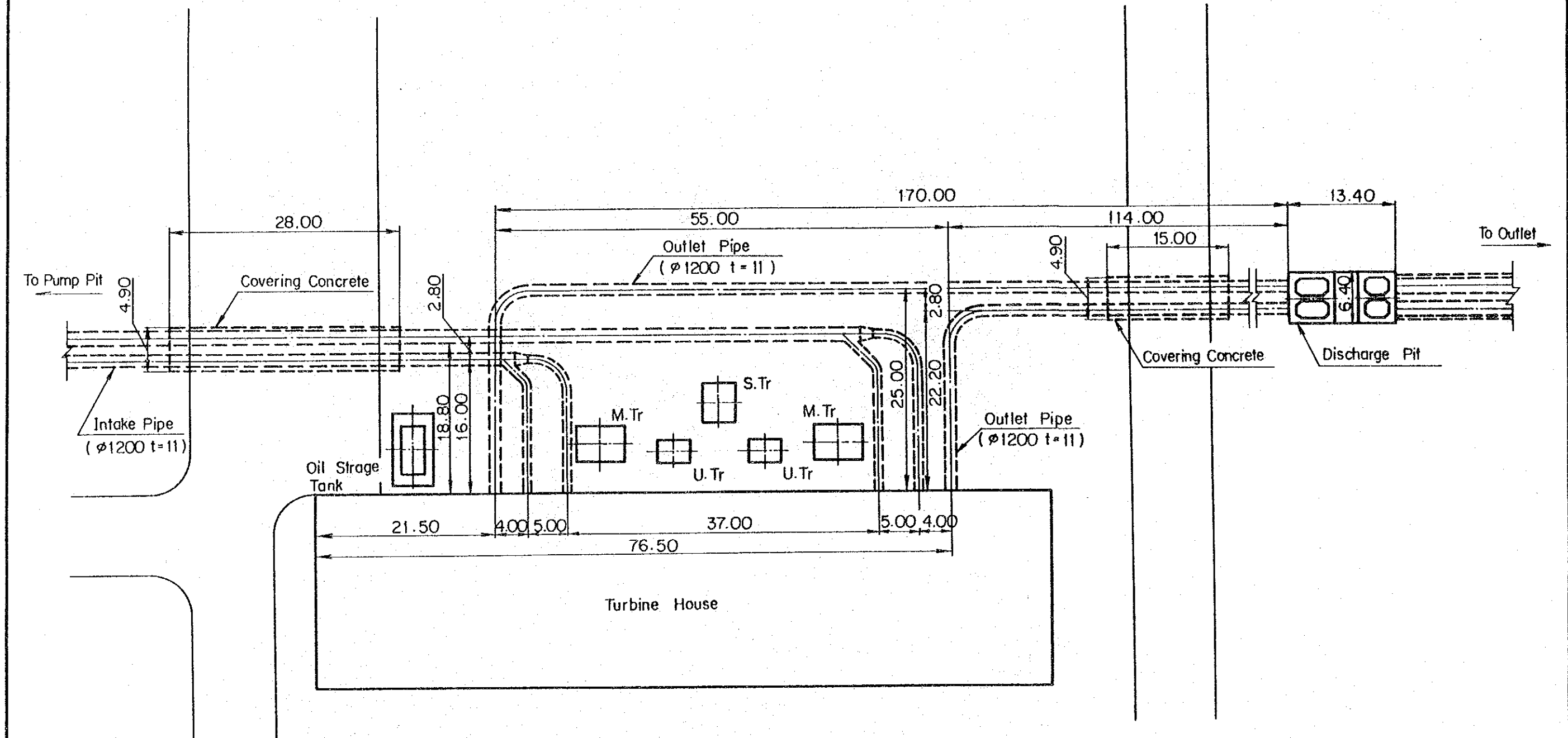


Fig. 7.3.4 (5) Section of C.W. Outlet

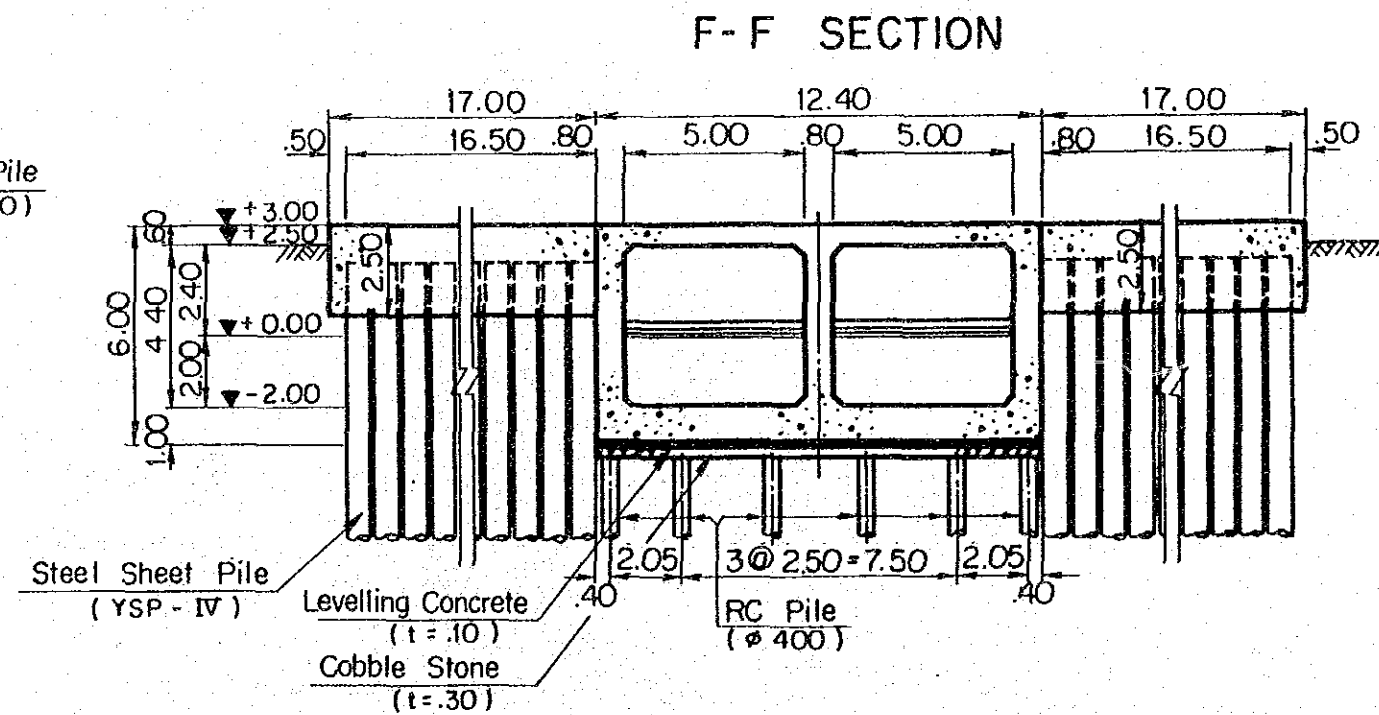
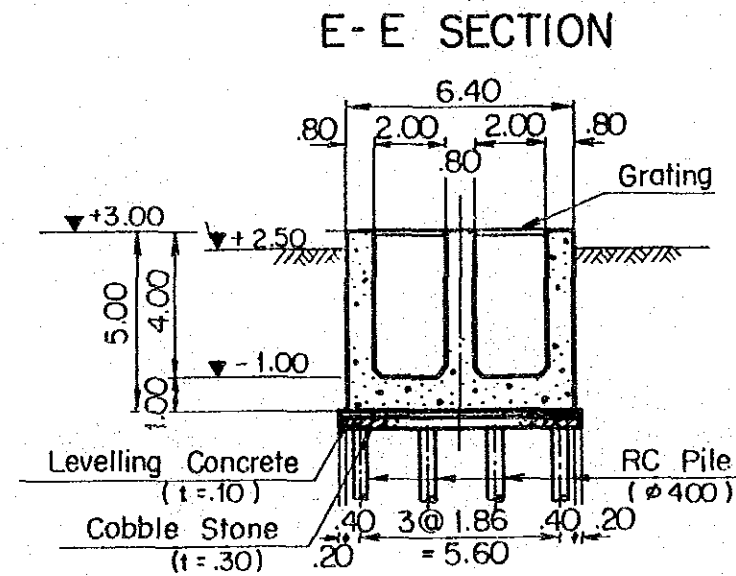
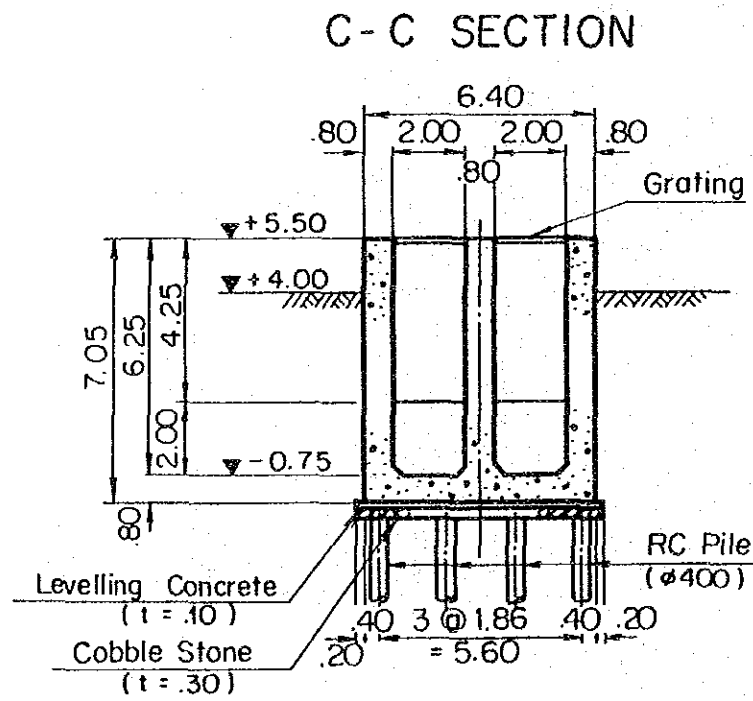
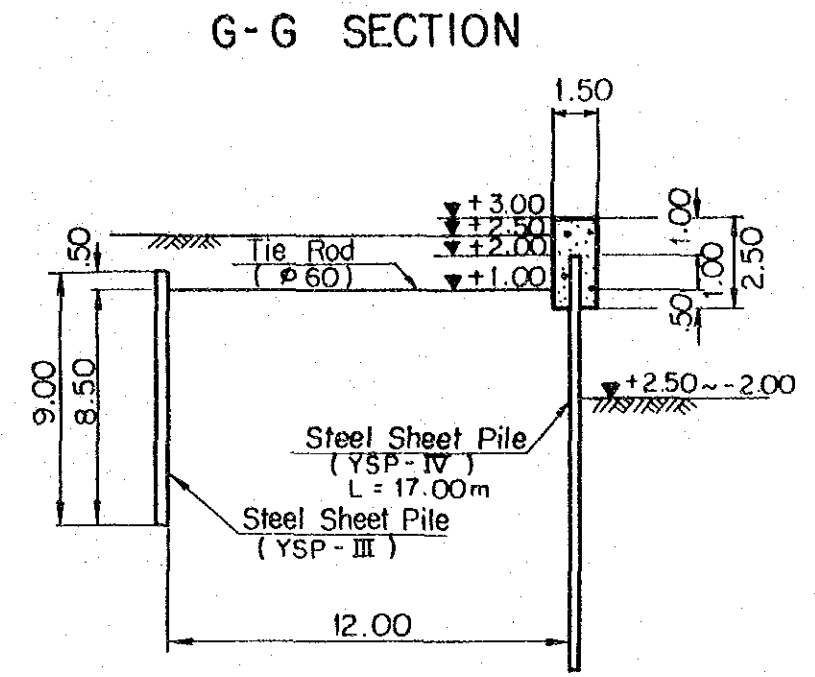
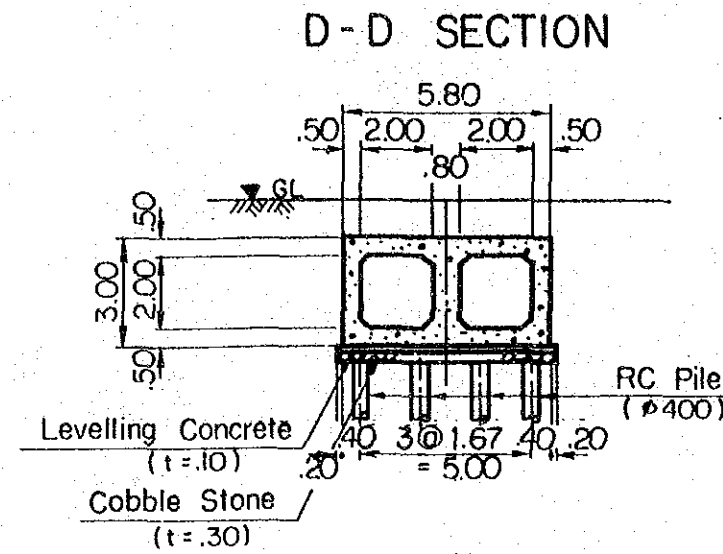
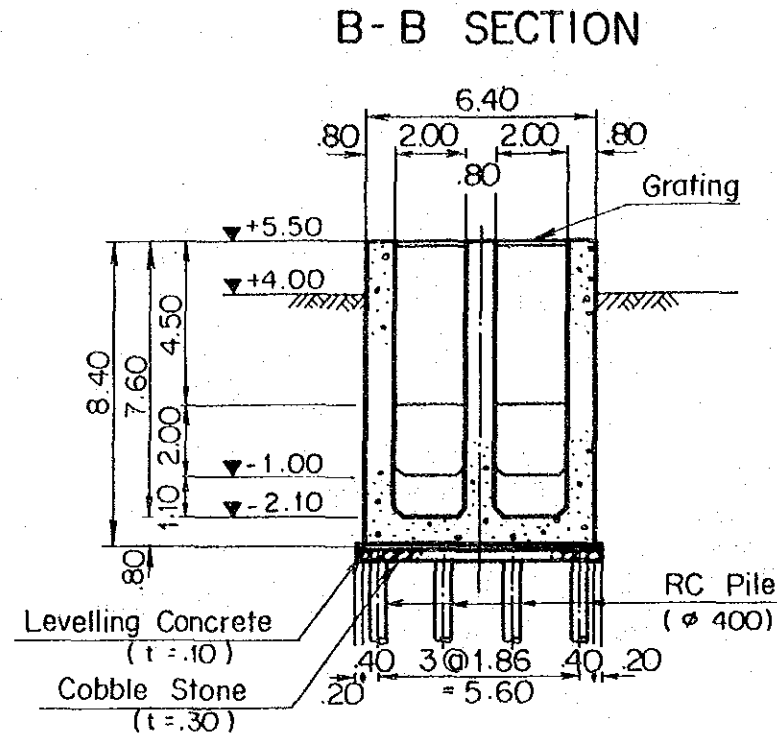
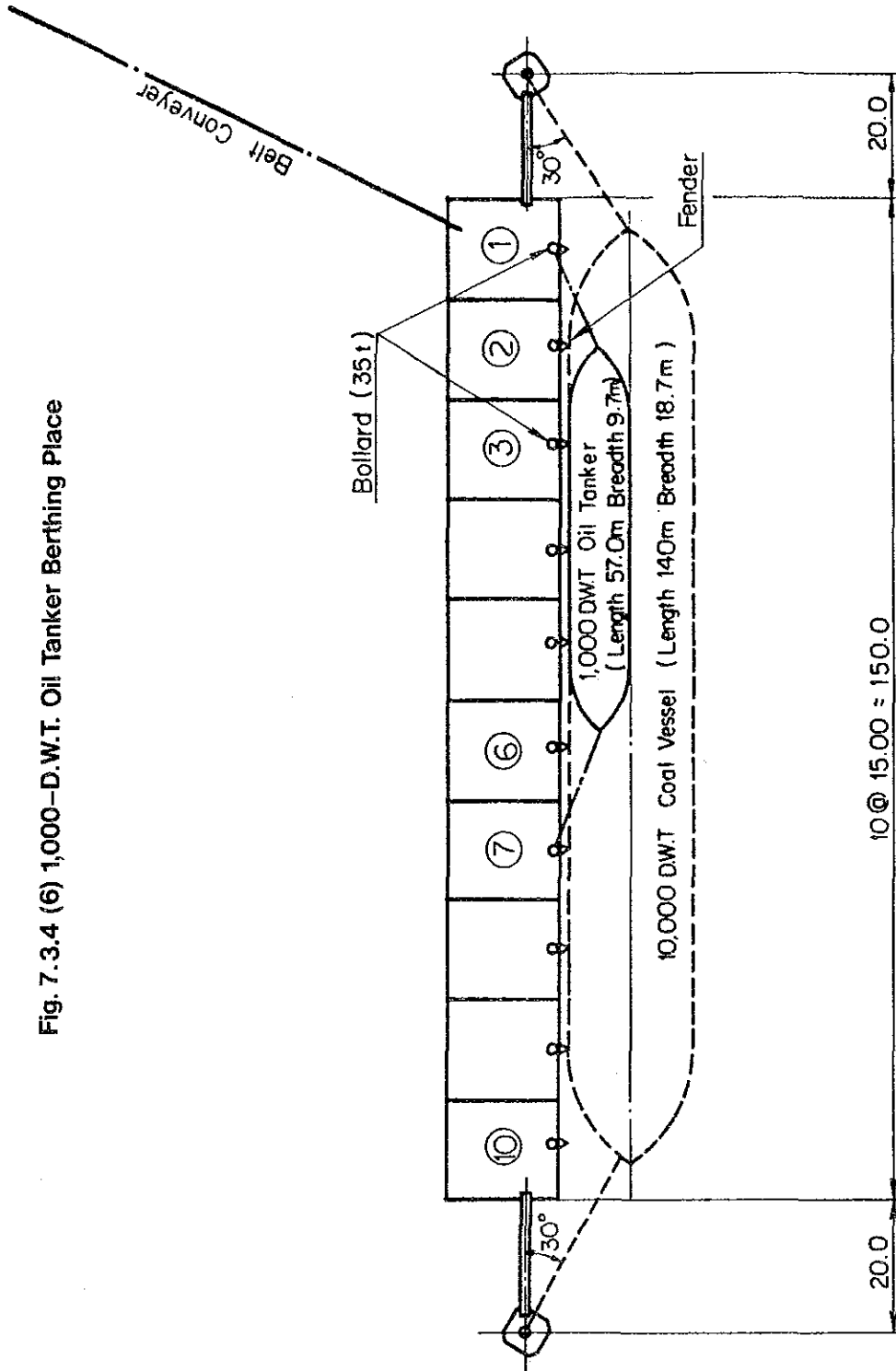
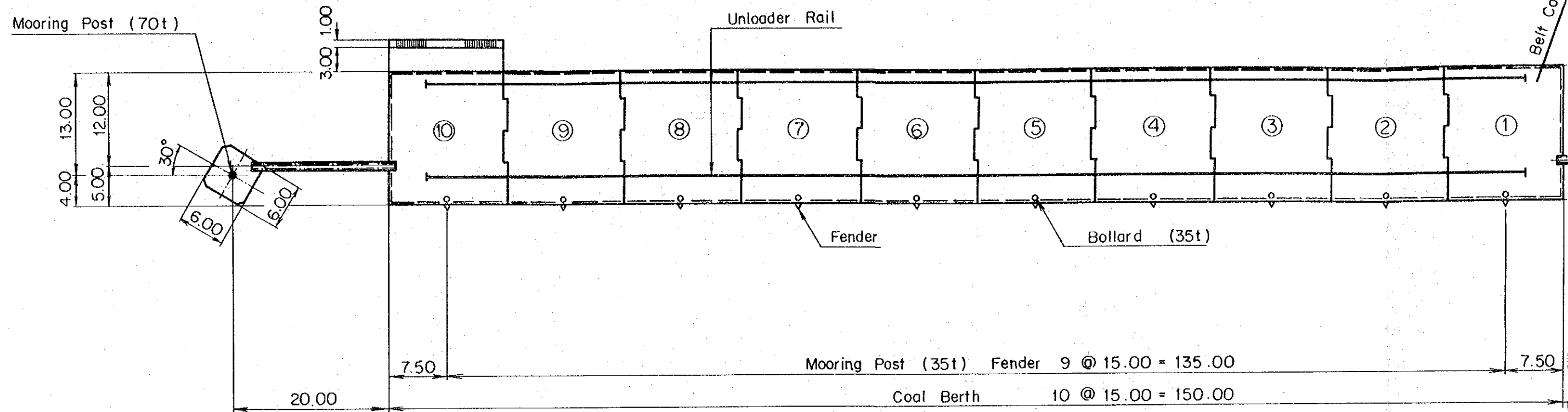


Fig. 7.3.4 (6) 1,000-D.W.T. Oil Tanker Berthing Place



PLAN



FRONT

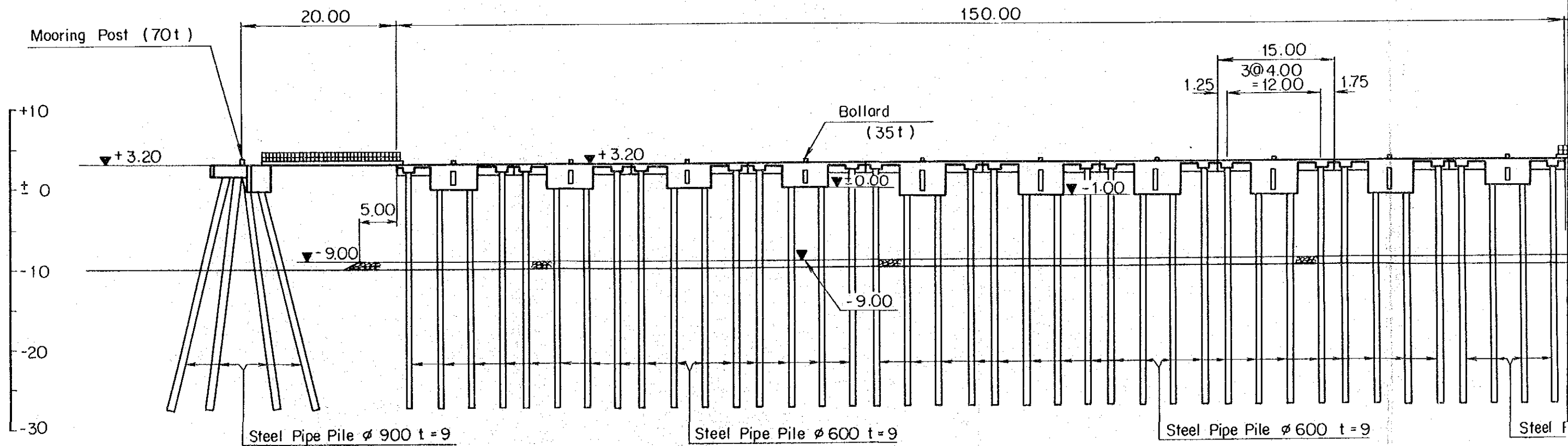
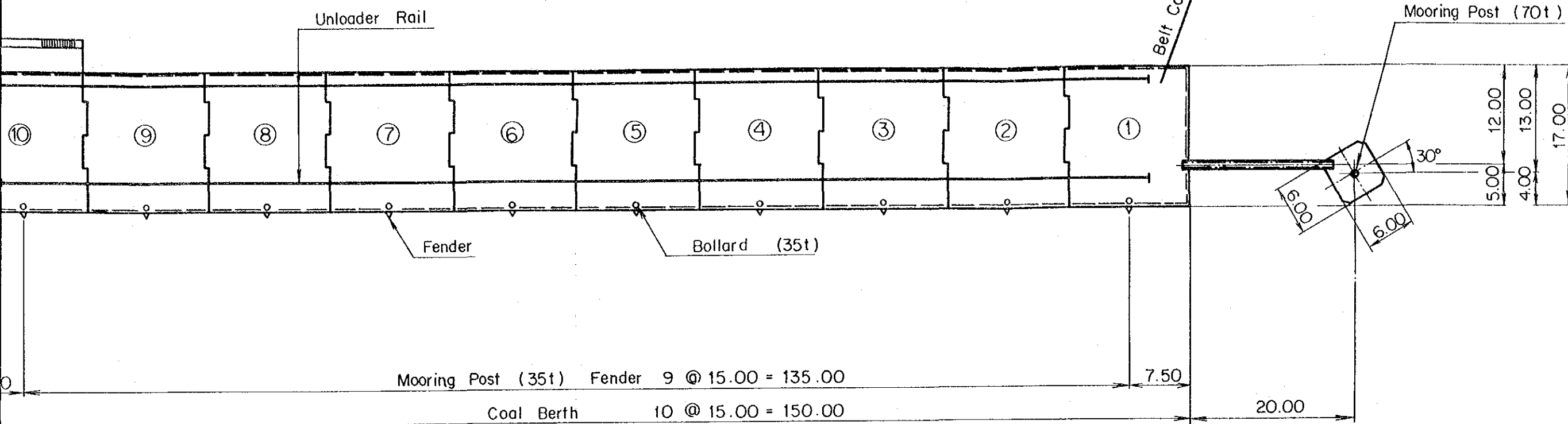


Fig. 7.3.4 (7) Plan and Front of Coal Unloading Jetty

PLAN



FRONT

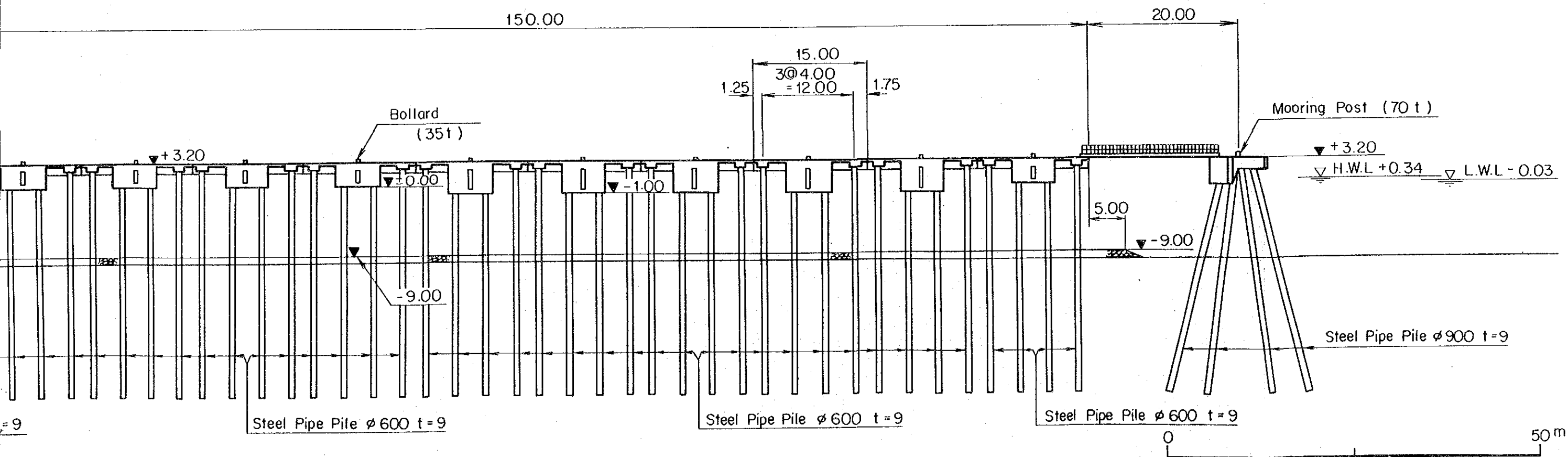


Fig. 7.3.4 (8) Typical Section of
Coal Unloading Jetty

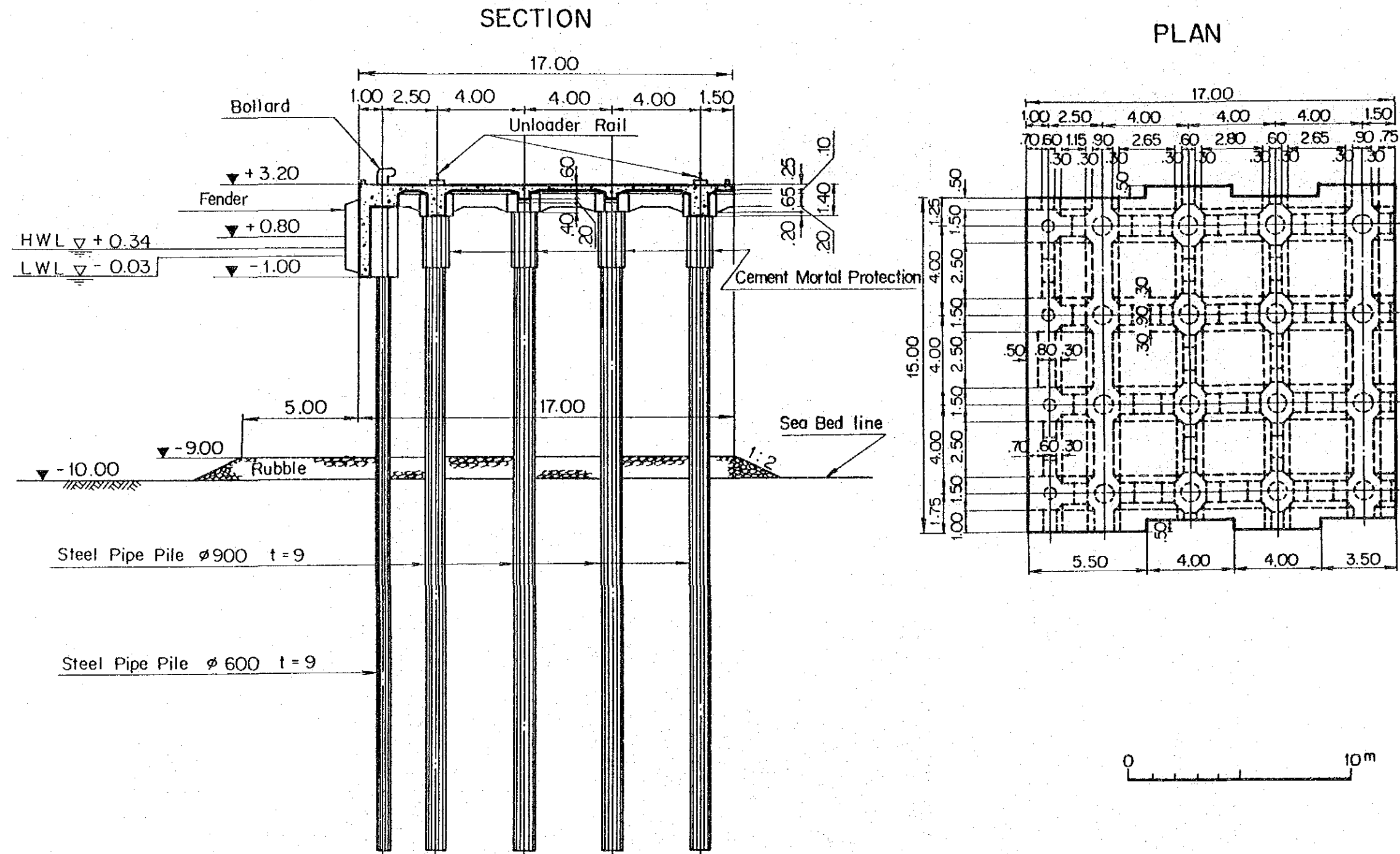
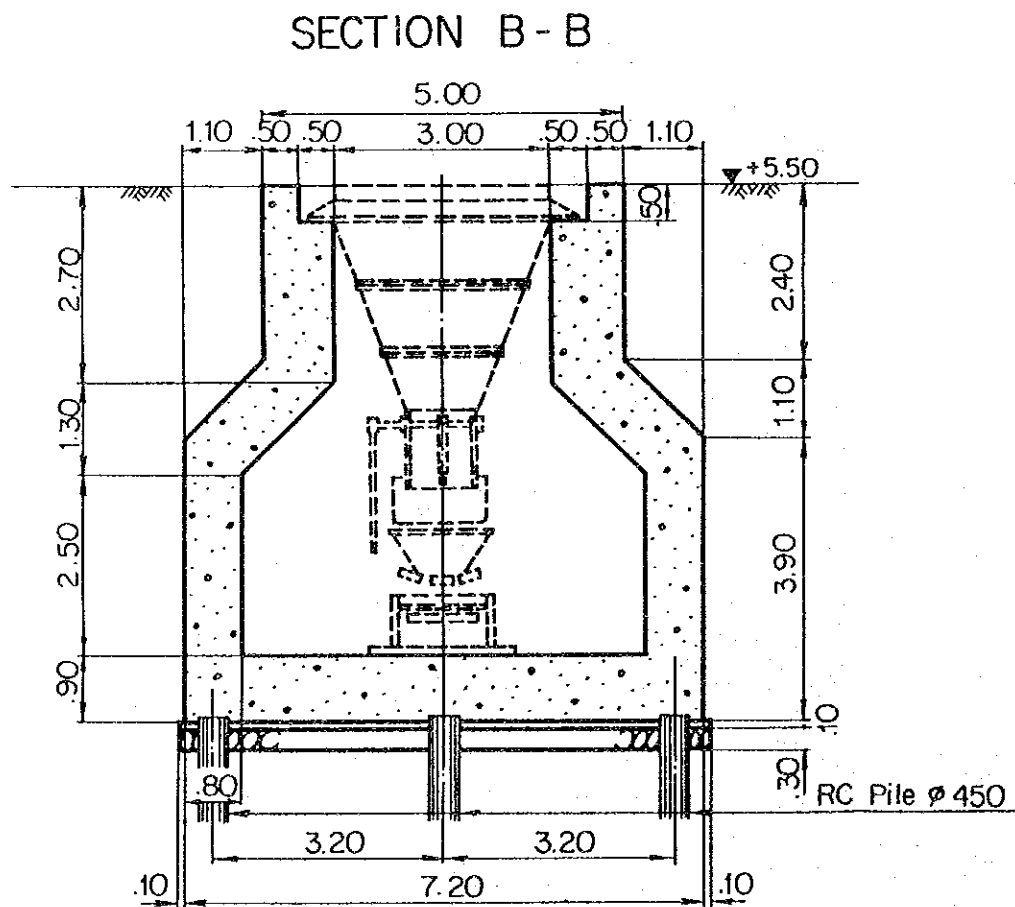
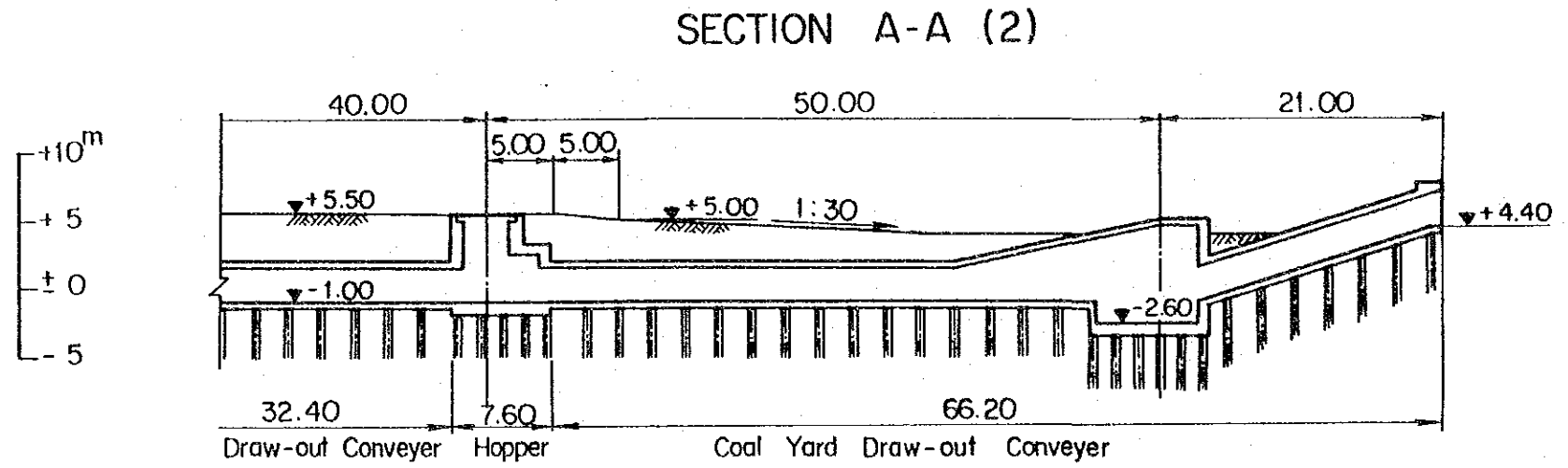
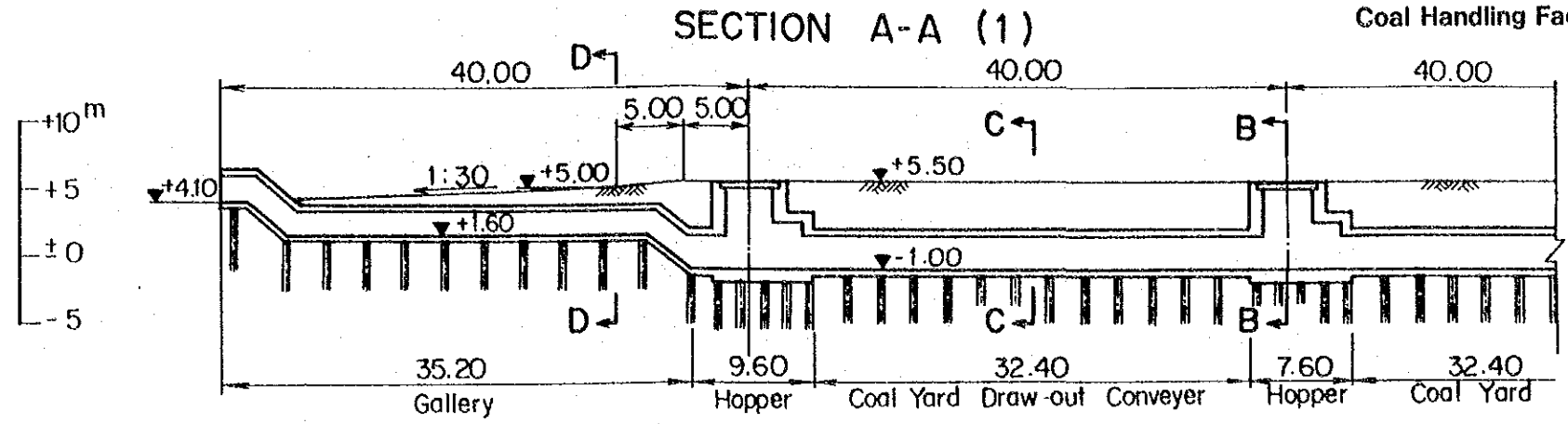
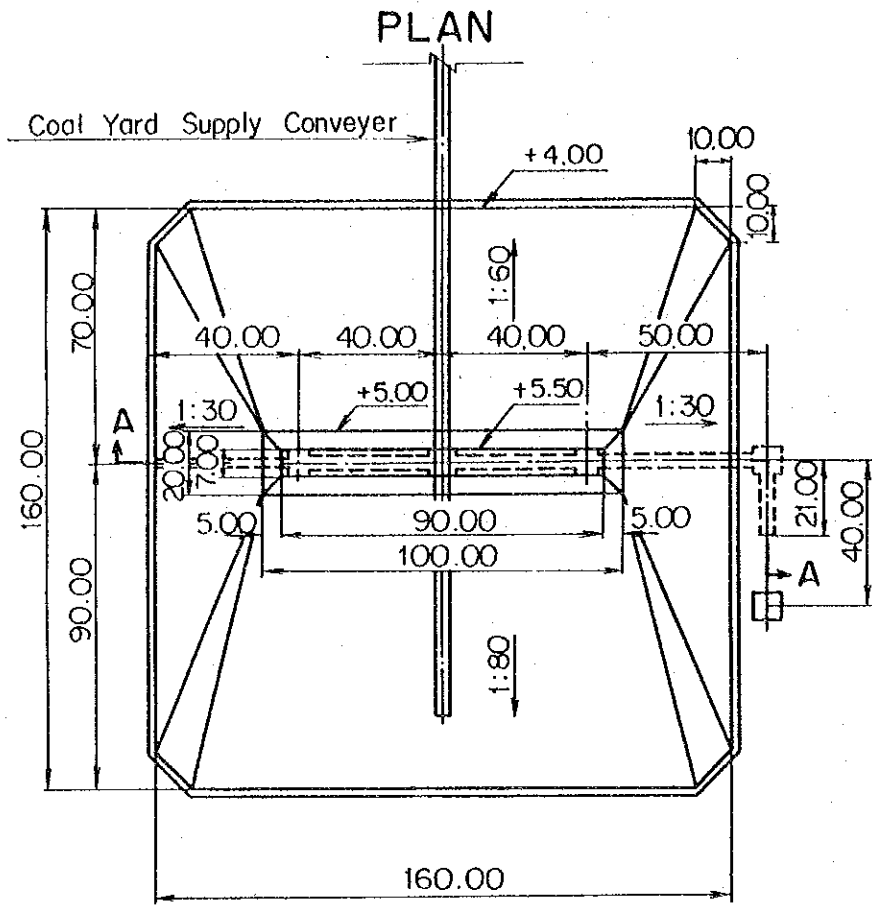
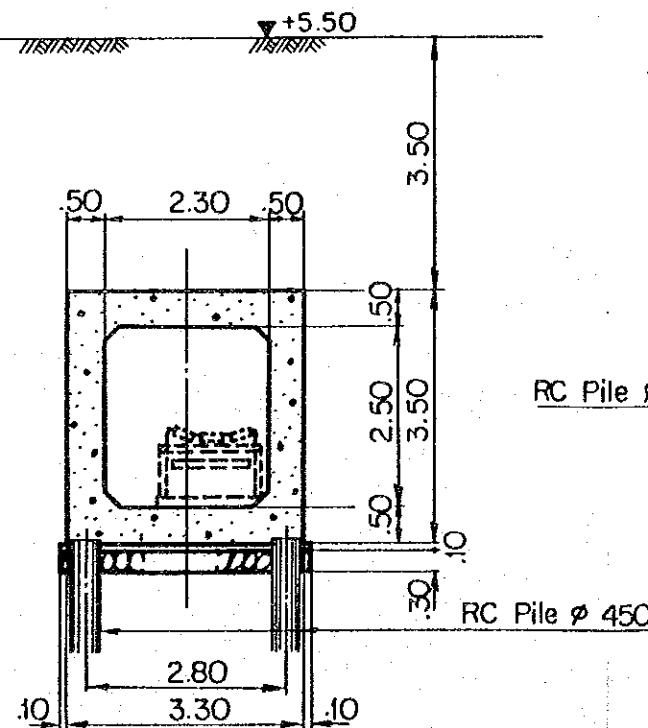


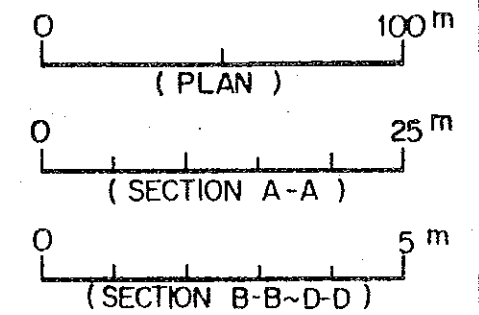
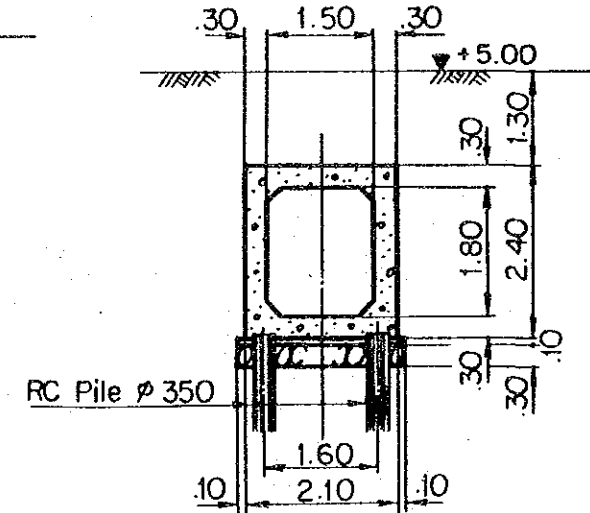
Fig. 7.3.4 (9) Coal Storage Yard and Coal Handling Facilities



SECTION C-C



SECTION D-D



7.3.5 発電所用水

復水器冷却水以外の発電所用水としては、ボイラ給水、軸受冷却水、飲料水、雑用水、消火用水が必要となる。

幸いTelfers island地点では、近傍のMount Hope浄水場には、現状では当発電所に必要な500t/day程度の用水製造余力があるので、そこから発電所迄配管を敷設すれば発電所用水を使用する事が出来る。

又Mount Hope浄水場から供給を受ける用水の質は全量飲料水なのでボイラ用水以外は特別の処理を必要としない。

発電所用水の種別毎の量は以下の通りである。

(i) 所要用水量

a) ボイラ補給水 (純水)

$$Q_b = Z \times R_m \times \alpha$$

Q_b : ボイラ補給水 (t/day)

Z : 2 缶 1 日当りのボイラ蒸発量 (t/day)

$$= 240\text{t/h} \times 24\text{h} \times 2\text{ Units}$$

R_m : 補給水率 0.8 (%)

α : 余裕 2

$$Q_b = 240\text{t/h} \times 24\text{h} \times 2\text{ Units} \times 0.008 \times 2$$

$$= 184\text{t/day}$$

b) ボトムアッシュホッパーの冷却、シール水の補給水 (淡水)

$$Q_h = Q_c \times R_m$$

Q_h : 冷却、シール水用の補給水量 (t/day)

Q_c : 2 缶 1 日当りの循環水量 (t/day)

$$= 20\text{t/h} \times 24\text{h} \times 2\text{ Units}$$

R_m : 補給水率 10 (%)

$$Q_h = 20\text{t/h} \times 24\text{h} \times 2\text{ Units} \times 0.1$$

$$= 96\text{t/day}$$

c) フライアッシュ加湿用 (淡水)

フライアッシュはダストレスアンローダーで、水分率20%に加湿する。

加湿用水量は

$$Q_w = Q_f \times w$$

Q_w : 加湿水量 (t/h)

Q_f : フライアッシュ処理量 (t/day)

$$= 10\text{t/h} \times 10\text{h}$$

w : 加湿する水分率 20 (%)

$$Q_w = 100\text{t/day} \times 0.2$$

$$= 20\text{t/day}$$

d) 生活用水 (淡水)

$$Q_l = N_p \times C$$

Q_l : 生活用水の使用量 (t/day)

N_p : 使用人数 = 400人

C : 消費量 0.15t/day/person

$$Q_l = 400 \times 0.15\text{t/d}$$

$$= 60\text{t/day}$$

e) 作業用水 (淡水)

機器、床水洗水は1 Unit当り2 t/h程度であるので

$$\text{作業用水} = 2\text{t/h} \times 24\text{h} \times 2\text{Units} = 96\text{t/day}$$

f) 軸受冷却水補給水 (純水)

$$Q = Q_c \times R_m$$

Q : 軸受冷却水補給水量 (t/day)

Q_c : 冷却水の循環水量 (t/day)

$$= 600\text{t/h} \times 24\text{h} \times 2\text{Units}$$

R_m : 補給水率 0.1 (%)

$$Q = 600\text{t/h} \times 24\text{h} \times 2\text{Units} \times 0.001$$

$$= 29\text{t/day}$$

g) その他 (淡水)

$$\text{植木の散水他} = 2\text{t/h} \times 12\text{h}$$

$$= 24\text{t/day}$$

a) ~ g) の合計 509t/day

以上により発電所で使用する用水は2 Units 当り1日で500t程度と想定される。

(2) 用水貯蔵設備の容量

a) 用水タンク

Mount Hope浄水場からの水の供給が1日停止しても発電所の運転が継続可能な様に600ton用水タンクを2基設置する。

b) 飲料水タンク

生活用水のうち、飲料水の使用量は1Unit当り15t/day程度と想定される。

飲料水タンクは、飲料水の1日使用量の1/3の容量のタンクを各ユニットにヘッドタンクとして設ける。

$$\begin{aligned} \text{飲料水ヘッドタンクの容量} &= \frac{15 \text{ t}}{3} \\ &= 5 \text{ t} \end{aligned}$$

(3) 純水製造設備の容量

a) 純水製造設備

正常運転時の純水使用量は2Units用で、ボイラ補給水184t/day、軸受冷却水補給水29t/day、計213t/dayと予想される。

純水製造設備の容量は、ボイラブロー時等のための余裕を考慮して

$$\begin{aligned} 20\text{t/h} \times 1 \text{ 系列} &= 20\text{t/h} \times 20 \text{ h} \\ &= 400\text{t/dayとする。} \end{aligned}$$

b) 純水タンクの容量

1つのボイラーの缶水漲替ともう一方のボイラーの給水補給を同時に実施出来ることを条件とすると

$$\begin{aligned} \text{純水タンクの容量} &= \text{缶水漲替量 (t/day)} + \text{補給水量 (t/day)} \\ &= (240\text{t} \times 3 \text{ 回}) + (97\text{t}) \end{aligned}$$

$$817\text{t/day} \times 1.5 = 1,226\text{t}$$

故に600tタンク2基を設置する。

7.3.6 燃料設備

(1) 使用燃料

本開発計画には、主体燃料として隣国ColombiaのCerrejon炭を使用するが、産炭国の政情不安、ストライキ等による石炭の供給支障を回避するために、同炭のみで

なく米国東部炭も石炭の供給元として選定する。

発電所の設計炭としては、上記 2 銘柄の 50%混炭値を使用することとする。

又補助燃料としては、Bahia Las Minas にある Panama 製油所で生産される重油を使用する。

(2) 燃料の性状

a) 石炭

設計炭の仕様はTable 7.3.6 (1) Specification of Coal and Ashの通りである。

Table 7.3.6 (1) Specification of Coal and Ash

Item	Unit	Value
a) Gross Calorific Value	kcal/kg	6,600(6,300 ~6,900) A, D
b) Total Moisture	%	9.0(10.0~9.0) A, R
c) Surface Moisture	%	5.2(8.5 ~1.9) A, R
d) Proximate Analysis		
Inherent Moisture	%	4.0(1.6 ~7.2) A, D
Ash	%	13.0(16 ~10) A, D
Volatile Matter	%	35.0(33 ~37) A, D
Fixed Carbon	%	48.0(49.4 ~45.8) A, D
e) Total Sulfur	%	1.0(1.0 ~0.8)
f) Total Nitrogen	%	1.5(1.5 ~1.3)
g) Hardgroove Index		45~55 (45~55)
h) Fusion Temperature	℃	1,300 ~1,400 I, D (1,300~1,400)
i) Specific Gravity of Ash	g / cm ³	1.4 ~1.5(1.4 ~1.5)

Note: () Range of designed value

Item	Unit	Value
j) Composition of Ash		
SiO ₂	%	58.3
Al ₂ O ₃	%	26.4
Fe ₂ O ₃	%	6.5
CaO	%	1.6
MgO	%	1.6
Na ₂ O	%	0.8
K ₂ O	%	2.2
P ₂ O ₅	%	0.3
SO ₃	%	1.3
TiO ₂	%	0.8
Others	%	0.2

Note: A.R. As received

A.D. Air dried

I.D. Initial deformation

b) 重油

ボイラーの補助燃料として使用する重油の性状は以下の通り

Table 7.3.6 (2) Specification of Heavy Oil

Item	Unit	Value
a) Sort		Bunker C
b) API gravity at 60 °F		15
c) Flash point PM °F		172
d) Sulfur Content	wt%	2.1
e) Visc. SSF at 122 °F		169
f) Pour Point	°F	25
g) B.S.W	%	0.05
h) High heating Value	Btu/lb	18,790 (10,439 kcal/kg)

(3) 燃料使用量

a) 石炭

発電所の年利用率は、68.5%、年平均熱効率は35.0%であるので、石炭の使用量は以下の通りである。

$$W_h = P_G \times 860 / \eta_p \times H_h$$

W_h : 石炭使用量 (t/h)

P_G : 発電端出力 (MW)

η_p : 年平均熱効率 35%

H_h : 高位発熱量 (A. D Base) 6,600 kcal/kg

$$W_h = \frac{75\text{MW} \times 860}{6,600 \times 0.35} = 27.9 \text{ t/h / Unit (A. D)}$$
$$55.8 \text{ t/h / 2Units (A. D)}$$

年間石炭使用量は、

$$W_y = W_h \times H_y \times F_a$$

W_y : 石炭使用量 (t/year / 2 Units)

H_y : 年間時間数 8,760 h

F_a : 年平均利用率 68.5%

$$W_y = 55.8 \text{ t/h} \times 8,760 \text{ h} \times 0.685 = 334,800 / 2 \text{ Units (A. D)}$$

年平均5%の重油を混焼するので、

実際の石炭使用量は、

$$334,800 \text{ t} \times 95\% = 318,100 \text{ t (A. D)}$$

到着炭の平均表面水分は5.2%であるので、

到着炭量は、

$$\frac{318,100 \text{ t}}{0.948} = 335,500 \text{ t (A. R)}$$

b) 重油

石炭で供給するエネルギーの5%を重油で負担することになるので、

重油の使用量は、

$$W_{yo} = W_{yc} \times 5\% \times \frac{H_{hc}}{H_{ho}}$$

Wyo : 年間重油使用量 t / y / 2 Units

Wyc : 年間石炭使用量 334,800 t / 2 Units

Hhc : 石炭の高位発熱量 6,600 kcal/kg

Hho : 重油の " 10,439 kcal/kg

$$= 334,800 \text{ t} \times 0.05 \times \frac{6,600}{10,439}$$

$$= 10,600 \text{ t}$$

重油50%混焼時の時間当りの使用量は、

$$Wyo = 55.8 \text{ t/h} \times 50\% \times \frac{6,600}{10,439} = 17.6 \text{ t/h} / 2 \text{ Units}$$

(4) 揚炭、揚油

a) 揚炭

石炭は10,000D.W.T級の石炭船で海上輸送する。

石炭船は発電所の揚炭岸壁に接岸し、積載されている石炭は岸壁に設置されている2基の揚炭機により同じく岸壁上に設置されているベルトコンベヤー上に揚炭し、貯炭場に運ぶ。

1) 揚炭機の能力

揚炭機の能力は以下により決定する。

$$C_u = \frac{Q}{N \cdot T \cdot \eta_t \cdot \eta_w}$$

C_u : 公称揚炭能力

Q : 年間石炭取扱量 335,500 t

N : 年間作業日数 242 d

T : 1日当りの作業時間 12 h

$$\eta_t : \text{運転効率} = \frac{\text{実作業時間 (年)}}{\text{年作業時間}} = 0.67$$

$$\eta_w : \text{揚炭効率} = \frac{\text{実揚炭能力}}{\text{公称揚炭能力}} = 0.65$$

N = 年間日数 - 作業不能日数

$$\begin{aligned} & \text{(A)} \\ \text{作業不能日数} &= \text{祭日 (13日)} + \text{日曜 (52日)} + \text{日曜祭日以外で} \\ & \quad \text{(C)} \\ & \quad \text{悪天候による揚炭不能日 (30日)} + \text{揚炭} \\ & \quad \text{(D)} \\ & \quad \text{設備の点検による揚炭不能日 (20日)} \\ & \quad \text{(E)} \\ & \quad + \text{事故 } [(365\text{日} - \text{A} - \text{B} - \text{D}) \times 0.03 = 8\text{日}] \\ & = 123\text{日} \end{aligned}$$

故に N = 365日 - 123日

$$= 242\text{日}$$

$$\eta_t = \frac{7\text{ h} \times 242\text{ d}}{12\text{ h} \times 242\text{ d}} = \frac{1,936\text{ h}}{2,904\text{ h}} = 0.67$$

$$\begin{aligned} \text{年実作業時間} &= (\text{1日当りの作業時間 (12h)} - \text{昼休 (1h)} \\ & \quad - \text{揚炭機点検及段取替 (3h)}) \\ & \quad \times 242\text{ d} \\ & = (12\text{ h} - 1\text{ h} - 3\text{ h}) \times 242\text{ d} \\ & = 1,936\text{ h} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{年作業時間} &= \text{1日当りの作業時間 (12h)} \\ & \quad \times 242\text{ d} = 2,904\text{ h} \end{aligned}$$

揚炭機の能力

$$C_u = \frac{335,500\text{ t}}{242\text{ d} \times 12\text{ h} \times 0.67 \times 0.65} = 265\text{ t/h}$$

故に300t/hの揚炭機1台又は150t/hの揚炭機2台が考えられる。

300t/hの揚炭機を設置した場合の接岸日数(Dh)は

$$D_h = \frac{10,000\text{ t}}{300\text{ t/h} \times 12\text{ h} \times 0.67 \times 0.65} = 6.4$$

余裕をとり7日とした場合、年間石炭船隻数は34隻であるから、バース

占有率(ρ)は

$$\rho = \frac{7\text{ d} \times 34\text{ Vessels}}{242\text{ d}} = 0.98 \text{ で一般的の占有率}$$

50%より高い、しかし当岸壁は主として揚炭用であるので、 $\rho = 60\%$ を使用すると

接岸日数 (Dh) は

$$Dh = \frac{242 \text{ d} \times 0.6}{34 \text{ Vessels}} = 4.3 \text{ d}$$

したがって揚炭機能力 (Cu) は

$$Cu = \frac{10,000 \text{ t}}{4.3 \times 12 \times 0.67 \times 0.65} = 445 \text{ t/h}$$

故に揚炭機の能力は500t/hを設置するが揚炭機の定期点検等を考え、

250t/hを2基設置する。

2) ベルトコンベヤーの能力

揚炭岸壁ベルトコンベヤーの能力は500t/h×1.2=600t/hとする。

b) 揚油

重油 (バンカーC) はPanama精油所から1,000tタンカーで海上輸送され、揚炭岸壁に併設された揚油装置を経由して重油タンクに貯蔵する。

(5) 燃料発電所構内の輸送および貯蔵

a) 石炭

1) 貯炭場への輸送

石炭岸壁上のベルトコンベヤーに荷揚げされた石炭は、ベルトコンベヤー (600t/h) 経由で貯炭場に輸送し、トリッパーにより貯炭場上に散布する。

2) 貯炭量

貯炭量の決定については、船で輸送中の石炭量、発電所の定期点検、燃料使用の変動、海上気象の状況等の要素との関連があり複雑であるので、下記の式を使用する。

貯炭量 = 燃料の使用の変動 (1 month) + 必要最少貯炭量 (0.5 month)

$$= 1.5 \text{ month}$$

$$= 55.8 \text{ t/h} \times 24 \text{ h} \times 45 \text{ days}$$

$$= 60,264 \text{ t (A, B)}$$

$$= \frac{60,264 \text{ t}}{0.948} = 63,600 \text{ t (A, R)}$$

石炭の比重 0.9 t/m³ } とすると
 積上高さ 5 m

$$\text{必要面積} = \frac{63,600}{0.9 \times 5} = 14,130 \text{ m}^2$$

2種類の混炭なので

$$\text{計画面積} = \text{必要面積} \times 1.5$$

$$= 14,130 \text{ m}^2 \times 1.5 = 21,200 \text{ m}^2$$

$$\approx 150 \text{ m} \times 150 \text{ m}$$

b) 重油

1) 重油の貯蔵量

2 Units 当りの重油の年間使用量は10,600 tである。

重油貯蔵量は、片側ユニットの50%負荷運転1週間分と

もう一方のユニットの5%負荷運転1週間分を考慮すると

片側のユニットの50%負荷運転1週間分

$$= 27.9 \text{ t/h} \times \frac{6,600 \text{ kcal/kg}}{10,439 \text{ kcal/kg}} \times 0.5 \times 24 \text{ h} \times 7 \text{ days}$$

$$= 1,482 \text{ t} \quad \text{①}$$

もう一方のユニットの5%負荷運転1週間分

$$= 17.64 \text{ t/h} \times 0.05 \times 24 \text{ h} \times 7 \text{ days}$$

$$= 148 \text{ t} \quad \text{②}$$

$$\text{①②の合計} = 1,482 \text{ t} + 148 \text{ t} = 1,630 \text{ t}$$

故にタンク容量は 2,000 t とする。

タンクは内径約20mのコーンルーフ型とし、油タンカーは1,000D.W.Tを使用する。

2) 重油のボイラへの供給

貯蔵タンクの重油は、貯蔵タンク出口の重油ポンプによりボイラーの重油バーナーに送られ、スチームアトマイジングによりバーナノズルより炉内に噴出する。

c) 軽油

バーナー点火用、焚上用の軽油はタンクローリーで輸送し 200kl貯蔵タンクに貯蔵する。

貯蔵タンクの軽油は、貯蔵タンク出口の軽油ポンプにより点火バーナーおよび焚上バーナーに送られ、エアトマイズにより炉内に噴出する。

軽油タンク内径は約7mのコーンルーフ型とする。

(6) 燃料取扱設備

a) 石炭

1) 貯炭場供給コンベヤー (BC-3)

揚炭岸壁で揚炭された石炭は岸壁コンベヤー (BC-1) 海上コンベヤー (BC-2) を経由して貯炭場供給コンベヤー (BC-3) に供給する。

このコンベヤーは固定スタッカー式でトリッパーを装着しており、それによりコンベヤー上の任意の位置から石炭を貯炭場に散布出来る。

コンベヤーBC-1、BC-2、BC-3は運搬能力600t/h、数量は各1条で構成する。

2) 貯炭場引出しコンベヤー (BC-4) (BC-5)

貯炭場の石炭は、3個所の貯炭場地下ホッパーの下部に設けられた電磁フィーダーにより、引出コンベヤー上に供給される。

貯炭場引出コンベヤーは、貯炭場地下の暗渠内に設置する。

貯炭場の地下ホッパーは、地上に開口している為、豪雨時の水の侵入を減少する為、ブルドーザー作業に支障を与えない範囲で簡易の屋根を設ける。

貯炭場引出コンベヤーの能力は250t/hとし数量は1条とする。

3) クラッシャー室

BC-5ベルトコンベヤーの下流側にクラッシャー室を設ける。

クラッシャー室には、スクリーンとクラッシャー、粉碎品の戻しコンベヤーを設置する。

4) 石炭バンカー室供給コンベヤー (BC-6)

供給コンベヤーの能力は250t/hとし、数量は1条とする。

5) 石炭バンカー供給コンベヤー (BC-7A, 7B)

1日当り石炭使用量は2 Units 当り、 $\frac{55.8\text{t/h}}{0.948} \times 24\text{h} = 1.413\text{t}$ である。

これをAM8.30~PM6.00迄の9.5h (内休けい1h、点検、切替操作1.5h) でバンカーに供給するとすれば、供給コンベヤーの能力は、

$$\text{コンベヤー能力} = \frac{1,413 \text{ t}}{7 \text{ h}} = 202 \text{ t/h}$$

202 t/h × 1.2 = 242 t/h ≒ 250 t/h を使用する。

バンカーへの供給は、ベルトコンベヤーに付加したトリッパーによるものとする。

供給コンベヤーは1号、2号用に250 t/hのものを各1条設置する。

b) 石炭バンカーの能力

PM6.00から翌AM8.30迄は送炭を行わないとすると、その時間帯に使用する石炭は1 Unit 当り、29.4 t/h × 14.5 = 426.3 t である。

石炭比重 0.9 g/cm³、バンカーの実容積比 0.8 とすればバンカー合計容量は、

$$426 \text{ t} \times \frac{1}{0.9} \times \frac{1}{0.8} = 592 \text{ m}^3 \approx 600 \text{ m}^3 \text{ (常用バンカー 2 基当り)}$$

微粉炭機は常用機 2 台、予備機 1 台で構成されているので、300 m³ のバンカーを 3 基設置する。

(7) 燃料燃焼設備

a) 石炭系統

石炭バンカーの中の石炭は、給炭機により微粉炭機に供給する。

微粉炭機に供給された石炭は、そこに供給されている熱空気により乾燥されながら、微粉炭機のボールとリングの間で粉砕される。

粉砕された微粉は前述の熱空気により微粉炭バーナーに搬送される。

ボイラの必要な負荷に対して、熱空気の量と給炭量を制御する。

1) 石炭給炭機

機器の能力算定に使用する石炭使用量は発電所効率 36% 連続最大負荷にて行う。

1 Unit 当り、時間当りの到着ベースの石炭使用量は

$$W_h = \frac{75 \text{ MW} \times 860 \times 1.05}{6,600 \times 0.36 \times 0.948} = 30.1 \text{ t/h}$$

給炭機は常用機 2 台、予備機 1 台であるので、1 台当りの容量は、

$$\frac{30.1 \text{ t}}{2 \text{ 台}} = 15.05 \text{ t/台} \approx 16 \text{ t/台}$$

したがって給炭機の容量は16t/hとする。

2) 微粉炭機

給炭機と同様 16t/h×3台とする。

3) プライマリーエアファン

微粉炭機1台につき1台を設置する。

4) シールエアファン

ボイラー1基に対して2台設置する。

5) 微粉炭バーナー

1Unit当りの燃料使用量は、A、Dベースで考えると

$$30.1t/h \times 0.948 = 28.5t/h$$

常用バーナーは6本であるので1本当りの容量は、

$$\frac{28.5t/h}{6本} = 4.8t/h/本 \approx 5.0t/h/本$$

バーナーの熱負荷は $5.0t/h \times 6,600kcal/kg = 33.0 \times 10^6 kcal/h$

バーナーは5.0t/hの容量のものを9本設置する。

b) 重油系統

重油タンク内でサクションヒーターにより加温された重油は、重油ポンプ出口で一定の圧力にコントロールされながら、重油加熱器で更に油バーナーで噴霧されるに都合の良い粘度になる迄加温される。

適当な粘度になった重油は、重油バーナーからスチームアトマイズによりボイラー内に噴霧される。

1) 重油バーナー

重油専焼でボイラー負荷の50%を負担する能力が要求される。

ボイラー50%負荷時の重油使用量は、1Unit当り

$$27.9t/h \times \frac{6,600}{10,439} \times 0.5 = 8.8t/h$$

$$8.8t/h \times 1.2 = 10.6t/h$$

重油バーナーは9本設置するので、1本当りの容量は、

$\frac{10.56 \text{ t/h}}{9 \text{ 本}} = 1.2 \text{ t/h}$ で良い事となるが、石炭バーナーとの関係で、重油バーナーの点火本数を減少する事があるので、バーナー1本当りの能力は $1.2 \text{ t/h} \times 2 = 2.4 \text{ t/h}$ とする。

したがって重油バーナーは 2.4 t/h のものを9本設置する。

2) 重油ポンプ

ボイラ50%負荷時の重油使用量は、1 Unit当り 10.6 t/h であるので、2 Units について、 10.6 t/h のものを2台設置する。

3) 重油ヒーター

重油流量は2 Units で $10.6 \text{ t/h} \times 2 = 21 \text{ t/h}$ であるので、2 Units について 21 t/h のものを1台設置する。

c) 軽油系統

軽油はバーナーの点火およびボイラーの焚上げに用いられる。

点火用軽油は軽油ポンプで加圧されて各点火バーナーに送られる。

焚上用軽油は、ポンプで加圧され、規定の流量に調整されて、空気アトマイズにて焚上バーナーより噴霧される。

1) 点火バーナー

1 Unit当り9本設置する。

2) スタートアップバーナー

1 Unit当り2本設置する。

3) 軽油ポンプ

2 Units で2台設置する。

7.3.7 灰処理および灰捨設備

(I) 灰の発生量

石炭中の灰の含有量は13%であるので1 Unit当り、時間当りの灰の発生量は、

$$27.9 \text{ t/h} \times 0.13 = 3.63 \text{ t/h}$$

(2) 灰の発生比率

場所別の堆積量を下記に示す。

項目	ユニット当りの ホッパー数	率 (%)	堆積量 (t/h)	設計値 (t/h)
チェンコンベヤー		(10) 5~15	0.36	0.54
ECOホッパー	2	(1.5) 1~3	0.05	0.11
GRFのMCホッパー	1	(7.5) 5~10	0.27	0.36
AIIホッパー	2	(1) 1~2	0.05	0.07
EPホッパー	2×2	(80) 75~85	2.90	3.09
計		(100%)	3.63 t	4.17 t

灰の発生率には、上記の様な巾が予想されるので、設計には上限の数値を使用する。

(3) 灰捨量

本火力発電所で発生する灰の有効利用については今後検討していくが、本スタディーでは発生灰の全量を灰捨することで計画する。

運転後25年間に発生する灰量は2 Units 分で、

$$318,100\text{t/y} \times 25\text{years} \times 0.13 = 1,034,000\text{ t}$$

(4) 灰捨用地

灰の比重を0.9 g/cm³、積付高さを6 mとすると、灰捨場の所要面積は、

$$\frac{1,034,000\text{ t}}{0.9\text{ t/m}^3 \times 6\text{ m}} = 191,480\text{ m}^2$$

20%の余裕を考慮すると、

$$191,480\text{ m}^2 \times 1.2 = 229,800\text{ m}^2 \\ \approx 230,000\text{ m}^2$$

(5) 灰処理および灰捨方式

a) ボトムアッシュ (クリンカーアッシュ) 系統

1) ボトムアッシュの抜出し

淡水を漲ったボイラーのボトム内にチェーンコンベヤーを設置し、連続運転で、炉内からチェーンコンベヤー上に落下するクリンカーを連続的に抜出す。

チェーンコンベヤーで抜出したクリンカーは出口に設けたクリンカークラッシャーで粉砕する。

2) 灰の輸送

クラッシャーで粉砕されたクリンカーは、ベルトコンベヤー上に供給された後5本のベルトコンベヤーを介して灰捨場に輸送される。

b) フライアッシュ系統

1) ホッパーからの抜出し

ECO、GRF、AH、EPホッパーの灰は順次シーケンシャルに抜き出して、フライアッシュサイロに真空輸送する。

2) フライアッシュサイロからの抜出し

フライアッシュサイロ内の灰は、底部から定量つつ切出しながら、ダストレスアンローダーにより加湿する。

加湿した灰はベルトコンベヤー上に供給し、クリンカーアッシュと一緒に灰捨場に輸送する。

クリンカーアッシュ、フライアッシュ共に水分を含んでいるので灰の飛散のおそれは少ないが、万一を考え、灰捨ベルトコンベヤーにはカバーを設ける。

c) 灰捨場

灰捨場に供給された灰は、ブルドーザーにより、崩れない様に周囲を土で固め、排水溝を設け何段かに成型する。

(6) 灰処理、灰捨設備の容量

a) クリンカーアッシュ系統

1) チェーンコンベヤー

チェーンコンベヤーは連続運転の為、0.54t/hの能力が良いが、チェーンコンベヤー、クリンカークラッシャーの停止を考えて2Hr分の能力で計画する。

すなわち

$$0.54\text{t/h} \times 2 = 1.1\text{t/h} \rightarrow 1.5\text{t/h}$$

2) クリンカークラッシャー

クリンカークラッシャーは、多少余裕をもたせて2t/hで計画する。

3) クリンカー輸送コンベヤー

2t/hで計画する。

4) ボイラボトムシール水

ボイラボトムシール水は淡水を使用するが1Unit当たり20t/hで計画する。

b) フライアッシュ系統

1) フライアッシュ真空輸送設備

フライアッシュは4hに1回1.5hの処理時間で輸送するとすれば

$$\begin{aligned} \text{処理する灰量} &= (0.11\text{t/h} + 0.36\text{t/h} + 0.07\text{t/h} + 3.09\text{t/h}) \times 4\text{h} \\ &= 14.5\text{t} \end{aligned}$$

$$\text{輸送能力} = \frac{14.5\text{t}}{1.5\text{h}} \approx 10\text{t/h} \text{ となる。}$$

2) フライアッシュサイロ

2Units分のフライアッシュの12h分を貯蔵出来る能力を持たせるものとする、

$$\text{フライアッシュサイロの容量は、} 3.63\text{t/h} \times 12\text{h} \times 2\text{Unit} = 87\text{t}$$

$$87\text{t} \times 1.2 \approx 100\text{t} \text{ とする。}$$

3) ダストレスアンローダー

87tのフライアッシュを10hrで処理するとすれば、ダストレスアンローダ

$$\text{ーの能力は、} \frac{87\text{t}}{10\text{h}} \approx 10\text{t/h}$$

4) クリンカーおよびフライアッシュ輸送コンベヤー

クリンカー1.1t/hとフライアッシュ10t/hを輸送するとすれば、コンベヤーの能力は、 $(1.1 + 10)\text{t/h} = 11.1\text{t/h}$

$$11.1\text{t/h} \times 1.2 = 13.3\text{t/h}$$

故に15t/hとする。

7.3.8 ボイラ設備

(1) 自然循環式ボイラの採用

ボイラ型式は曲水管型ボイラ（中圧、 $100\text{kg}/\text{cm}^2\text{g}$ 程度以下）と放射型ボイラ（高圧 $100\text{kg}/\text{cm}^2\text{g}$ ）とに大別されるが発電用ボイラーは、大容量かつ信頼性を要求されるため放射型ボイラを採用している。

又、ボイラーは水循環の方式により、自然循環ボイラ、強制循環ボイラ、貫流ボイラの三型式に分類されているが、本プロジェクトでは下記の理由により自然循環式ボイラを採用することとする。

1) 水循環の原理は、降水管中の缶水の比重差と蒸発管中の飽和蒸気、飽和水二相流による。

圧力が臨界圧で水の蒸発潜熱 ($r = h'' - h'$) はゼロになるが、 $190\text{kg}/\text{cm}^2\text{g}$ 程度迄は循環ポンプ等の補助手段がなくても缶水の循環に特に支障は生じない。

2) 上記に関連してボイラの構造が簡単である。

3) 水管破損時の被害の波及が少ない。

4) 運転保守が容易である。

5) ボイラ圧力 ($100 \sim 190\text{kg}/\text{cm}^2\text{g}$) の範囲で使用例が多い。

(2) 蒸気条件

ラスマナス発電所 No.4 Unit 40MW の蒸気条件は

蒸気温度（過熱器出口） 513°C

蒸気圧力（過熱器出口） $90.6\text{kg}/\text{cm}^2\text{g}$

である。

本プロジェクトでは、タービンの熱効率の向上のため、再熱サイクルを採用すると共に下記理由により次の蒸気条件を採用する。

蒸気温度（主蒸気止め弁入口／再熱蒸気止め弁入口） $538^\circ\text{C} / 538^\circ\text{C}$

蒸気圧力（主蒸気止め弁入口／再熱蒸気止め弁入口） $102\text{kg}/\text{cm}^2\text{g} / 26\text{kg}/\text{cm}^2\text{g}$

125MW 以下のユニットの蒸気条件は蒸気温度 $538^\circ\text{C} / 538^\circ\text{C}$

蒸気圧力 $102\text{kg}/\text{cm}^2\text{g}$ 又は $127\text{kg}/\text{cm}^2\text{g}$ が使用されているが、75MWの場合は、殆んどが蒸気圧力 $102\text{kg}/\text{cm}^2\text{g}$ を使用している。

蒸気圧力を $102\text{kg}/\text{cm}^2\text{g}$ から $127\text{kg}/\text{cm}^2\text{g}$ に上昇するとタービンの熱消費率は約1%減少するので発電所の効率が上昇するが反面下記の欠点がある。

1) タービンの効率向上の為に、ボイラ、タービンの高圧部の材料のレーティングを1,450PSiから1,800PSiに変更することによりボイラ、タービンの製作費、建設費、補修費が増加する。

2) 127kg/cm²より102kg/cm²の方が現状の使用実績(90.6kg/cm²)に近く運転に習熟し易い。

(3) 半屋外式ボイラの採用

パナマは雨季には強雨が降るが、一般に気候は良く強風もないのでバンカー室、バーナー部には屋根を設けるが、ボイラのその他の部分は屋外式とする。

この事により下記の利点が生ずる。

1) 建設中のデッドスペースが少なく、工期が短縮できる。

2) 建物の建設費が低廉である。

3) ボイラ室が清潔に保てる。

4) 燃料の漏洩に対する危険度が少ない。

(4) ガス再循環方式の採用

ボイラ燃焼ガスの一部を炉底から炉内に導入する事によりボイラの熱効率と過熱器および再熱器の温度制御の向上を計っている。

(5) 直接燃焼式微粉炭方式の採用

微粉炭機で粉砕した石炭を、貯槽に貯蔵することなく直接微粉炭バーナーに送る方式であり、貯蔵式に比較して下記の利点がある。

1) 設備が簡単であるので、設備費が安く、取扱いも容易である。

2) 予熱空気を微粉炭機に吸込み乾燥できるので石炭乾燥機を省略できる。

3) 微粉炭の貯蔵による自然発火のおそれがない。

(6) 平衡通風方式の採用

1) 炉内を大気圧より低く保ちながら十分な通風が得られる。

したがって、燃焼ガスの外部への漏洩がなく安全である。

2) 風量の調節が容易である。

(7) 回転再生式空気予熱器の採用

1) 灰分による閉塞が少ない。

2) 単位容積当りの伝熱量が大きいため、据付面積が小さくできる。

(8) 蒸気式空気予熱器の採用

本プロジェクトで使用する石炭の硫黄分は約1%と少ないが、重油混焼時には、ボイラ低温部の汚染、閉塞および腐食が懸念される。

これは、重油に含まれる硫黄分により生成する硫酸によるものである。

燃焼ガス中に SO_3 が生成すると、燃焼ガスの露点は上昇する。

回転再生式空気予熱器の金属表面温度が SO_3 の露点以下であると、 SO_3 が水分と化合して硫酸蒸気となり金属表面の汚染、閉塞、腐食を生ずる。

このため、回転再生式空気予熱器の空気入口側に蒸気式空気予熱器を設置し、回転再生式空気予熱器の低温部金属表面を加温して燃焼ガスの露点以上に保持する。

(9) 電気集塵機の選定

本発電所で使用する石炭は、燃焼により石炭の約13%の灰を生ずる。

石炭灰の内、約75~85%がフライアッシュという微粒の灰であるので、これを効率良く捕集することが最も重要である。

本プロジェクトでは下記の理由により電気集塵機を採用する。

- 1) 1 μ 以下の微粒子（最少 0.001 μ ）も捕集できる。
- 2) 集じん効率が極めて高い。
- 3) 圧力損失が少なく、運転動力費が少ない。
- 4) 保守が容易で、保守費も少ない。
- 5) 処理ガス量が大になる程、運転経費上有利となる。
- 6) 取り扱うことが出来るばい煙の性状範囲が広い。

7.3.9 タービン設備

(1) T型配置の採用

タービンは、復水器冷却水管の配置、主要変圧器等の配置等の関係を考慮してボイラーに対してT型に配置する。

(2) 再熱サイクルの採用

蒸気条件の項でも記述したとおり、蒸気の湿り度の上昇をさげ、タービン効率を上昇するため、再熱サイクルを採用する。

(3) タンデムコンパウンドシステムの採用

出力75MWの小容量であるので、タンデムコンパウンドの場合の方が建設費が安い上、

保守上も問題はない。

(4) 復水器冷却用水

a) 冷却水の取水

冷却水はColon 地区のLimon 湾より海水を取水する。

b) 復水器冷却水量

復水器で取り去る熱量 (Q) は

$$Q = G i (i_t - i_c)$$

$$G i : \text{タービンの排気量} \quad 164,524 \text{kg/h}$$

$$i_t : \text{タービン排気のエンタルピー} \quad 578.7 \text{kcal/kg}$$

$$i_c : \text{復水器のエンタルピー} \quad 41.5 \text{kcal/kg}$$

$$Q = 164,524 (578.7 - 41.5)$$

$$= 88.38 \times 10^6 \text{kcal/h}$$

ヒータードレン等により持込まれる熱量を $0.45 \times 10^6 \text{kcal/h}$ とすると

$$Q = 88.38 \times 10^6 \text{kcal/h} + 0.45 \times 10^6 \text{kcal/h} = 88.83 \times 10^6 \text{kcal/h}$$

冷却水量 (Gw) は

$$G_w = \frac{Q \times \alpha}{(C_p \times \gamma) \times (t_2 - t_1)}$$

$$C_p : \text{冷却水の比熱} \quad 0.957 \text{kcal/kg}^\circ\text{C}$$

$$\gamma : \text{冷却水の比重} \quad 1,019.3 \text{kg/m}^3$$

$$t_2 : \text{冷却水出口温度} \quad 36^\circ\text{C}$$

$$t_1 : \text{ " 入口温度} \quad 29^\circ\text{C}$$

$$\alpha : \text{余裕} \quad 1.02$$

$$G_w = \frac{88.83 \times 10^6 \times 1.02}{0.957 \times 1,019.3 \times 7}$$

$$= 13,269 \text{m}^3/\text{h}$$

$$\approx 13,300 \text{m}^3/\text{h}$$

軸受冷却水クーラ他の水量を $900 \text{m}^3/\text{h}$ と推定すると

$$G_w = 13,300 \text{m}^3/\text{h} + 900 \text{m}^3/\text{h}$$

$$= 14,200 \text{m}^3/\text{h}$$

(5) 取水ポンプ

a) 取水ポンプの容量

1 Unit 当り 100% 容量のポンプを 1 台設置する。

b) 取水ポンプの揚程

全揚程 (H) は

$$H = L_c + h_{p1} + h_{p2} + h_c + L_s + L_D$$

L_c : 取水路、スクリーン、放水路損失 1.5 m

h_{p1} : 管路損失 (2 本部) 3.16 m

h_{p2} : " (1 本部) 0.95 m

h_c : 復水器損失 (チューブ + 水室損失) 3.9 m

L_s : サイフォン損失 0.16 m

(運転時サイフォン高さ $\times 0.03 = 5.3 \text{ m} \times 0.03$)

L_D : 復水器出口管排出速度損失 0.62 m

$$= 10.29 \text{ m}$$

故に全揚程は 10.5 m とする。

c) 取水ポンプの軸動力、原動機出力

軸動力 (L_p)

$$L_p = \frac{L_w}{\eta_p}$$

L_w : 水動力 = $0.163 \gamma Q H$

η_p : ポンプ効率 = 0.85

γ : 水の比重 1.0193 kg/ℓ

Q : 吐出量 118 m³/min

H : 全揚程 10.5 m

$$L_p = \frac{0.163 \times 1.0193 \times 237 \times 10.5}{0.85}$$

$$= 486 \text{ kW}$$

原動機出力 (L_m)

$$L_m = \frac{L_p (1 + \alpha)}{\eta_t} \quad (\text{kW})$$

α : 余裕値 0.15

η_t : 伝達効率 1.0

= 559kW

≒ 560kW とする。

(6) 復水器

設計条件は下記の通りとする。

真空度	700mmHg
冷却水入口温度	29℃
冷却水出口温度	36℃
交換熱量	88.83×10^6 kcal/h
冷却管材質	アルミプラス
冷却細管内流速	2 m/Sec 以下
冷却管清浄度	85%

(7) 復水ポンプの容量

ボイラMCR時の復水の流量は約200t/hである。

復水ポンプは50%容量(100t/h)を2台設置する。

(8) 給水ポンプ

ボイラMCR時の給水流量は約240t/hである。

給水ポンプは50%容量(120t/h)を2台設置する。

また、ポンプの保守を考慮して、ポンプの駆動方式は電動式とする。

Fig. 7.3.8 (1) Heat Balance Diagram

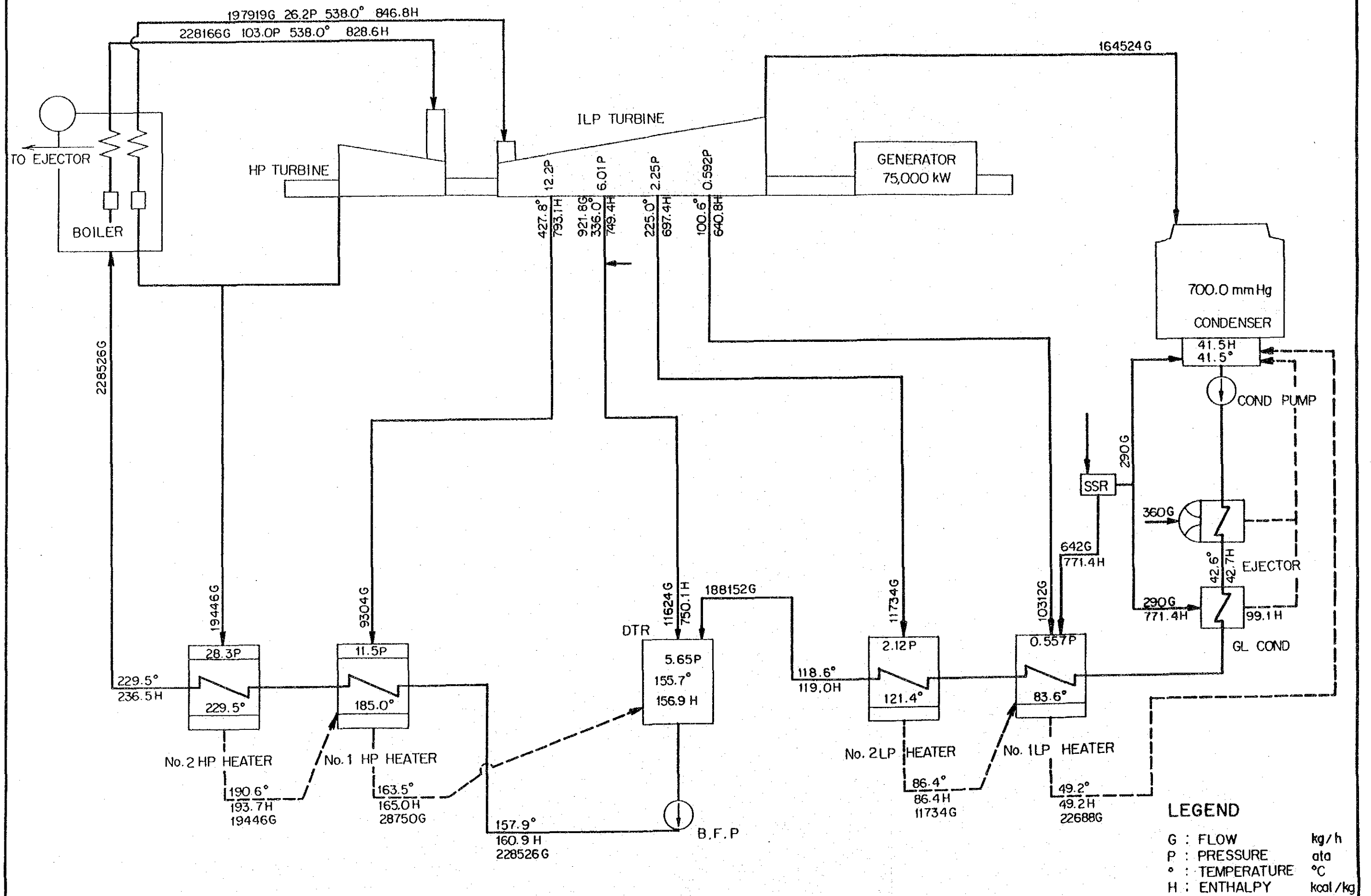


Fig. 7.3.8 (2) Steam, Auxiliary Steam, Condensate, Feed Water Flow Diagram

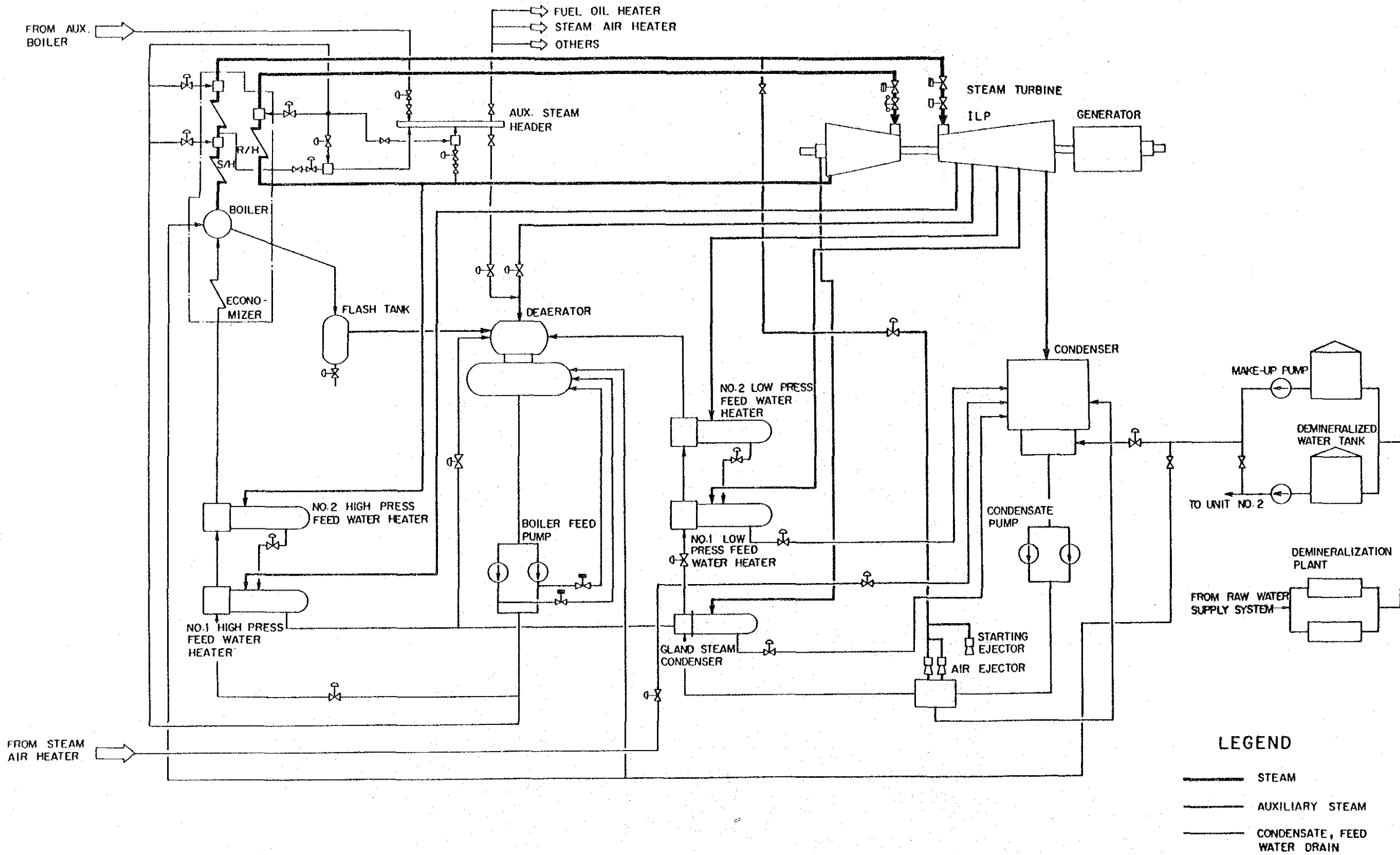
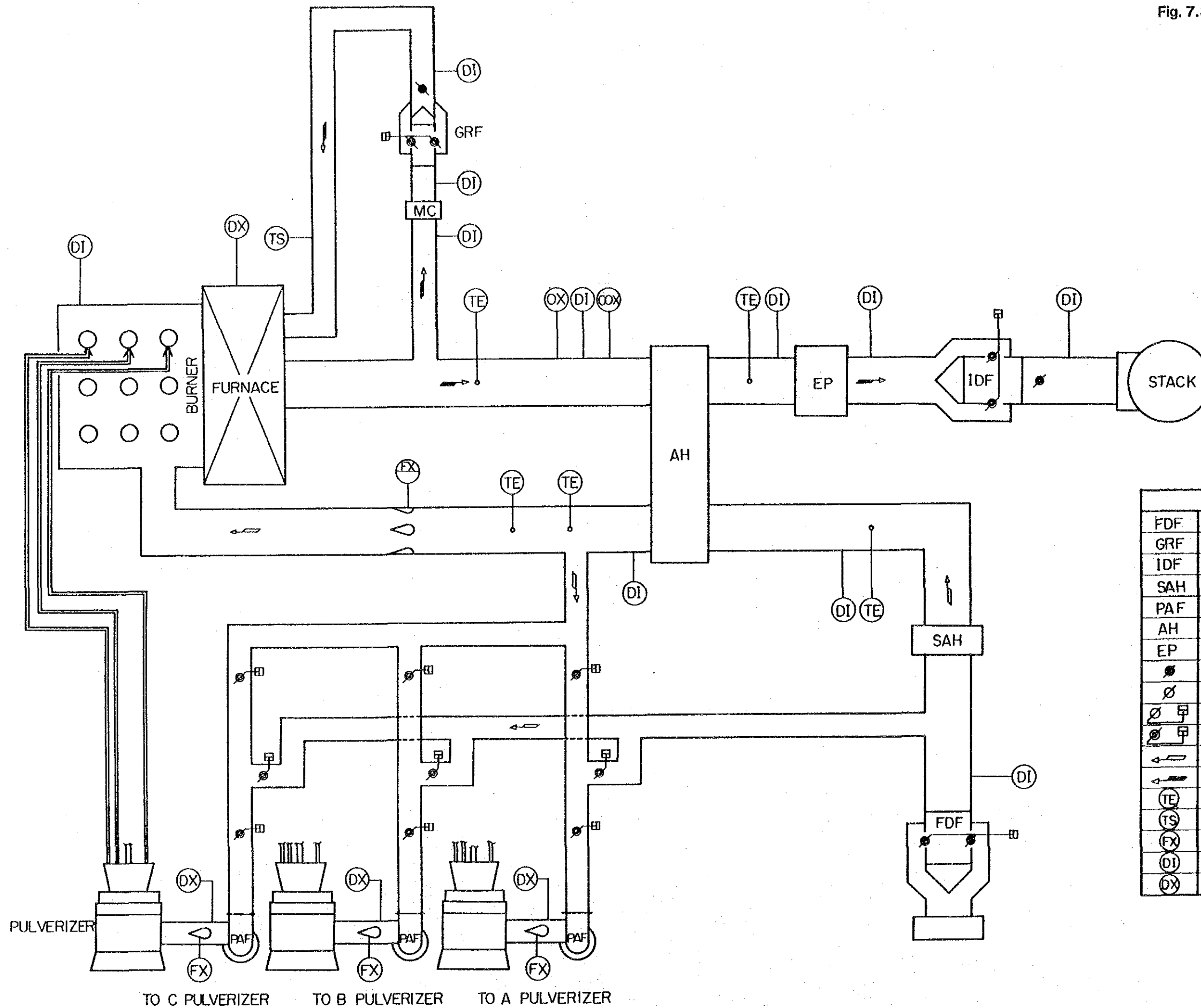
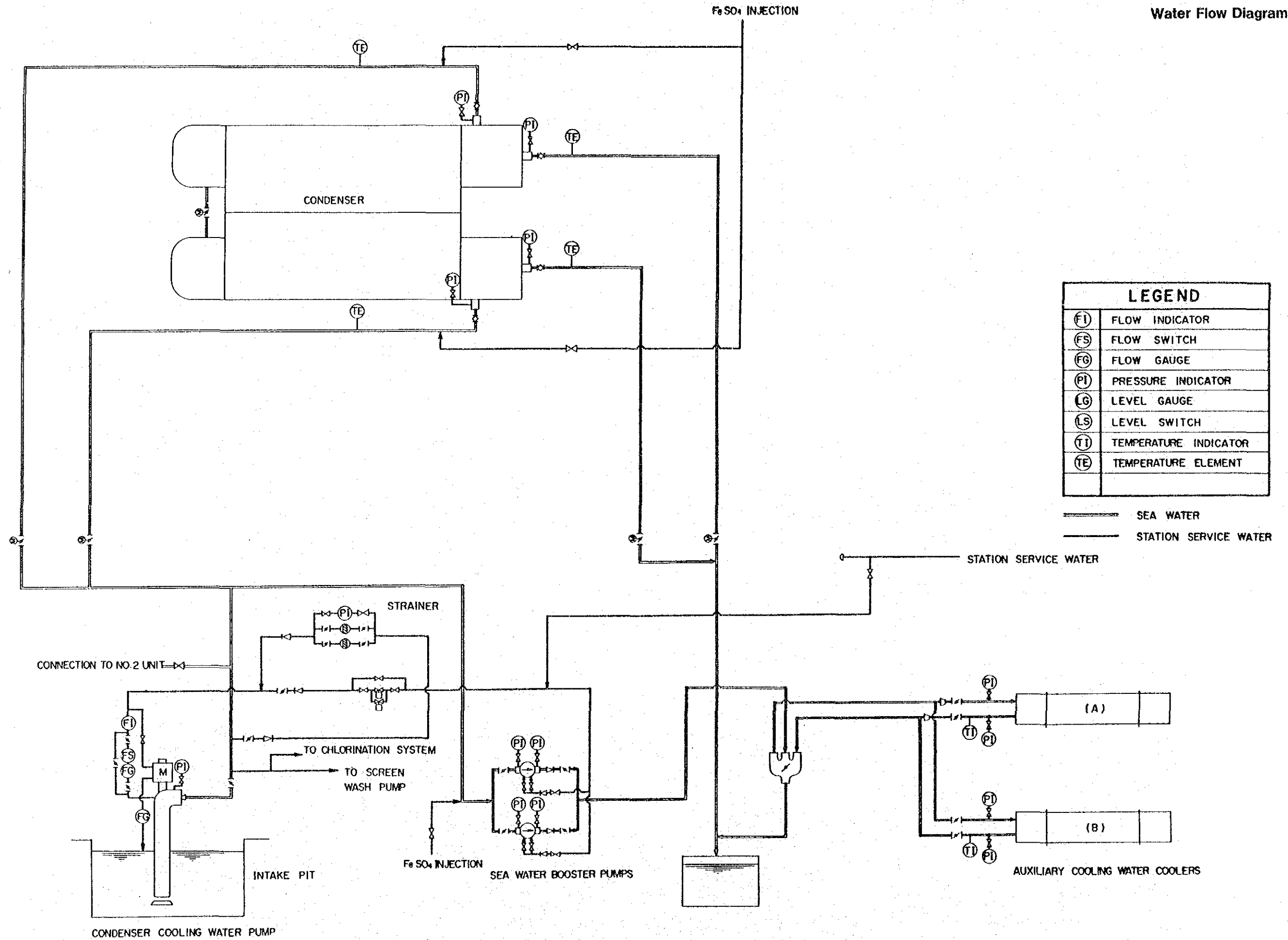


Fig. 7.3.8 (4) Air and Gas Flow Diagram



LEGEND	
FDF	FORCED DRAFT FAN
GRF	GAS RECIRCURATING FAN
IDF	INOUCED DRAFT FAN
SAH	STEAM AIR HEATER
PAF	PRIMARY AIR FAN
AH	GAS AIR HEATER
EP	ELECTROSTATIC PRECIPITATOR
⊗	HAND OPERATED DAMPER
⊘	REMOTE MANUAL DAMPER
⊘ ⊗	REMOTE CONTROL DAMPER
⊘ ⊗	AUTOMATIC CONTROL DAMPER
←	AIR FLOW
←	GAS FLOW
(TE)	TEMPERATURE ELEMENT
(TS)	TEMPERATURE SWITCH
(FX)	FLOW TRANSMITTER
(DI)	DRAFT INDICATOR
(DX)	DRAFT TRANSMITTER

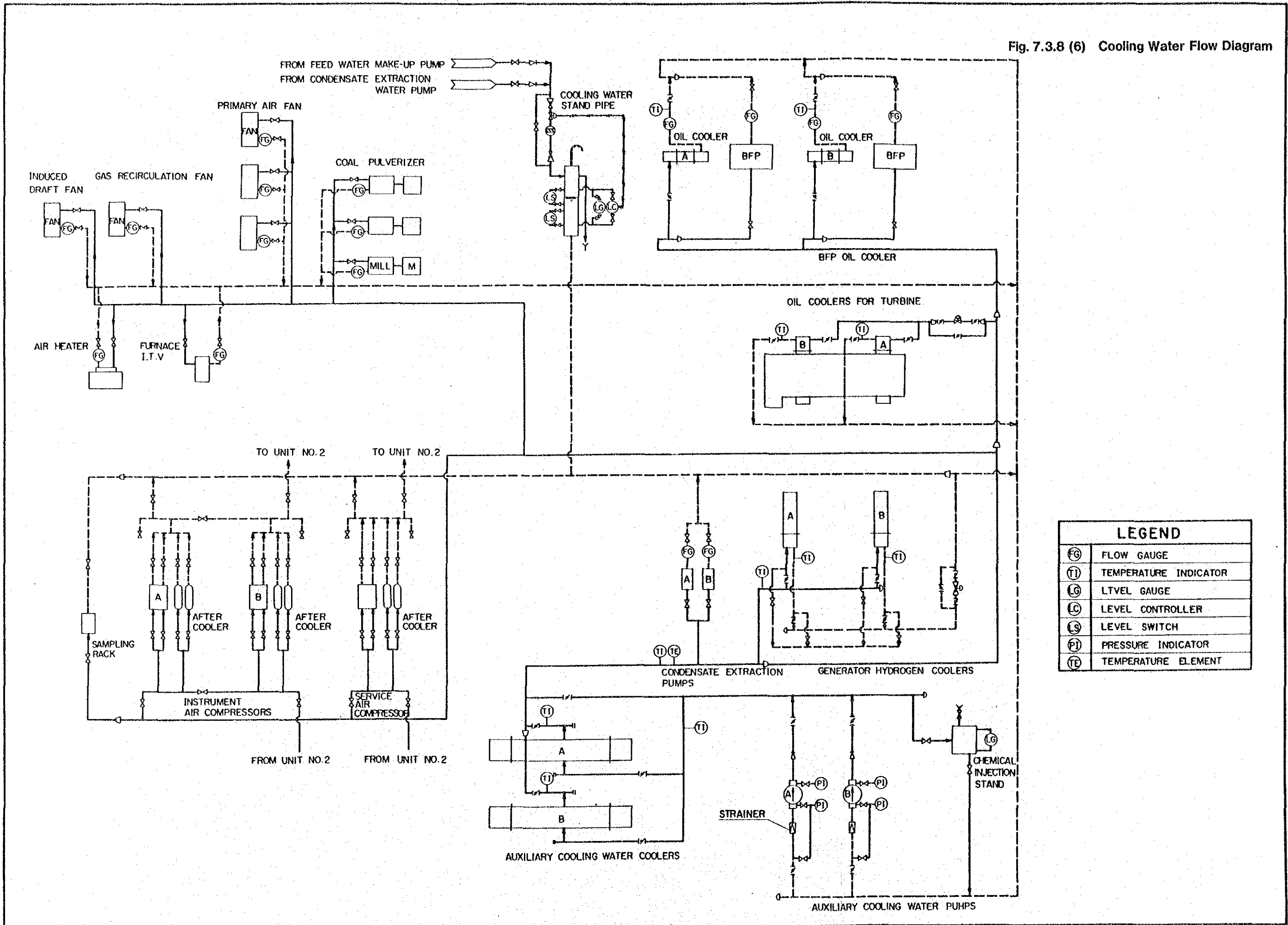
Fig. 7.3.8 (5) Condenser Cooling
Water Flow Diagram



LEGEND	
(FI)	FLOW INDICATOR
(FS)	FLOW SWITCH
(FG)	FLOW GAUGE
(PI)	PRESSURE INDICATOR
(LG)	LEVEL GAUGE
(LS)	LEVEL SWITCH
(TI)	TEMPERATURE INDICATOR
(TE)	TEMPERATURE ELEMENT

SEA WATER
 STATION SERVICE WATER

Fig. 7.3.8 (6) Cooling Water Flow Diagram



7.3.10 環境対策設備

(1) 排出基準

発電所建設に伴う、排出基準は各々の国の事情によって異なりInternational standardはない。JICA調査団はIRHEとの協議に基づきFig. 7.3.10.(1)に示すStudy Procedureに従って、検討を行った。

一般的には、国又は、地方自治体が定めた排出基準がある場合はこれに従うこととなるが、1986年8月現在、Panama国には、排出基準、および生活環境基準に関する法令およびIRHEのガイドラインが、定められていない。又現状の環境状況の測定データもない。

上記の事からJICA調査団は、第13章に記載する計画およびその評価結果からTable 7.3.10.(1)に示す排出基準を定めた。

この基準は (1)Panama運河の運用に支障をきたさない事および (2)周辺環境に悪影響を与えない事が、大前提で計画されそのレベルは、世界的に、特にアメリカに於いても通用するものである。

環境影響の評価およびその計算値は第13章を参照されたい。

(2) SO_x 排出対策

a) 煙突から排出されるSO_xは、使用する石炭S分 (Sulfur Content) によって決まる。

一方、本発電所の石炭供給源はColombiaおよび米国東部炭でありそのS分は0.7~1.1%で、その平均は約1%である。

高S分の石炭を燃焼すると、排出SO_xが大きくなり、周辺への環境が悪化する。貯炭場の積付時に高S分炭と低S分炭を分けて貯炭し、ボイラーへの払出時、これらを別々のホッパーからコンベアーに払出し、混合を行ってS分の平均化を図る。

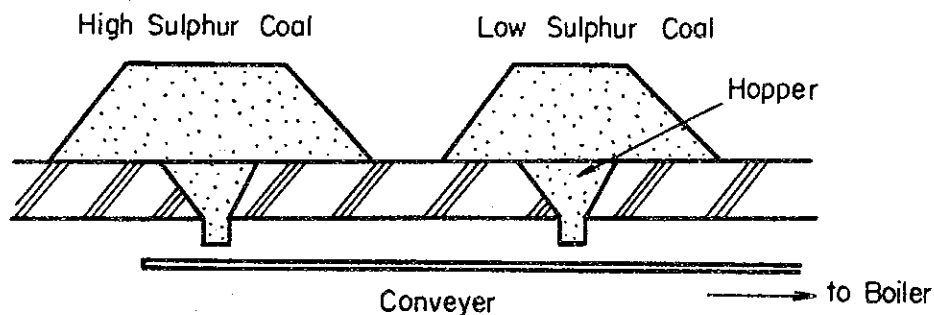


Fig. 7.3.10 (1) Study Procedure for Environment Control (for air pollution)

The optimum environment control countermeasure for the proposed project is selected according to the following procedure.

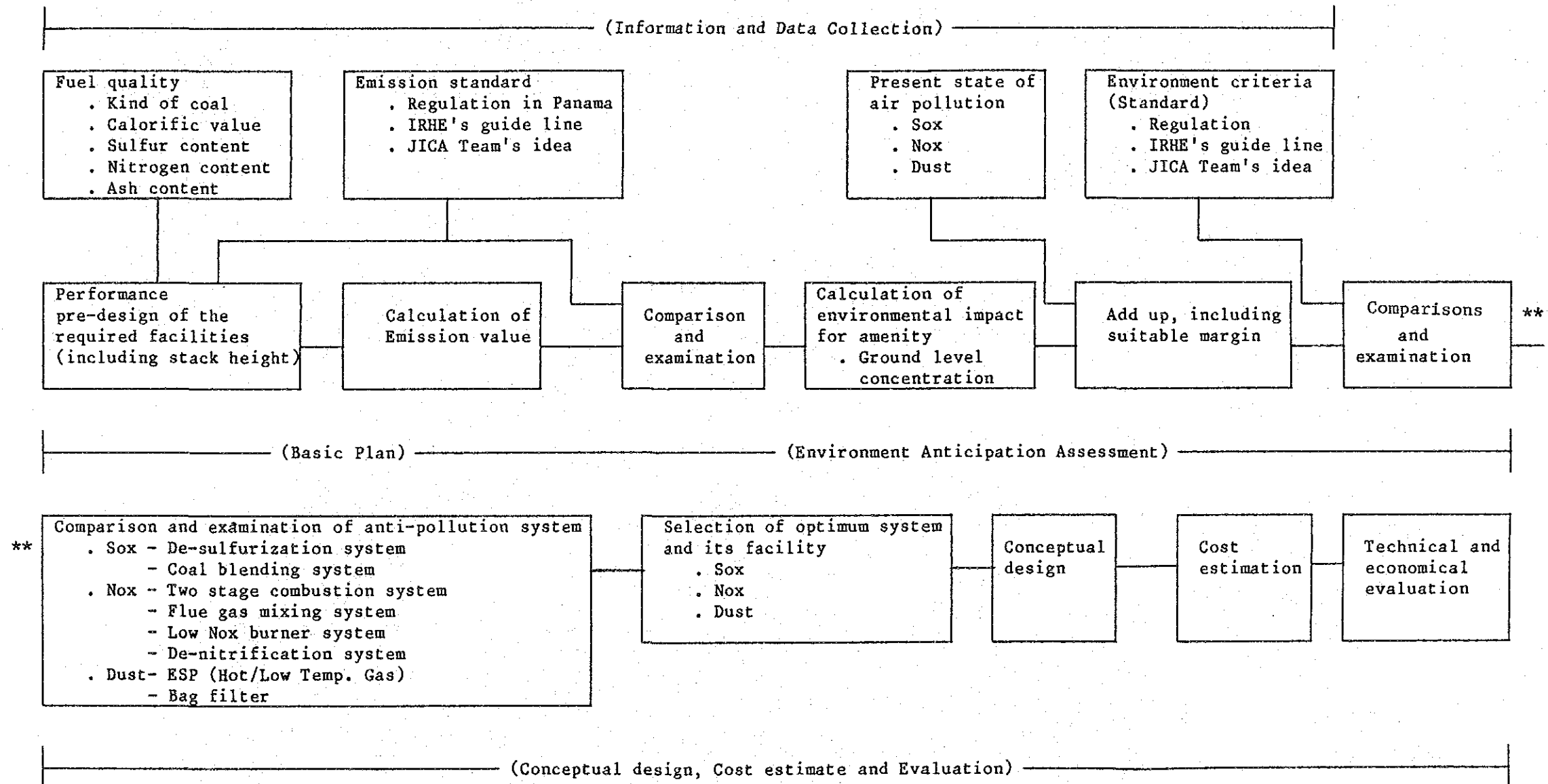
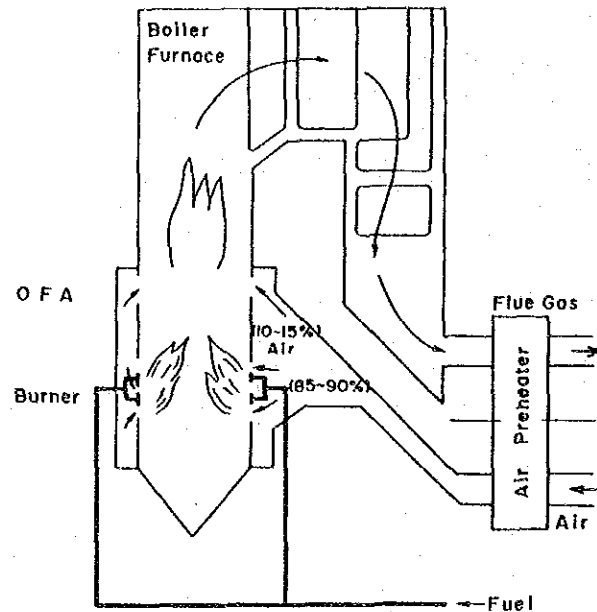


Fig. 7.3.10 (2) NOx Control System

a) Two Stage Combustion System

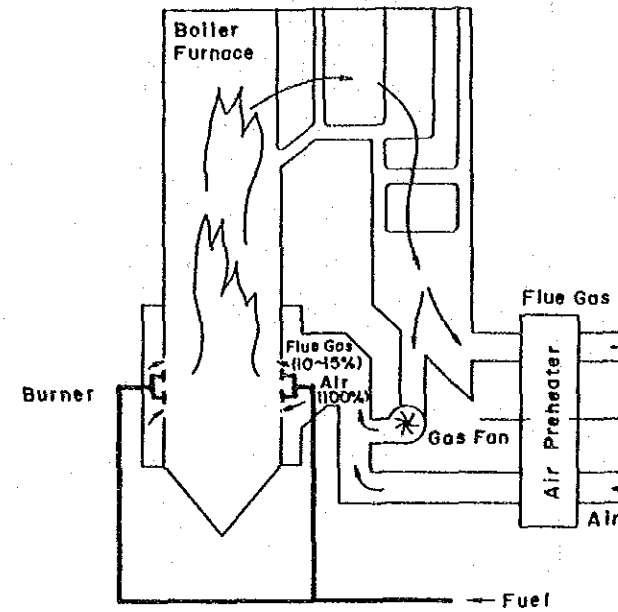


Combustion air is supplied in two stages into the boiler furnace.

At the first stage, the combustion air is controlled under less stoichiometric air condition for incomplete combustion and at the second stage, supplementary air is sent so as to achieve complete combustion.

Through this process of combustion, the temperature of the hottest part of flame is lowered thus the NOx emission is decreased.

b) Flue Gas Mixing System

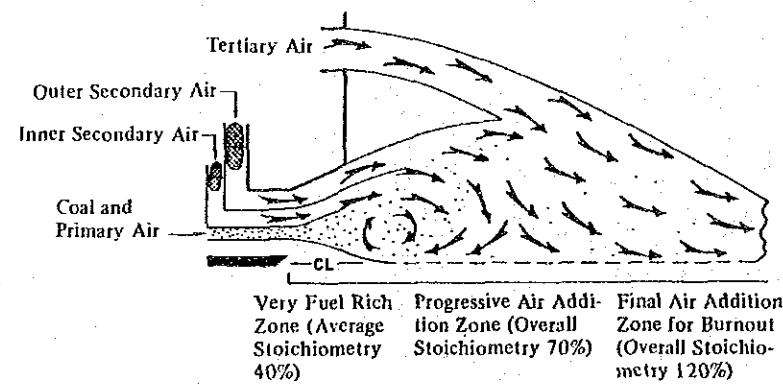


Combustion air is partially mixed with flue gas which contains less oxygen after combustion so as to decrease oxygen content of combustion air and to delay combustion speed.

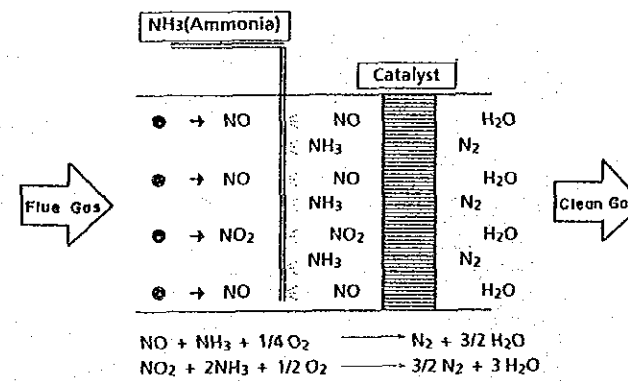
Through this process of combustion likewise the two stage combustion, the temperature of the hottest part of flame is lowered with longer flame thus the NOx emission is decreased.

c) Low NOx Burner System

This burner is designed in such a manner that NOx emission is repressed through the means of feeding combustion air from several positions so as to cause slow combustion of pulverized coal and to keep flame temperature low by properly adjusting air flow.



d) Fuel Gas Denitrification System



o Ammonia is injected into the flue gas which contains nitrogen oxides. The flue gas passes through metallic catalyst bed where chemical reaction takes place.

o Nitrogen oxides in flue gas are decomposed with the catalyst aid to nitrogen and water.

b) 排出されるSO_xは、煙突によって大気中に拡散され、稀釈された後地上に達する。地上に達する最大着地濃度 (maximum ground level concentration) は、有効煙突高さ (実際の高さ + 排煙の運動量による上昇 + 排煙の浮力による上昇) が、高い程低下する。

これらの関係はFig. 13.3.1を参照されたい。

本発電所に於いては、運動量による上昇を、出来るだけ大きく取る様、ガス速度を30m/sとした。又浮力による上昇を大きく得るには、排ガス温度を高くすれば良いが、一方ボイラ効率が低下するので、一般的な140℃と設定し、最終的に設計値であるC_{max} = 0.015ppmを得るに必要な最低実際高さ95mとした。

高煙突、高ガス速度煙突の効果はNO_x、Dustについても同じ効果がある。

c) 前記の条件 (C_{max} = 0.015ppm、燃料S分 = 1%) で、95mの高煙突を設置すれば、Costの高いDesulphurization system の設置は必要ない。

(3) NO_x 排出対策

ボイラーで発生するNO_xは次の2つに分類される。

a) Fuel NO_x …… 燃料中のN分が、ボイラ内の燃焼熱により酸化され、NO_xが発生する。

一般的にN分0.1%増す毎にNO_x1%増加する。

b) Thermal NO_x …… 燃料の燃焼に必要な空気中のN分がボイラ内の燃焼熱により酸化されNO_xが発生する。

一方このNO_xの発生を抑制あるいは除去する方法は下記の4つが考えられる

(Costの安い順から)

a) Two stage combustion system

b) Flue gas mixing system

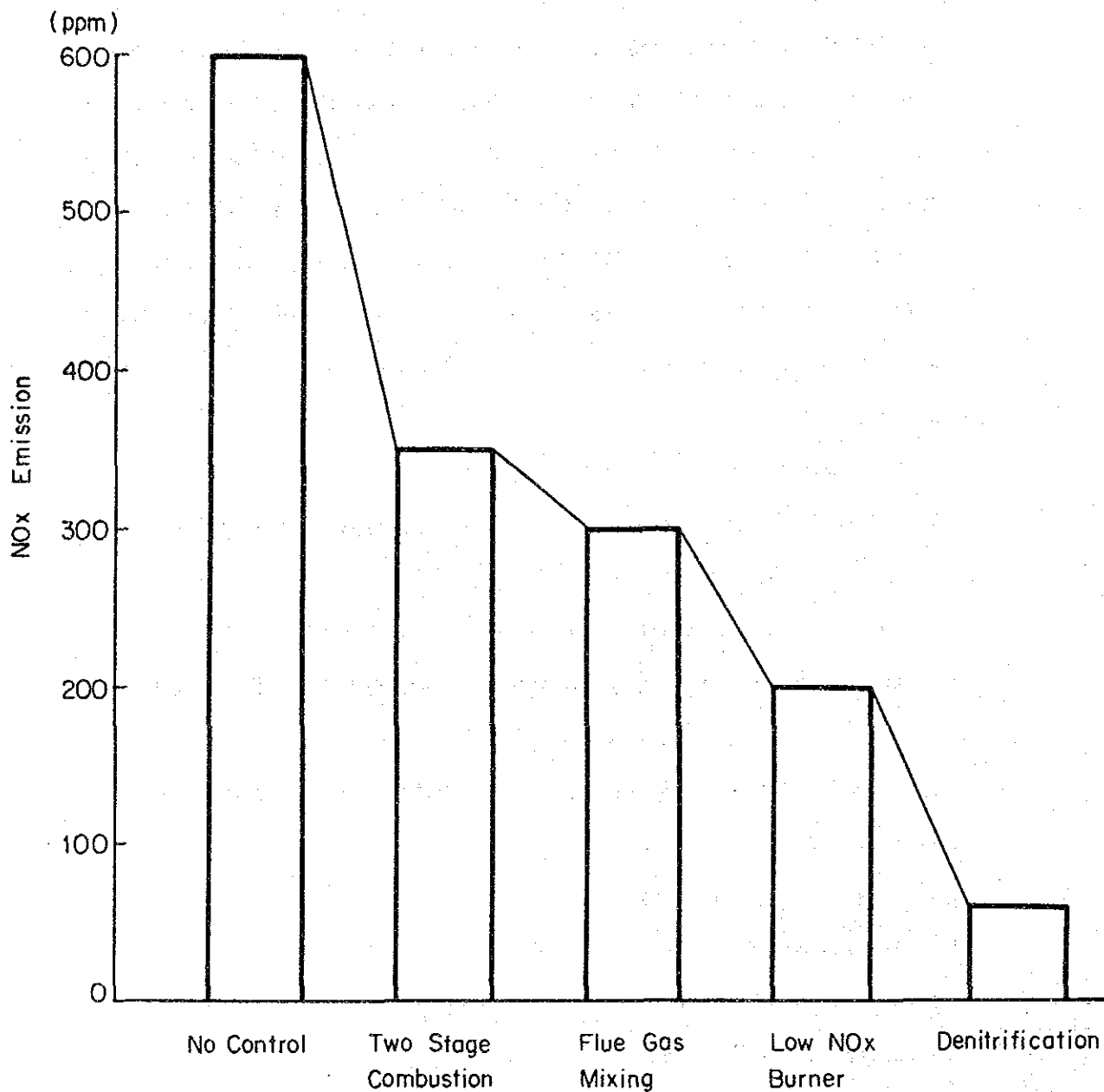
c) Low NO_x burner system

d) Denitrification system

上記各Systemの原理およびその効果をFig. 7.3.10. (2)およびFig. 7.3.10. (3)に示す。

本発電所の排出設計値300ppmに対してはTwo stage combustion system およびFlue gas mixing systemのみでも良いが、その値が300ppmギリギリであるため、将来燃焼N分の変動も考慮しつつ、余裕を見てLow NO_x burnerも設備する。

Fig. 7.3.10 (3) NOx Control and Its Effect



(4) Dust排出対策

本発電所で使用される石炭には、灰分13%、S分1%含まれている。

一般に、微粉炭ボイラにおいて生成する灰は、その15%程度が熔融して、クリンカーホッパーに落下し、5%程度が、やや粒子の大きいシンダーアッシュとして節炭器ホッパーおよび空気予熱器のホッパーに堆積する。そして残りの80%程度は粒子の小さいフライアッシュとなりボイラから排出される。しかしながら、本発電所の様にNO_xをきびしく抑制するボイラーの場合は、炉内の温度が低く設計されるため、大半の灰がフライアッシュになって排出される。このフライアッシュを捕集するため集じん装置を設ける。

フライアッシュの集じん装置は下記の5つが考えられる (Costの安い順)

a) 機械式集じん装置 (サイクロン式)

大きい粒子の灰が捕集されやすい。

排出濃度0.5 g / N m³以上

b) 電気式低温乾式集じん器 (120~150℃程度)

低温域 (120~150℃) で、灰の電気抵抗が低い灰 ($10^4 \sim 10^{11} \Omega \cdot \text{cm}$) の時採用

排出濃度0.08~0.5 g / N m³

c) 電気式高温乾式集じん器 (300~400℃程度)

低温域 (120~150℃) で、灰の電気抵抗が高い灰 ($10^{12} \Omega \cdot \text{cm}$ 以上) の時採用

排出濃度0.08~0.5 g / N m³

d) バグ・フィルター

排出濃度規制がきびしい場合に採用

排出濃度0.04~0.1 g / N m³

e) 湿式集じん装置

極めて排出濃度を下げる必要がある場合に採用

排出濃度0.02~0.05 g / N m³

本発電所の排出設計値0.1 g / N m³の場合は上記の事から電気式低温集じん器 (以下Cold-ESPと云う) 又は、電気式高温集じん器 (以下Hot-ESPと云う)、いずれかを選定する事になる。

Cold-ESPとHot-ESPの比較は、経済性と集じん性能から検討する。

a) 経済性

Cold-ESPは、重油火力と同様、ボイラ空気予熱器の後流側 140℃程度の領域に設置するがHot-ESPは、ボイラ節炭器と、空気予熱器の間、350℃程度のガスを引き出し、集じん器で処理後、又空気予熱器に戻す方式である。

$$\text{Hot-ESP の実ガス体積はCold-ESPに比して約 1.5 倍} \left(\frac{273+350}{273+140} \approx 1.5 \right)$$

となり、集じん器の寸法および、ガスダクト等で相当に大形、コスト高となる。

b) 集じん性能

電気式乾式集じん器の性能は、灰の電気抵抗に大きく影響される。すなわち、灰の電気抵抗が $10^{12} \Omega \cdot \text{cm}$ 以上となると、集じん極に於いて逆電離現象（バックコロナとも云う）が発生し荷電不安定引いては、集じん効率低下となる。

一般的な、灰の電気抵抗と集じん性能の関係をFig. 7.3.10.(4)に示す。

一方、灰の電気抵抗は石炭中のS分とガスの温度（灰の温度）により、大きく変化する。

これらの関係の一例をFig. 7.3.10.(5)に示す。又、フライアッシュの化学組成も電気抵抗に関連し、 Na_2O 、 SO_3 が多いと電気抵抗が低く、 SiO_2 、 Al_2O_3 、 CaO 、 MgO 、 K_2O が多いと電気抵抗が高くなる。

c) 形式の選定

本発電所で使用する設計炭の性状

灰の成分は第6章に示す通りS分1%、 Na_2O 1.0%、 SO_3 1.0%、 SiO_2 62.0%、 Al_2O_3 20.0%、 CaO 2.0%、 MgO 2.0%、 K_2O 2.0%から見て、ガス温度 140℃で $1.5 \times 10^{11} \Omega \cdot \text{cm}$ 程度の電気抵抗が得られるものと推定される事から、経済性と合わせCold-ESPを採用する。

又、Cold-ESP設計上の入口Dust濃度は前記の低 NO_x ボイラーの事情を考慮して石炭中の灰分 100%が、Cold-ESPに入るものとして、計画した。

尚、詳細設計に当たっては、石炭のサンプル分析等を行い、灰の性状を確認する事が望ましい。

Fig. 7.3.10 (4) Relation of Gas Temperature and Electrical Resistivity of Fly Ash

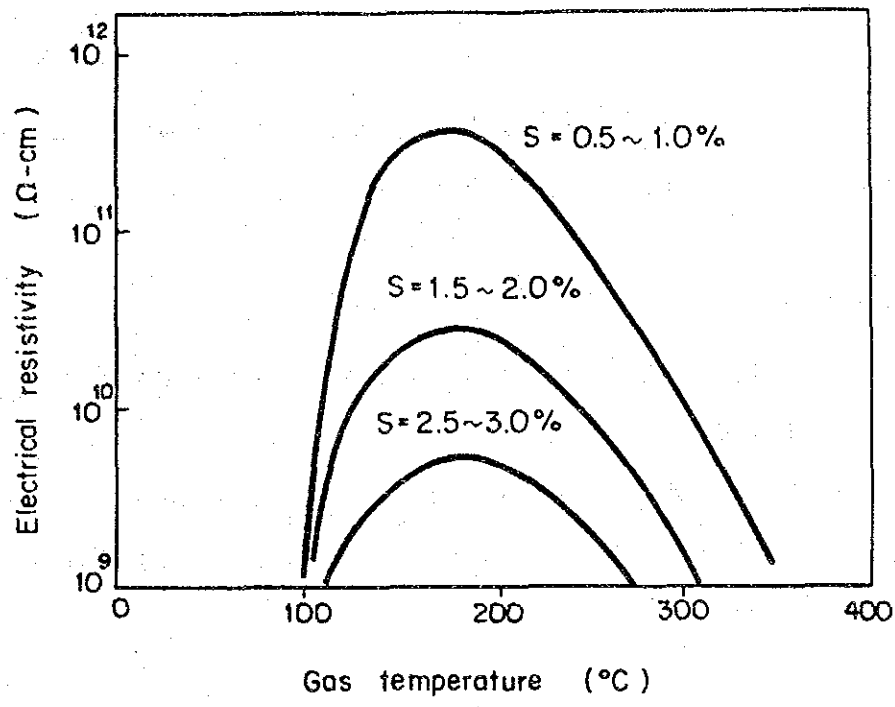
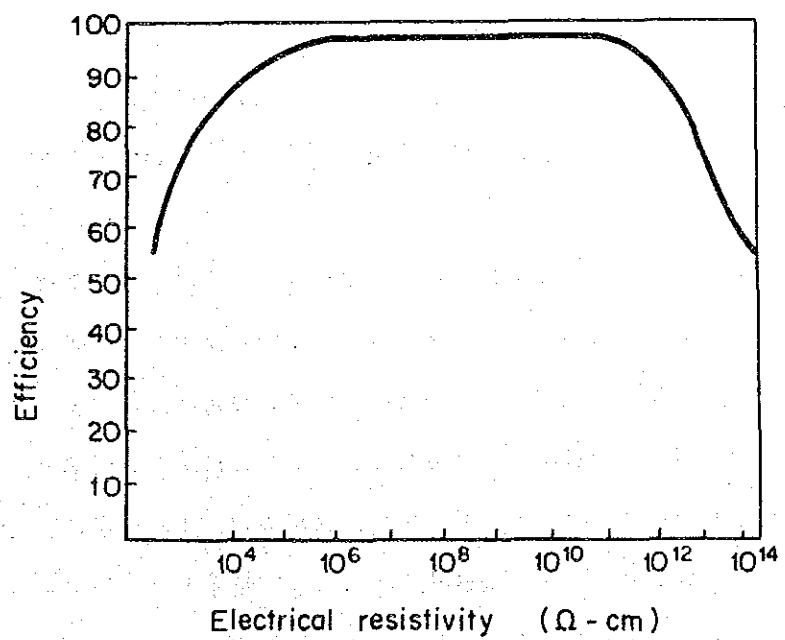


Fig. 7.3.10 (5) Dust Collecting Efficiency curve



(5) 一般排水処理対策

石炭火力発電所の運用に伴って、問題になる温排水以外の一般排水は、下記の3種類に分類される。

a) 装置排水

発電所の各設備の運転に伴って発生する排水で、本館の一般排水、純水装置の再生水、機械装置の定期点検時の洗浄水等

b) 貯炭場雨水

c) 灰捨場雨水

これらの各排水の予想される排水量、排水水質およびその処理フロー図を Fig. 7.3.10. (6)に示す。

同フロー図中の排水量水質は J I C A 調査団が日本国内での経験から当プロジェクト用に換算推定した。但し雨水の排水量については、Colon 地区雨期の雨量データを基に、下式から算出した。

$$Q = R \times A \times (1 - S) \text{ m}^3/\text{day}$$

Q : 排水量 800 m³/day

R : 日間雨量 70 mm/day

A : 灰捨場面積 23,000m²

S : 大地への浸透係数

灰捨地 0.95

その他 0.90

図に記した通り装置排水はその水質から、SS処理の他PH調整、中和が必要である。又、重軽油タンクヤード雨水、修理工場排水は、油の漏洩の危険性があるので、オイルセパレーターを設ける。

定検時の機械設備洗浄水は、一時期、1回に大量に発生するので、中継槽で一次貯水し、数日間で徐々に処理した方がフィルター等の設備容量が少なく、経済的である。

Panama国の雨季の雨量は、一般にスコールと呼ばれる様に短時間に大量に降る。このため、貯炭場、灰捨場の雨水は、積上げられた石炭あるいは灰の表層部分が、雨水と一緒に流れ出す恐れがある。よって、貯炭場、灰捨場周辺に側溝を設け、集水沈澱させ、表層の清水は、好天時のダスト飛散防止用スプレー用水として使用する。

※ Colon 地区は、下記により想定したCristobal 港での測定データによると、過去

22年間（1962年～1984年）の月間最大雨量は 891mmである。この月の降雨日数の記録はないが、今、安全を見て月半分の15日として試算し、排水処理の設計値を60mm/day (891mm ÷ 15day)とした。

(6) 温排水対策

本発電所の復水器冷却水の温度上昇設計値7℃とした場合の冷却水量は、Fig. 7.3. 10(7)の計算書の通り $4.0\text{m}^3/\text{s} \times 2\text{Units}$ となる。

冷却水はCristobal 港側から受水されFrench Canal側に放流される。

JICA調査団の日本国内の経験からは、7℃の温度上昇は、周辺環境上問題にはならないが、French Canalの温度上昇分布を計算した結果2℃以上上昇する範囲は約 $680 \times 10^3\text{m}^3$ であり、温度上昇の再循環はない。

詳細は第13章を参照されたい。

(7) 騒音対策

サイト境界線に於けるImpact noise levelの騒音源としては、連続的に発生するものと不定期的に発生するものの二通りがある。

連続的に発生する騒音源として大きいものはタービン本体、BFP (Boiler Feed Water Pump), FDF (Forced Draft Fan), Mill, Air Compressor等があるが、これらは本館内に収められる。又極力低騒音形の機器を採用すると共に機器の配置を極力境界線から、遠くに配置する。

又、揚炭作業は、作業安全等の面から昼間のみ行うものとして、境界線上の騒音設計値を、昼間と夜間の2段階とする。

不定期的に発生する安全弁吹出し音、等に対してはサイレンサーを取付け低騒音化を計る。

(8) 震動対策

サイト境界線上に於けるImpact noise levelの振動源としては、タービン発電機本体、Mill等が考えられるが、十分な大きさのコンクリート基礎を施行する他、機器の配置を極力境界線から遠くに配置し、境界線上の震動の低減を計る。

(9) その他、Dustの飛散防止対策

石炭および灰を取扱う個所には必要に応じて、注水出来る様、スプレーあるいはスプリンクラーを設置した。又、屋外型ベルトコンベアーは、カバー付としDustの飛散防止を計る。

Fig. 7.3.10 (6) Waste Water Flow Diagram

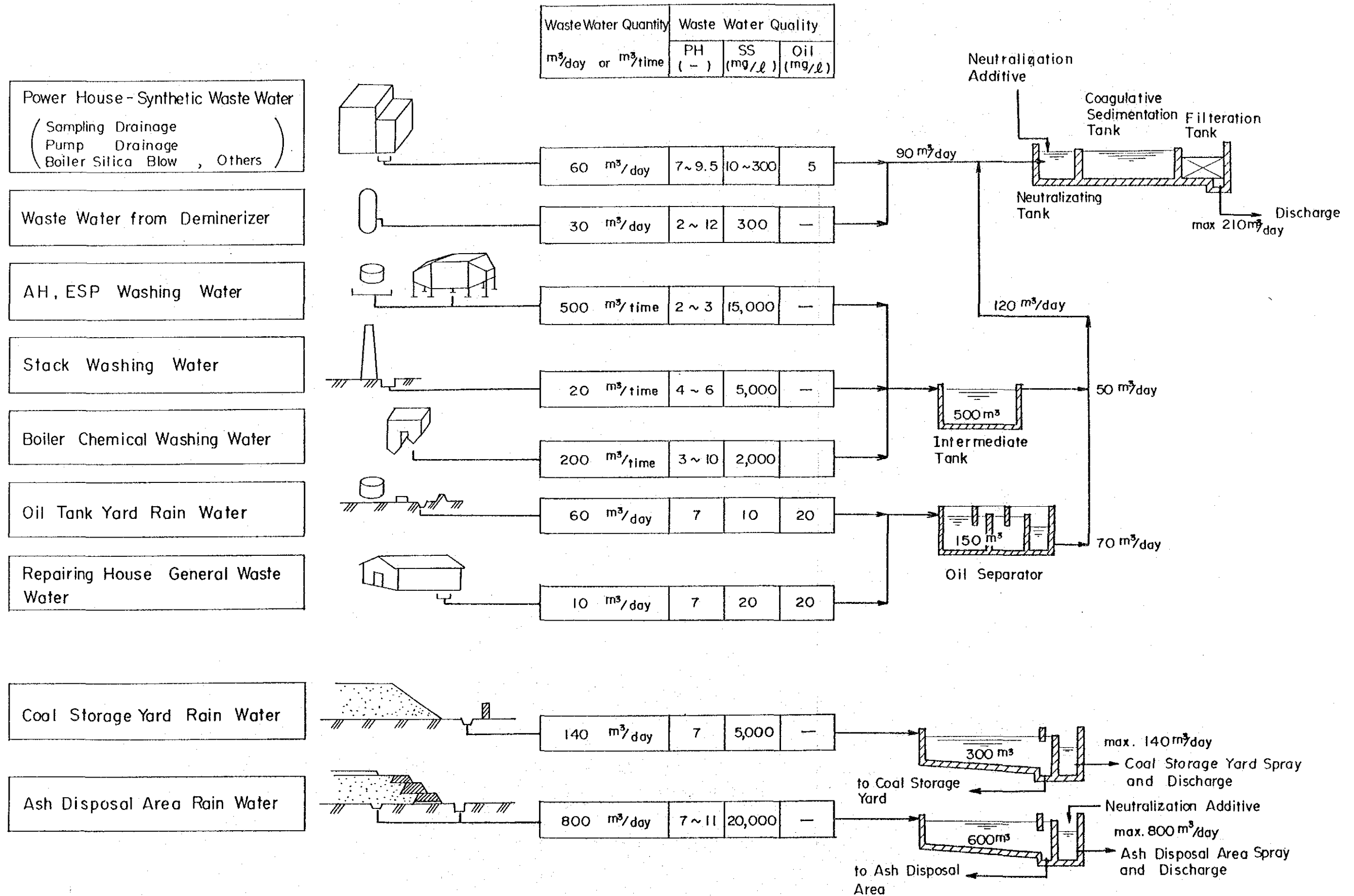


Table 7.3.10 (7) Calculation of Cooling Water Quantity

Calculation Condition

- | | |
|--|-----------------|
| (1) Rated capacity | 75 MW x 2 units |
| (2) Max. temperature rise of cooling water | 7°C |
| (3) Plant efficiency (at 100% load) | 36% |

Breakdown

Boiler efficiency	86%
T-G efficiency	42%
Plant loss	0.5%
(Therefore, $0.86 \times 0.42 \times (1-0.005) = 0.36$)	

Calculation

- (1) Heat Value from Boiler

$$\frac{75,000^{\text{MW}} \times 860}{0.36} \times 0.86 \times (1-0.005) = 153.3 \times 10^6 \text{ kcal/h}$$

- (2) Heat Value to Condenser

$$\frac{153.3 \times 10^6 \times (1-0.42)}{3600^{\text{s}}} = 24,700 \text{ kcal/s}$$

- (3) Required Cooling Water Quantity

$$\frac{24,700}{7 \times 1,019} \times 1.07 \times 10^{-3} = 3.7 \div 4.0 \text{ m}^3/\text{s}$$

Specific gravity for Aux. equipment

- (4) Total Cooling Water Quantity

$$4.0 \text{ m}^3/\text{s} \times 2 \text{ units} = 8 \text{ m}^3/\text{s}$$

7.3.11 電気設備

(1) 定格電圧の選定

各系統の標準電圧は、IRHEの標準電圧に合わせて下記の通りとする。

送電電圧	230kV
発電機出力電圧	13.8kV
高圧補機電圧	4.16kV
低圧補機電圧	208V
照明器具その他	208V
直流補機及び操作回路	110V

(2) 発電機の容量 P_c

$$P_c = \frac{\text{発電機定格出力}}{\text{定格力率}} \text{より算出し}$$

$$P_c = \frac{75,000(\text{kW})}{0.85} = 88,250\text{kVA}$$

とする。

尚、発電機が、電圧230kV 2回線巨長72kmの送電線を単独で、充電状態になった場合、その充電電流によって自己励磁、異常過電圧とならないための最低容量(Q)は、下記の計算より83,713kVAである。よって本発電機による、自己励磁、異常電圧の発生はない。

$$Q = \frac{Q_0}{K} \times \left[\frac{E}{E'} \right]^2 \times (1 + \sigma)$$

$$= \frac{44,139}{0.58} \times \left[\frac{230}{230} \right]^2 \times (1 + 0.1) = 83,713$$

$$88,250\text{kVA} \text{ (発電機定格)} > 83,713\text{kVA} \text{ (Q)}$$

Q	= 発電機の自己励磁、過電圧発生限界容量
Q_0	= 送電線充電容量 44,139kVA
K	= 発電機短絡比 0.53
E	= 定格電圧 230kV
E'	= 充電時の電圧 230kV
σ	= 発電機飽和率 0.1

(3) 主変圧器の容量

主要変圧器容量は、発電機 100% 負荷運転で、かつ所内動力が最も少ない状態、すなわち、50% 重油混焼で、50% の Mill が停止している状態でも安全に運転出来る容量とする。

$$88,250 - 2,650 = 85,600 \text{ kVA}$$

(4) 所内変圧器の容量

自己ユニットの所内動力の他、他ユニットおよび起動変圧器が、同時定期点検を行う場合も、支障なくバックアップ出来る容量とする。

a) 自己ユニットの所内動力	6,200kVA
b) 通常起動変圧器より供給する 共通設備用動力	600kVA
c) 他ユニットの停止中の動力	600kVA
合 計	7,400 ≒ 7,500kVA

(5) 起動変圧器の容量

本発電所は、年間利用率約70%をベースロードとして設計すること、および経済性から、1, 2号ユニット同時起動は考慮せず、1, 2号共用の起動変圧器1台とする。

容量は、ユニット所内変圧器の全量バックアップを行うものとし、所内変圧器容量と同一とする。

(6) 屋外開閉器

前記の通り、本発電所はベースロード用の主要な発電所であるため、信頼性の向上および保守点検を考慮し、2重母線方式とした。しゃ断器のしゃ断容量は、将来75MW × 2 Units の増設を考慮して電子計算機による、シュミレーションの結果から、9.3 kA以上あれば良いのでANSI標準およびPanama II変電所との予備品共用化を考慮して31.5kAとする。

(7) 所内電源の構成

発電所の信頼性向上のため、各々のユニット毎の所内回路を独立させるユニットシステムを採用し、万一所内電源に事故が発生しても、他ユニットの運転に支障のない方式とする。

又、発電機はその容量から高圧同期並列方式であるため、所内動力はユニット起動時起動変圧器から供給し、発電機並列後所内変圧器側に切替える方式とする。

尚、揚運炭設備等、事故が発生しても直ちに発電に支障のない設備については、経済性の理由から、1、2号機共用とし、動力は起動変圧器から供給する。

(8) 4 kV所内開閉器

4.34kV Metal clad typeとし、真空しゃ断器 (V. C. B)を採用し、容量の大きな補機 (約 150kW以上) に動力を供給する。しゃ断容量は16.3kA以上あれば良いので I E C 標準の20kAとする。

(9) 210Vパワーセンター

600V Steel enclosed typeとし、空気しゃ断器 (A. C. B)を採用し、中容量の補機 (約75～ 200kW程度) に動力を供給する。

しゃ断容量は19.8kA以上あれば良いので、J I S 標準の20kAとする。

(10) 210Vコントロールセンター

600V Steel enclosed typeとし、各補機に応じてBreaker (N F B) とMagnet switchを取付け、小容量の補機 (約75kW以下) に動力を供給する。

しゃ断容量は、回路構成上前記パワーセンターと同一となるが、経済性を考慮しコントロールセンターに限流装置を設け15kAとする。

(11) パワーセンター変圧器

パワーセンターおよびコントロールセンターの負荷を勘案し、500kVAとする。又、予備品等を考慮して各ユニット同一容量とする。

(12) 非常用電源装置

発電所又は送電系統の事故により、所内電源が全て停電状態となった時、両ユニットを安全に停止させるに必要な動力と、運転操作に必要な照明用動力の供給を目的として設置する。

Panama国の電力構成は、水力発電所が多数あるので事故復旧後の再起動に必要な電源は水力発電所より受電するものとして、非常用電源の容量には入れない。

(13) 計測制御装置

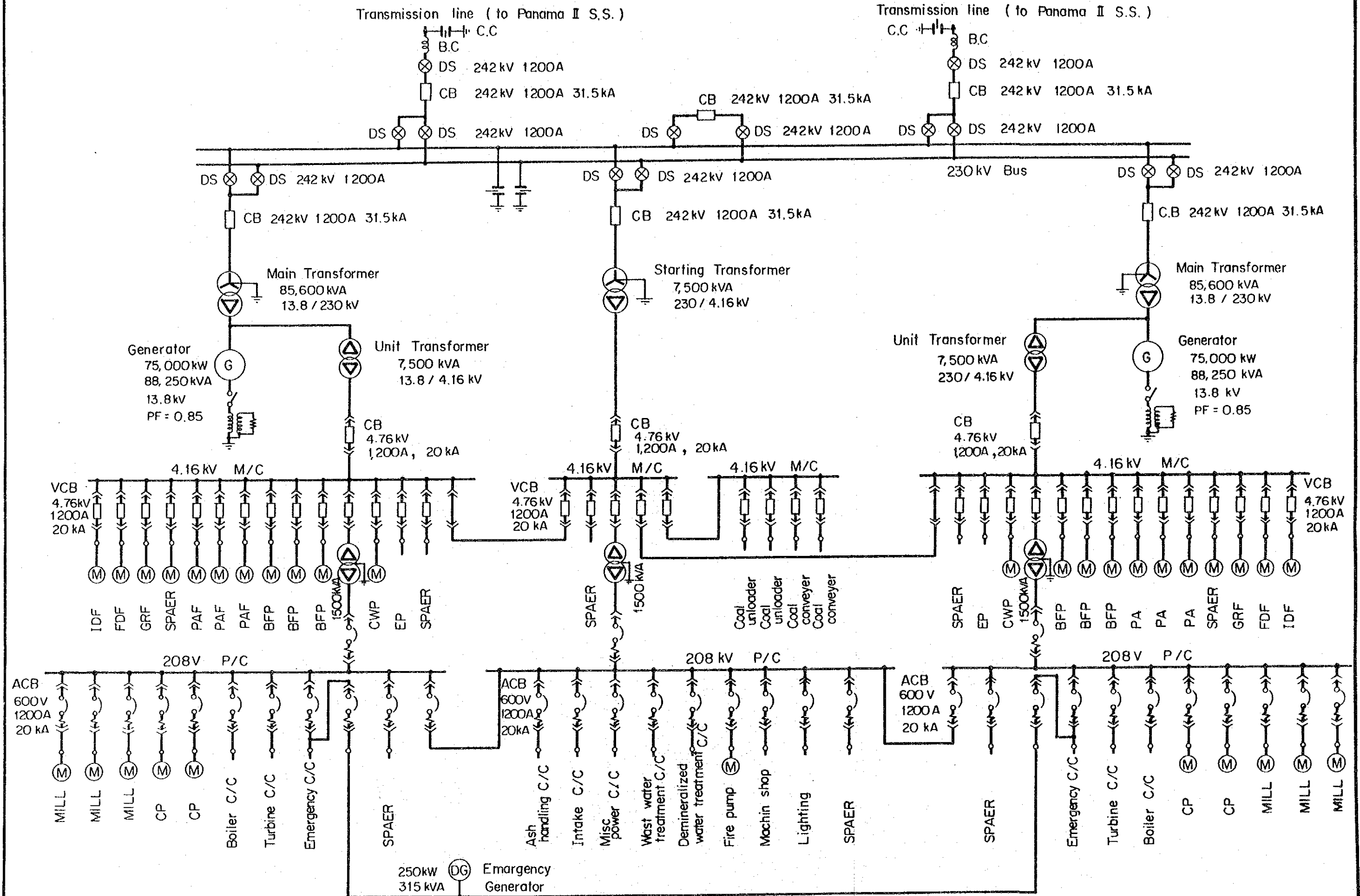
発電所の運転は、発電所本館の中央制御室と、揚運炭管理棟の揚運炭制御室の2ヶ所で行う。

中央制御室には、B T G 盤、電子計算機補助操作盤、補助リレー盤等を配置しボイラー、タービン、発電機、屋外開閉所、集じん装置等の運転をボイラー水漲から、並列負荷制御、解列迄全ての運転、操作、監視を自動又は遠隔操作で行う。

電子計算機は、ユニットとオンラインで結ばれデータロギング、異常監視、起動停止スケジュール計算、オペレーションガイド、タービンの寿命管理等を行い、又、揚運炭制御室には、揚運炭、灰処理盤等を配置し、揚運炭設備、灰処理設備等の運転、操作、監視を行う。

尚、揚炭機は、作業の安全性、能率性の意味から、揚炭機1台毎の有人操作とする。

Fig. 7.3.11 Power Station One line Diagram



7.3.12 発電所本館

発電所本館は以下の3つの部分より構成される。

機器エリア；タービン、発電機、復水器等の主機、補機類及びパワーセンター等の

電気設備を据える部分

制御エリア；発電所の中核として、制御機器類が設置され、運転員が常駐する部分

パンカーエリア；パンカー及びPulverizer等の給炭用エリア。

機器エリアは4層より構成される。タービン・発電機は3階に配置される。そのタービン室はタービン・発電機の点検・整備を容易ならしめる為に天井走行クレーンを設備する。タービン室の大きさは幅16m、長さ90m、高さ13mであり、点検時の機器分解作業スペースより決められている。その近傍に必要な補機・電気設備類を4層に効率的に配置した。

制御エリアには中央制御室、リレー室、計算機室、通信機械室、運転員控室、直長室、等がある。これらの室は2ユニットある発電設備の中央部に設置し、機能的な中央制御系統を構成するとともに運転員の快適さも考慮してレイアウトされている。

(1) 構造、仕上

構造は、鉄筋コンクリート造と鉄骨造の2通りが考えられる。しかしここでは、大きな屋根スパンであること、機械設備据付けの作業性、軽量化、工期の短縮によるメリットを考慮して、主架構を鉄骨造とした。タービン・発電機は剛性の高い鉄筋コンクリート造の架台で支持する。

各階床は、鉄筋コンクリートスラブを原則とするが、メンテナンス上開放を要求される床は鋼板又は鋼製グレーチング床で取外し可能とする。外壁及び屋根はスレート板とする。

屋内の間仕切はコンクリートブロックを原則とする。館内の機器の発熱を外に放出する為、吸気口、排気口を設け十分な換気を行う。

(2) 建築設備

中央制御室、リレー室、計算機室、運転員控室等、発熱のある精密機器が設置され、運転員が常駐する部屋は空調を行う。その他の設備として、照明、給排水衛生、消火、火災報知設備を館内全体を対象として設備する。

7.3.13 発電所本館および主要設備の基礎

発電所本館、ボイラー、パンカー等主要設備の基礎は強度の十分信頼できる地盤から支持され、また基礎版は上部機器および架構などの荷重を安全に基礎地盤に伝え、機器の振動による障害を軽減するとともに、不等沈下に対しても十分な剛性と強度を有するものとした。

当計画地点の発電所本館及び主要設備の設置場所におけるボーリング結果を見ると、N値50以上となる支持岩盤までの地表からの深さは9～14mと推定される。従って基礎版の厚さを考えても直接基礎とするには深すぎるので、杭基礎とした。

各種ある杭の中から、最適な工法を選定する場合には、機器上部構造物の重量、地震時水平力及び引抜き力、支持地盤までの深さ、中間地盤の状態等を総合的に考慮して判断しなければならない。本計画では、下記の基礎版と杭を選定した。

(1) 発電所本館

鉄筋コンクリートマット1部2重スラブ、コンクリート杭

(2) ボイラー、パンカー

鉄筋コンクリート、マット、コンクリート杭

(3) 集塵器他

鉄筋コンクリート地中梁、コンクリート杭

7.3.14 煙 突

高さについては、環境保全の観点より排ガスのはき出し速度と濃度拡散を考慮して決定した。

煙突の型式は2つあり、1つは鉄筋コンクリートタイプでもう一つは鋼製タイプである。

一般に高さ100m程度迄はコンクリート煙突の実施例も多く、経済性、安全性とも問題はないとされている。

当該計画地点では比較的浅いレベルに支持地盤があり、重量が大きいコンクリート煙突を支持するのに特別な難点はない。

さて、煙突は典型的な静定構造物であり、構造上、安全に設計されなければならない。

鉄筋コンクリートタイプと鋼製タイプの2つについて構造の比較設計を行った結果

両者とも安全上問題はない。

経済性の点から比較すると、資材（コンクリート、鉄筋、鋼材）の調達の手やすさ、あるいは鋼製タイプの場合、防錆上かなりの頻度で塗替が必要となる塗装費などを考慮するとコンクリートタイプのほうが若干有利である。

コンクリート煙突は又、施工期間が短いことも建設工程の確保の観点から有利である。

以上の比較検討の結果当発電所計画においては鉄筋コンクリート煙突とした。

なお内筒内面は排ガスに含まれる硫黄分による腐食から保護するため耐酸・耐水性セメント系コーティングを行う。

7.3.15 管理事務所およびその他の建物

(1) 管理事務所

管理事務所は発電所管理職員のうら、各機器の運転員を除いた全日勤者、50名程度を対象とした。

1階に化学分析室、食堂、休憩室、空調機械室、倉庫、2階に事務室、会議室、所長室、更衣室、資料室を設けた。事務室は事務系と技術系の2つのブロックに分けた。必要に応じて、さらに各職種に簡易間仕切で仕切ることができる。食堂は発電所従業員全体の利用を想定した。

構造は、鉄筋コンクリート2階建て、コンクリート杭基礎とする。

2階建てとしたのは、増設時を考慮した敷地の有効利用と屋根面積の減少等による工事費の節減の為である。

なお、基礎工事費は、地盤条件が悪い為、平屋建てでも杭が必要となり経済的ではない。

建築設備として、換気空調、照明、給排水衛生、火災報知、消火設備を設ける。

(2) その他の建物

管理事務所以外の建物としては、修理工場、部品倉庫、揚運炭制御室、危険物倉庫、水処理室、揚炭詰所、自動車車庫、守衛所が必要とされる。

機器の修理、整備はすべて発電所内で行い、又、交換部品の調達を迅速に行う為所内にそれらを備えておく必要を考慮し、修理工場、部品倉庫の規模を決めた。

揚運炭制御室は、揚運炭及びその他の屋外機器の運転・制御室と電源設備を収容す

る。

(3) 付帯設備

発電所構内における付帯設備としては、生活用水の給排水設備、構内照明、屋外消火栓、火災報知設備、等がある。生活用水は市の上水道よりとりこみ、又排水は浄化槽で処理した後海に放流する。この他構内には環境整備のため造園緑化を施し、又発電所の周囲には一般者の進入による事故を防ぐため境界柵を設置する。

概算工事費にはこれらの費用も含まれている。

Fig. 7.3.12 (1) Section of Power Station

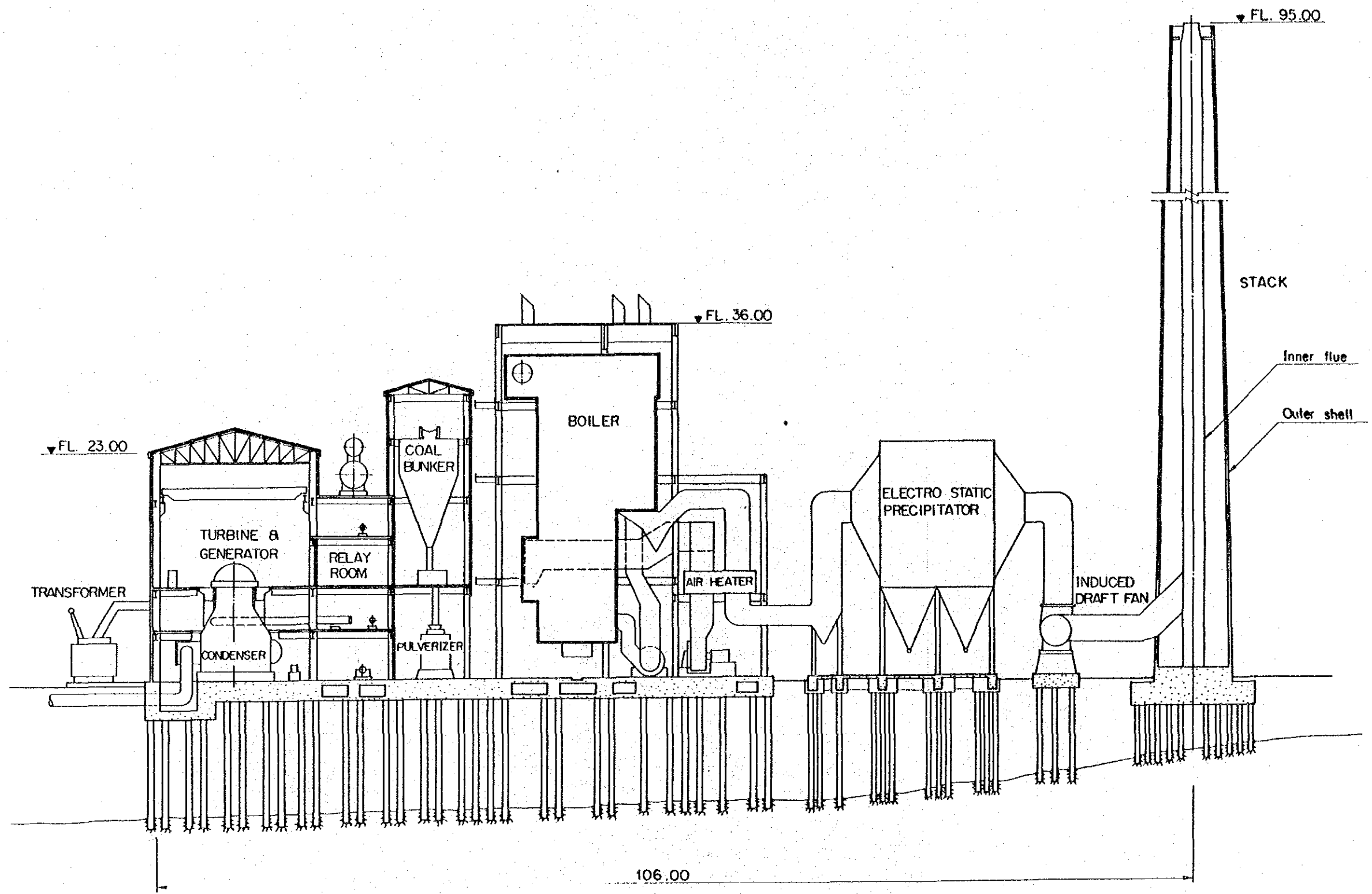


Fig. 7.3.12 (2) Power House (1st Floor Plan)

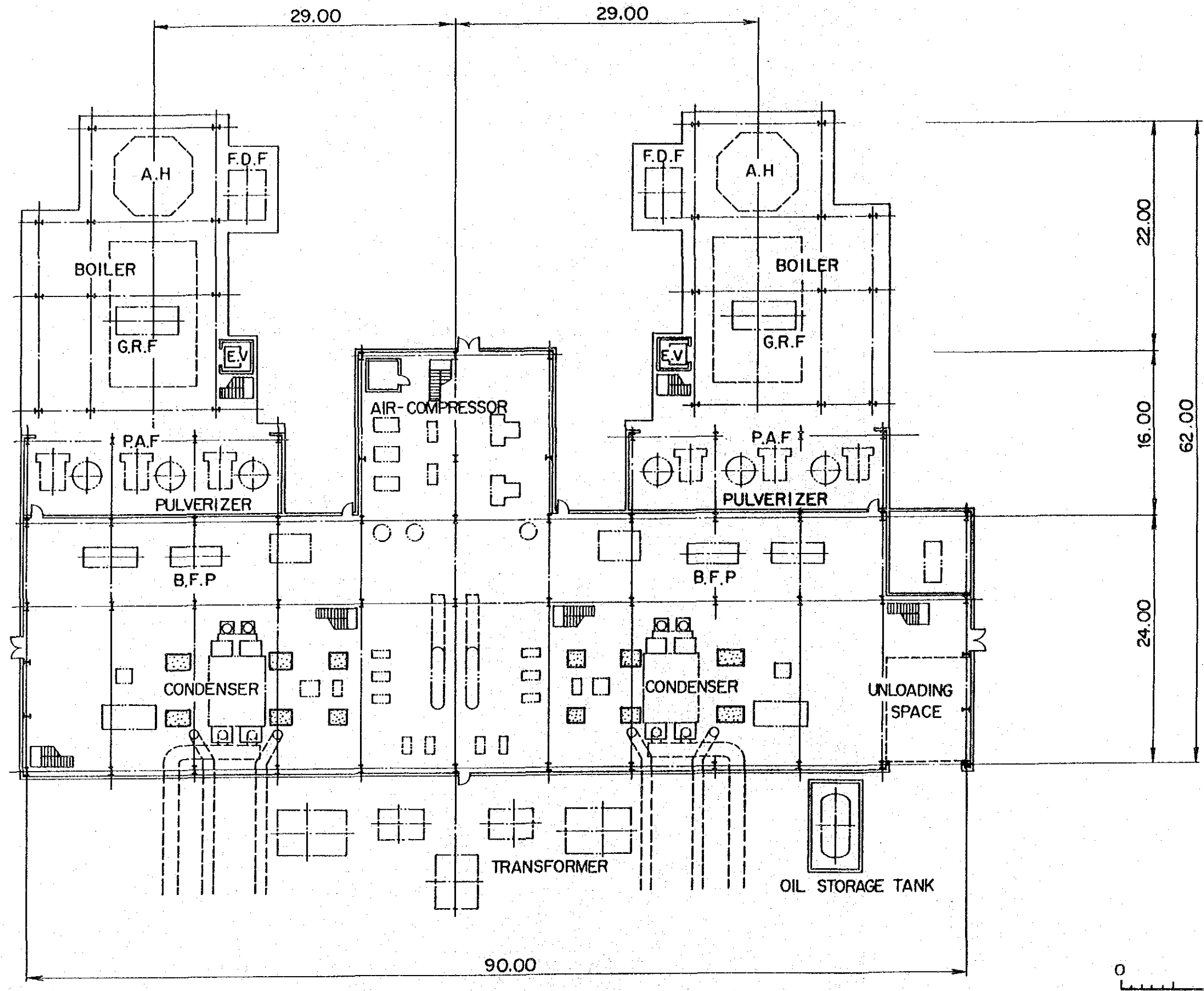


Fig. 7.3.12 (3) Power House (3rd Floor Plan)

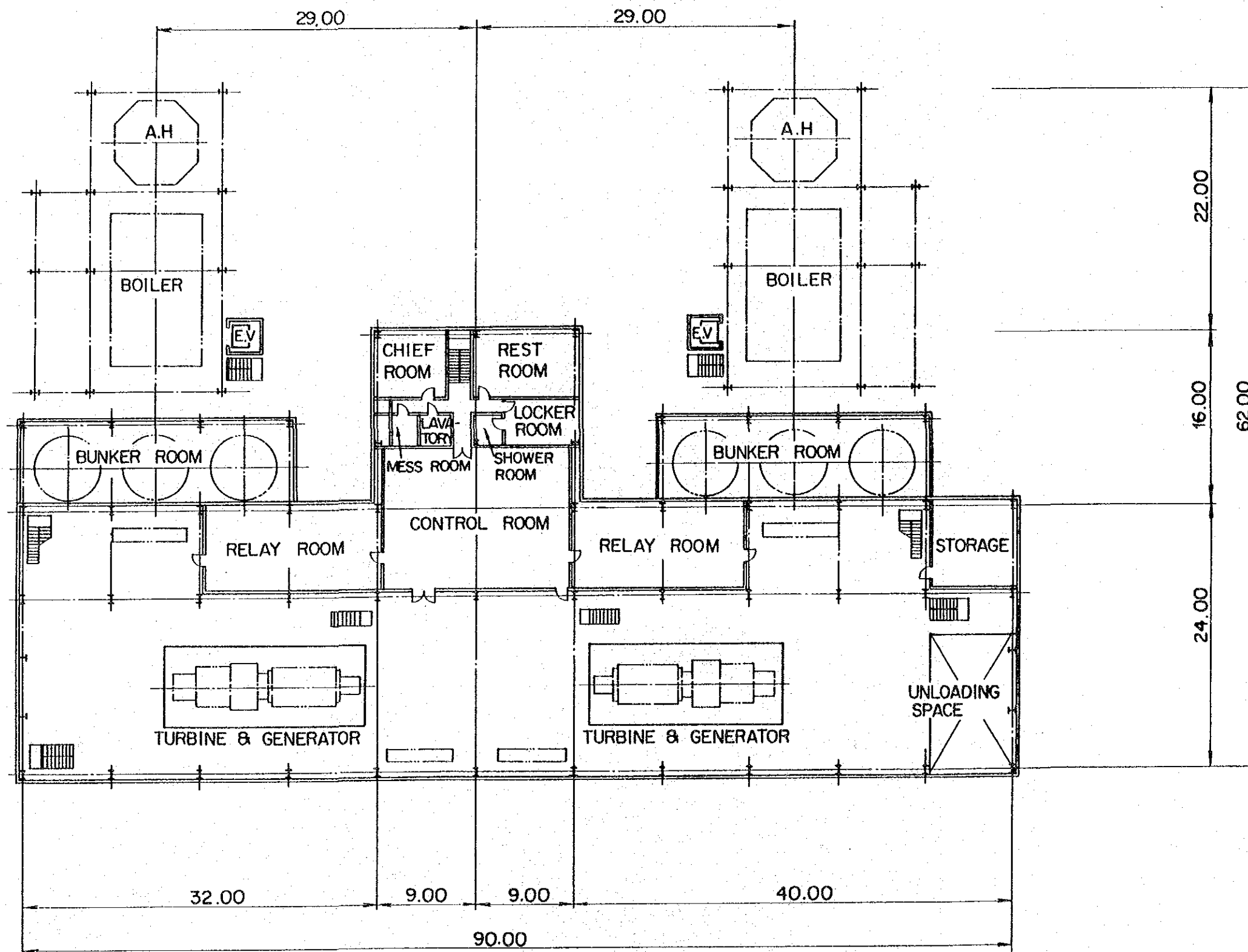
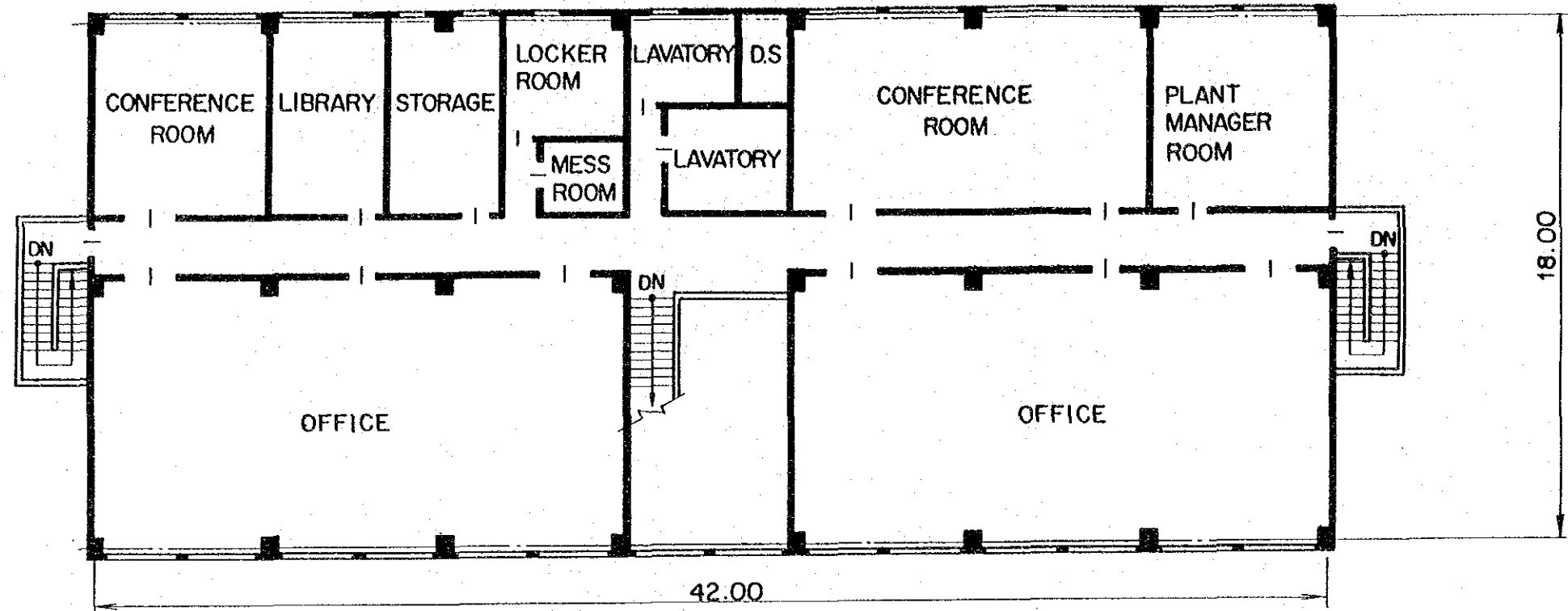
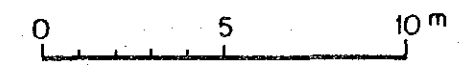
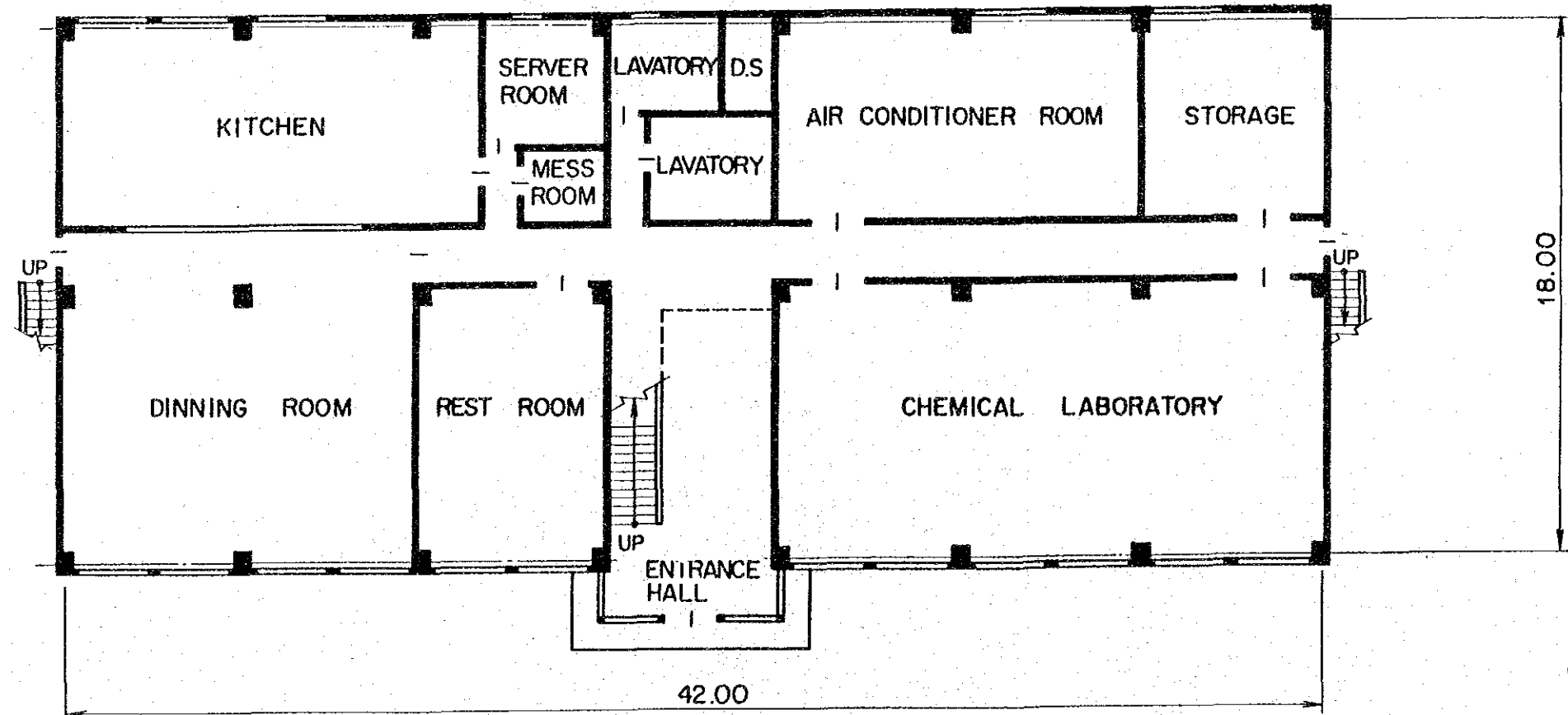


Fig. 7.3.15 Administration Building

2nd FLOOR PLAN



1st FLOOR PLAN



7.3.16 送変電設備

(I) 送変電設備の計画

a) 計画における基本的考え方

Panama石炭火力発電所で発生する電力を送電する場合に必要な増強設備を検討するにあたって考慮した点は以下の事項である。

- ・ 本計画によって発生する電力は、需要の中心であるPanama市に主として送電する。
- ・ 送電線は建設費、保守点検の便及び送電損失など総合的にみて最も経済的なものであり、かつ1回線事故停止の際でも支障なく送電できること。
- ・ 接続する変電所はIRHEの系統増強計画に沿ったものとする。
- ・ 既設送変電設備の信頼度の低下をきたさないよう考慮する。

b) 接続する変電所の検討

本プロジェクトで発生する電力を受電する負荷側の変電所としては、①Panama II, ②Bahia Las Minas 発電所の開閉所, ③Panama変電所が考えられるが、経済性, 信頼度, IRHEの系統増強計画との整合性などの観点からPanama II変電所が最適であるという結論に達した。

以下に①～③の3案についての比較検討を述べる。

① Panama II 変電所

Panamaの電力系統はChiriqui電源地帯からの電力を230kV送電線でPanama変電所に統合し、その後Panama変電所をキーステーションとして115kVで周辺の各変電所に給電するという構成となっている。

しかしながら、230kV送電線は雨期の一時期において雷撃によるトリップが頻繁に発生しており、電力の安定供給上問題がある。このためIRHEは、将来Changuinola 発電所系統の完成に伴い400～500kVの新系統を計画している。IRHEはこの超高圧送電線に接続するPanama近傍の変電所として、拡張スペース、Panama変電所に集中している電力沙流の分散、信頼度の向上などの点からPanama II変電所を計画している。

② Las Minas 発電所

Telfers island地点から約15kmの地点にあり、この発電所の開閉所から115kV送電線がPanama首都圏に向け4回線ある。当発電所のBusに接続した場合、Las

Minas 発電所、Telfers island 発電所が Full 運転した場合 Las Minas 発電所～L. TABLITAS 変電所間の送電線が I R H E の運用限度以上の過負荷になり、さらにその他の送電線も運用限度に近くなり、1 回線事故停止時には過負荷となる。

③ Panama 変電所

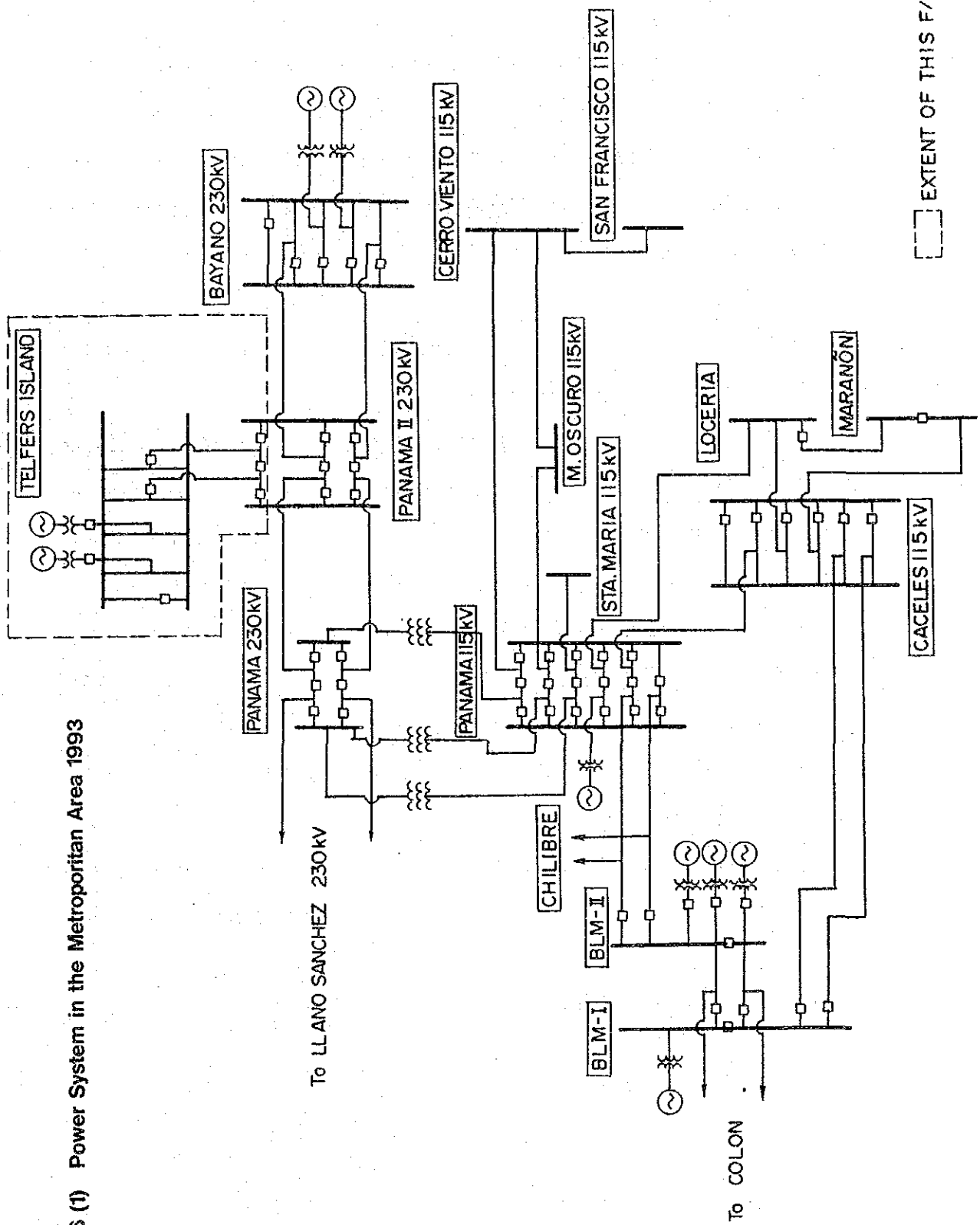
1993年の Power flow によると最大負荷時に Las Minas 発電所が停止していたとすると、Panama 230kV と 115kV を連系している変圧器を Panama 首都圏の負荷のほぼ 100% (Las Minas 発電所 Full 出力時は約 60%) が通過する。

したがってこれ以上の電源線の接続は、信頼度の面で適当でない。

以上のことから、本プロジェクトで発生した電力は、Panama II 変電所に送電することとした。

Fig. 7.3.16. (1)に Power System in the Metroporitan area に示す。

Fig. 7.3.16 (1) Power System in the Metropolitan Area 1993



(2) 送電設備の検討内容

a) 送電線ルート

5万分の1地形図による机上検討、IRHEカウンターパートの助言を参考に技術的に可能な概略ルートを選定した。Telfers island地点～PanamaⅡ区間では、標高も高々200m程度であるので、概略検討の段階では特に問題となる点はないので、送電線ルートは、建設、保守の容易さを考慮して、既設送電線ルートあるいは国道沿いに選定した。

実施設計段階では建設、保守の便、ルートの地質調査を含めて、より詳細なルート調査が必要であり、特に、発電所地点周辺のルート選定およびRio Chagresの横断地点の選定には注意が必要である。

Telfers island 地点から南南東方向へ送電線をひき出し多数の家屋、建造物が密集しているColon、Margarita市街地を避け、う回するルートをとる。その後国道3号線の南側を併行しCativaに至る。さらに、Cativa付近で南東へ転進し、Bahia Las MinasとGatun湖の間の狭いくびのようになった地域を既設Bahia Las Minas P/S～Panama S/S 115kV送電線に沿ってPanama市近傍のChilibreまで南下する。

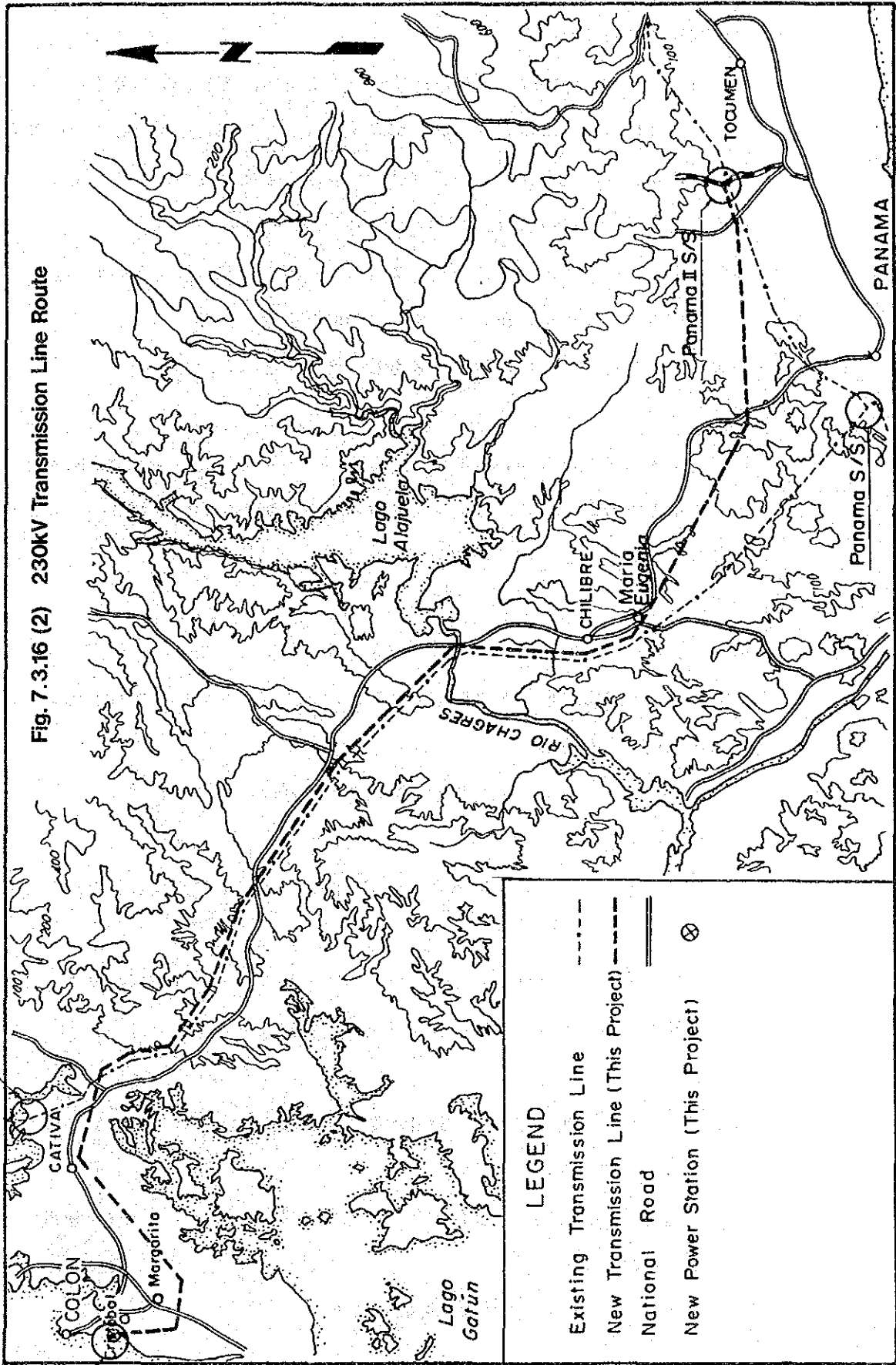
この区間ではRio Chagresの横断がある。Rio Chagresの横断地点は限定されており、かつ、既設送電線、架橋などが、狭い地域に集中しているので、十分なルート調査が必要である。

Chilibre以降はC20号線沿いにルートを取り、Las Cumbresまで進み、その後、既設Panama S/S～Bayano P/S 230kV送電線に沿って東進し、PanamaⅡ S/Sに至る。巨長約72kmである。

Fig. 7.3.16(2) にルート図を示す。

Bahia Las Minas P/S

Fig. 7.3.16 (2) 230KV Transmission Line Route



LEGEND

- Existing Transmission Line ———
- New Transmission Line (This Project) - - - - -
- National Road = = = = =
- New Power Station (This Project) ⊗

Telfers Island Site

b) 送電電圧及び回線数

Telfers island～Panama II 変電所間約72kmの送電距離を150MW の電力を安定送電するためには115kV あるいは230kV が考えられるが115kV の場合はPanama II 変電所の負荷が150MW 以下であるので230kV に昇圧する変圧器が必要となるなど、Table 7.3.16.(1)の経済比較に示すように、230kV が有利となる。

また安定度、送電ロス、IRHEの系統増強計画との整合性などの面からも、230kV を採用したほうが有利であるので、230kV を選定した。

回線数はIRHEにおける標準を考慮して2回線とした。

c) 電 線

電線サイズは発生電力150MW に見合う電流容量、安定度、コロナ発生臨界電圧により決定されるが、ここではコロナ発生臨界電圧が決定要因となり、IRHEにおける標準も考慮してACAR750MCMとした。

d) 耐雷設計

耐雷設計に必要な雷観測データおよび送電線の雷事故実績データの入手はできなかったがIRHEの既設230kV 送電線にあわせて、7×No8 AWG 2条を架設し、雷害の低減に期待した。

なお、碍子装置にはアーキングホーンは取り付けないものとした。

e) 碍子種類と碍子個数

230kV 送電線の絶縁設計は系統最高電圧242kV、ルート標高は1000m以下で直接接地系として検討した。

ルートは塩害のおそれはほとんど無いと判断されるので、碍子個数はIRHEの既設設備と協調をとり、250mm標準懸垂碍子14個連とした。

f) 支持物

IRHEにおける送電線鉄塔の設計標準によれば設計風速は60mi/Sなので予備設計ではこの値を使用した。

230kV 送電線の支持物は機械的信頼度の高い鉄塔とし、アンガル材を使用することとして検討を進めた。

Fig. 7.3.16.(3)に標準懸垂型鉄塔姿図を示す。

Table 7.3.16 (1) Economic Comparison of Transmission Voltage

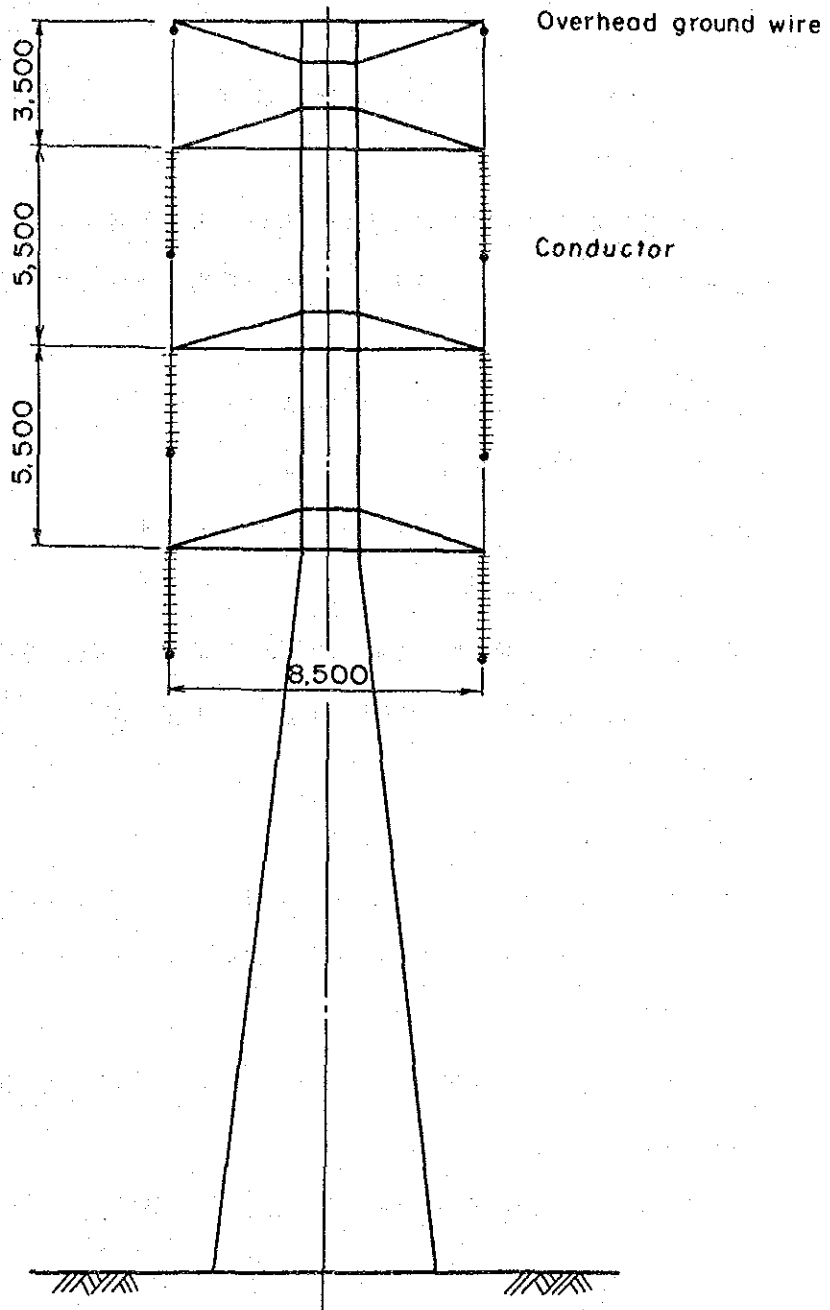
	Unit	230 kV	115 kV
1. Bases for calculation			
Plant capacity	MW	150	150
Annual plant load factor	%	68.5	68.5
Annual energy production	GWh	900	900
Annual energy sent out (at Power Station)	GWh	836.1	836.1
Station service loss	%	7.1	7.1
Annual plant efficiency	%	35	35
Service life of facilities	years	35	35
Generation cost	c/kWh	4.77	4.77
Transmission loss factor	%	0.66	3.16
2. Construction cost			
FC portion	10 ⁶ \$	17.88	12.52
DC portion	10 ⁶ \$	9.92	7.29
3. Annual expenditure			
(1) Depreciation	10 ³ \$	794	566
(2) Interest	10 ³ \$		
FC portion		896	627
DC portion		139	102
(3) Operation & maintenance cost (include administration cost)	10 ³ \$	639	456
(4) Transmission loss	10 ³ \$	264	1,260
(5) Total	10 ³ \$	2,732	3,011

Table 7.3.16 (2) Construction Cost

(in million US\$)

Item	230 kV			115 kV		
	FC	LC	Total	FC	LC	Total
<u>Direct Cost</u>	12.31	6.77	19.08	8.61	4.97	13.58
a) Transmission line	5.64	5.25	10.89	4.63	4.20	8.83
b) Sub-station and Others (Telfer island, Panama II)	6.67	1.52	8.19	3.98	0.77	4.75
<u>Indirect Cost</u>	1.12	0.64	1.76	0.78	0.46	1.24
a) Contingency	0.62	0.34	0.96	0.43	0.25	0.68
b) Administrative expenses	-	0.30	0.30	-	0.21	0.21
c) Engineering fee	0.50	-	0.50	0.35	-	0.35
<u>Escalation</u>	1.16	1.30	2.46	0.81	0.97	1.78
<u>Interest during construction</u>	3.29	1.21	4.50	2.32	0.89	3.21
<u>Total</u>	17.88	9.92	27.80	12.52	7.29	19.81

Fig. 7.3.16 (3) Standard Tower



(3) 変電・通信設備の検討内容

本プロジェクト完成以前にPanama II 変電所は完成し、Panama変電所～Bayano発電所間の230kV 2回線はPanama II 変電所により分割されているものとする。

本F/S ではTelfers island向け2回線分の引出設備の検討のみを行い、既設分については参考にとどめている。

Fig. 7.3.16. (4)にPanama II S/SのSingle line diagramを示す。

a) 開閉設備、母線方式

Panama II 変電所の母線方式は他の230kV 変電所と同様に1½方式と仮定し、開閉設備の必要機器の数量を算出した。その設備概要は7.2に示す。

b) シャ断容量

計算機による短絡容量の計算結果を踏まえたものとし、ANSI C37.06 230kV 用シャ断器の、定格シャ断電流より31.5kAとした。

Fig. 8.3.2. (5)に各ノードにおける短絡容量を示す。

c) 230kV 送電線保護装置

本プロジェクトの230kV 送電線はPanama首都圏への電力供給上重要な送電線であるので、電力搬送方向比較方式とし、かつ单相再閉路付としてシステムの信頼度の向上を計った。

d) 給電用及び保安用電話回線

本計画における発変電所への給電指令は、Panama変電所に隣接する中央給電指令所より発せられるものとし、これら各所間にトーンリンガー方式の給電電話回線を構成する。

C D T装置を各所に設置するものとし、その容量はTM 5量程度とする。

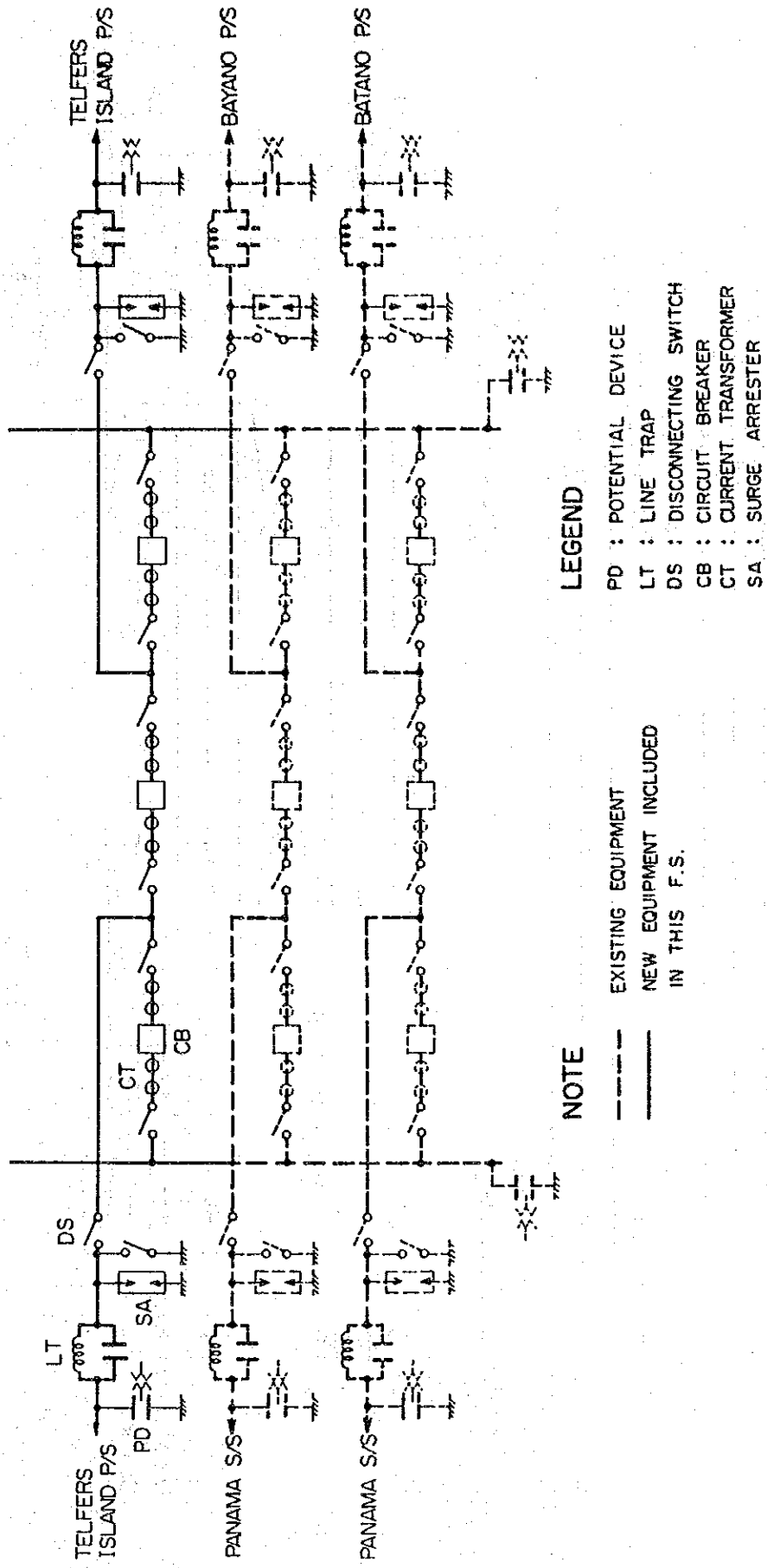
e) 搬送保護リレー回線

Telfers island発電所～Panama II 変電所間の230kV 送電線保護のため、電力線搬送による、搬送保護リレー装置を設置する。

方向比較方式とし、電搬の信号Ch使用によるFrequency Shift 方式とする。

Fig. 7.3.16 (5)にTelecommunication System diagramを示す。

Fig. 7.3 16 (4) Panama II S/S Single Line Diagram



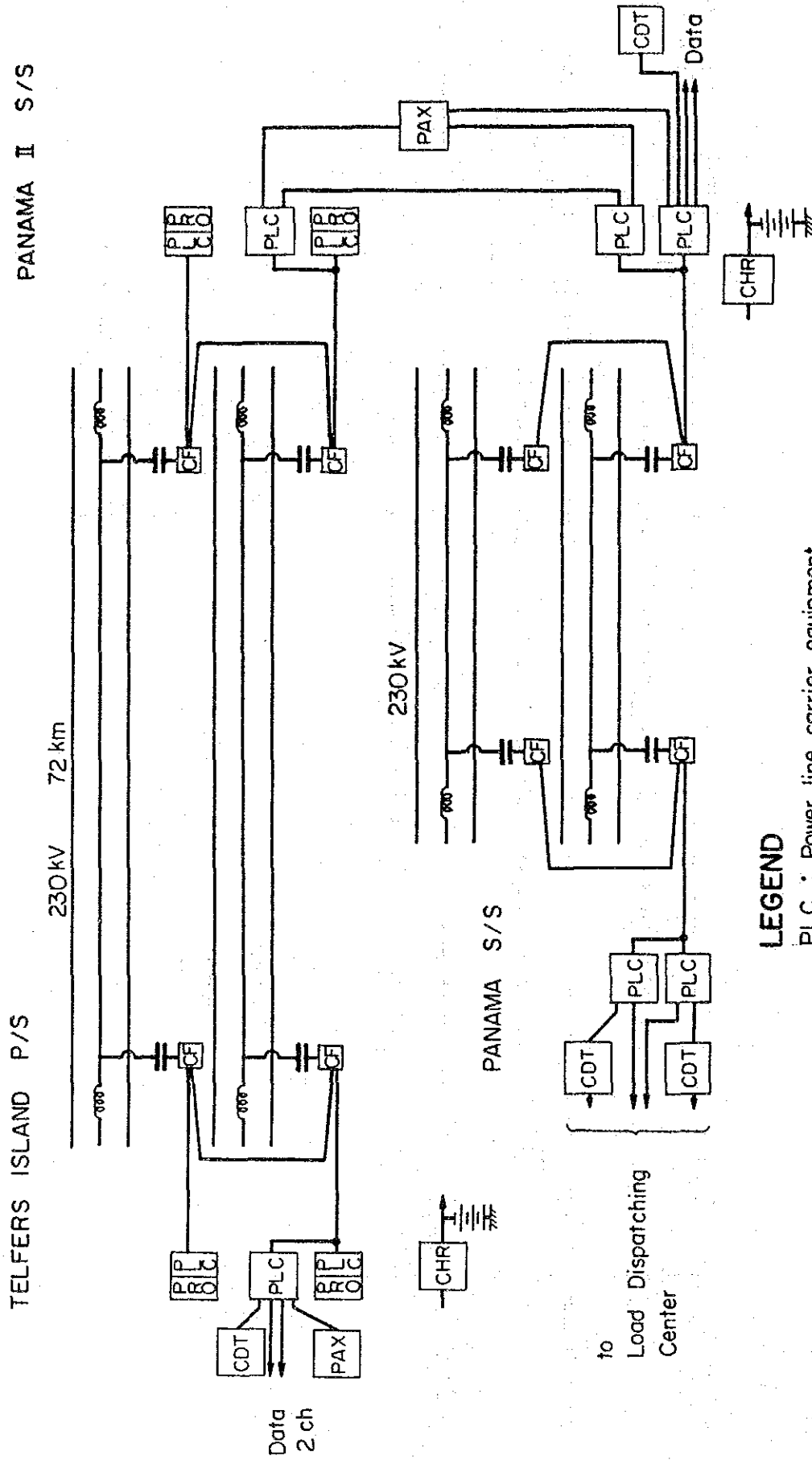
NOTE

----- EXISTING EQUIPMENT
 ----- NEW EQUIPMENT INCLUDED IN THIS F.S.

LEGEND

PD : POTENTIAL DEVICE
 LT : LINE TRAP
 DS : DISCONNECTING SWITCH
 CB : CIRCUIT BREAKER
 CT : CURRENT TRANSFORMER
 SA : SURGE ARRESTER

Fig. 7.3.16 (5) Telecommunication System Diagram



LEGEND

- PLC : Power line carrier equipment
- PRO : Protection relay
- PAX : Private automatic exchange
- CDT : Cyclic digital transmission equipment
- CHR : Charging rectifier
- CF : Coupling filter

第 8 章 電力系統解析

第8章 電力系統解析

8.1 電力系統の概要

Panamaの電力系統の特徴は、Bayano水力発電所を除き、その他全ての水力発電所（合計 401.0MW）がPanama国西部のChiriqui地方にあり、一方、国内の発生電力の大部分は電源地帯から 300km以上も離れたPanama国東部のPanama市及びその周辺で消費されるということにある。

Panama国の基幹系統は 230kV、2回線の送電線で構成されており、Panama国東部のBayano発電所(150MW)からPanama変電所、Llano Sanchez 変電所、Mata de Nance 変電所、Fortuna 発電所(300MW)、Progreso変電所を経て西部でCostaricaのRio claro 発電所まで連系されている。

この基幹送電線によりChiriqui電源地帯からの電力ならびにBayano発電所で発生する電力をPanama変電所まで送電し、その後Panama変電所をキイステーションとして115kVにて、Panama市周辺の各変電所に給電される。

8.2 送変電計画

Panama石炭火力プロジェクトは230kV、2回線、ACAR750MCMの送電線をTelfers island地点からPanama II 変電所までの区間72km新設する。

8.3 系統解析

新規電源の開発に伴い、電力系統の諸特性を検証するために系統解析を行う。ここでは次のテーマを解析の対象とする。

(1) 汐流計算

検討対象年度（1993年）の需要想定と発電所の経済的出力配分とにより汐流計算を行い、この結果送電線や変圧器に過負荷設備がないかチェックする。過負荷設備がある場合は発電所出力の経済配分をなるべく崩さないような出力調整や系統切換により過負荷軽減操作を行うが、なお過負荷設備が残る場合は、設備の増設を考慮する。

(2) 電圧計算（(1)項の汐流計算と併せ行う）

LRTのタップおよび発電機の無効電力を調整して電圧・無効電力汐流の計算を行い、母線電圧が運転許容範囲内にあるかチェックする。

この結果、電圧許容条件が満足されない場合、適切な電気所を見出し、Static CondenserまたはShunt Reactorの新增設を行う。また、無効電力のバランスを計算し、調相設備の適正配置を行う。

(3) 安定度計算

指定された汐流条件で汐流・電圧計算を行った後安定度計算を行う。

安定度計算により同期機の最大相差角、汐流・電圧・周波数動揺を計算することにより系統の安定度をチェックする。

この結果安定度が不安定となれば種々の安定度向上対策を行い安定な送電方法を見出す。

(4) 短絡容量計算

全系統の母線について3相短絡容量および短絡電流の分流計算を行い、この結果、既設の直列機器の容量不足がないかチェックする。

しゃ断器のしゃ断容量、断路器の短時間電流などの容量が不足する機器がある場合には、母線運用や系統切換、機器の取替等を指摘する。

8.3.1 系統計算の条件

実効値データを使い、各機器をそのままモデル化、プログラム化し、系統の動特性を時間領域で解くY法を用い、デジタル計算機で計算した。

(1) 電圧・汐流計算

電力系統の運転条件をIRHEの運用条件を考慮して下記のとおり設定して電圧・汐流計算を行った。

系統の維持電圧	: 100±5%以内
発電機の運転電圧	: 100±5%以内
発電機の運転力率	: 0.85以上
負荷力率	: 0.90

上記の電圧を維持するために、適切な電気所を見出し、電圧補償用のStatic CondenserまたはShunt Reactorを新增設する。

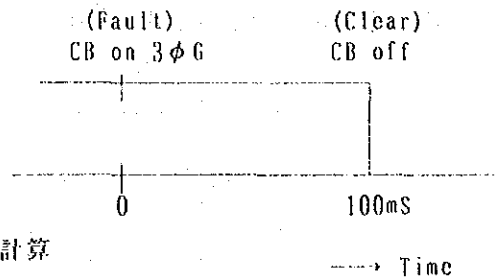
(2) 安定度計算

Telfers island発電所を対象とした系統の安定度計算を行う。

系統外乱として、Telfers island発電所～Panama II変電所間の230kV送電線に3相地

絡事故が発生したとして、その後の動揺を検証する。

この場合、故障抵抗を零とした。また事故送電線の高速再閉路は行わない。送電線に適用する事故シーケンスは次図の通りである。事故除去時間は保護リレーが正常に動作するものとして100msで計算した。



(3) 短絡容量計算

短絡容量計算は直列機器に対してもっとも厳しい条件である系統の全発電機が並列運転されている状態で行う。

計算に用いた発電機と変圧器の定数は次のとおりである。

1) 発電機定数

発電機	発電機の総定格容量 (MVA)	(Self Base) 過度リアクタンス Xd' (%)
Estrella	5.4	2.0
Los Valles	5.4	2.0
Fortuna	3.33	2.997
Bayano	1.68	2.9
Las Minas	9.4	1.9
Combined	8.0	2.3
Telfers	1.77	2.3

3) 変圧器のインピーダンス

変圧器	インピーダンス電圧 (%)	(1.00 MVA Base)
Estrella	16.39	
Los Valles	16.39	
Fortuna	3.66	
Bayano	6.405	
Las Minas	9.4	
Combined	9.4	
Telfers	12.0	

(4) 変電所の需要およびインピーダンスマップ

汐流計算に用いたピーク需要およびオフピーク需要をTable 8.3.1.(1)にまたインピーダンスマップをFig. 8.3.1.(1)に示す。

Table 8.3.1 (1) Demand of Substations

(MW)

Sub-Stations	1993 Max	1993 Min
Santa Maria	54.59	24.57
Loceria	72.96	32.83
San Francisco	85.09	38.29
Cerro Viento	54.64	24.59
Maranon	80.9	36.41
Chilibre	10.5	4.73
Calzada Larga	7.95	3.58
Monte Oscuro	32.98	14.84
Las Tablitas	7.53	3.39
IDAAN	15.2	6.84
Colon+Las Minas	42.11	18.95
Chorrera	42.75	19.24
Llano Sanchez 34	3.4	1.53
Llano Sanchez 115	56.86	25.3
Mata de Nance 34	35.86	16.14
Progreso 34	9.41	4.23
Caldera	14.9	6.71
Charco Azul	15.0	6.75
Total	642.0	288.92

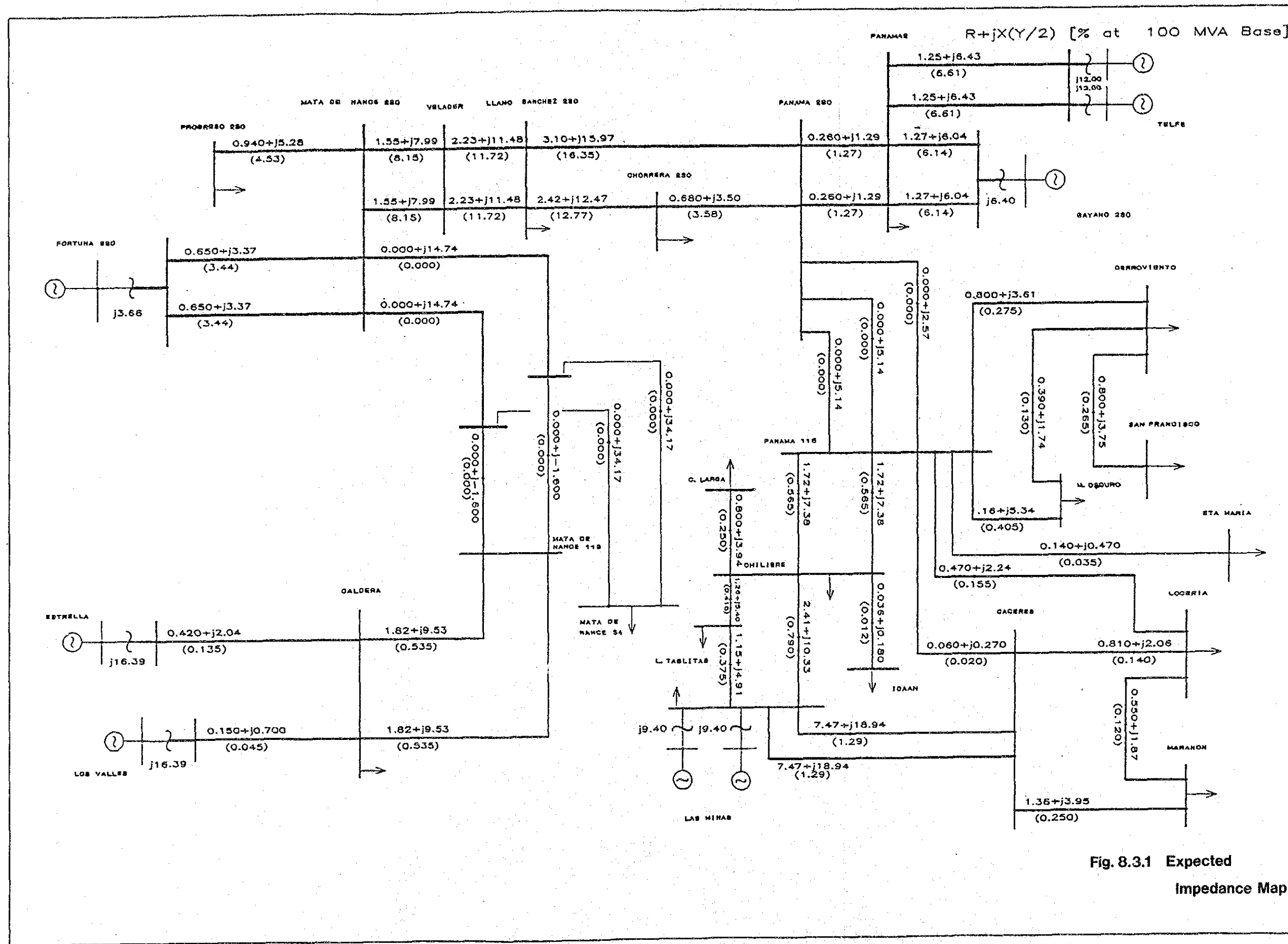


Fig. 8.3.1 Expected Impedance Map

8.3.2 解析結果

(1) 電圧・汐流計算

本Projectによる石炭火力発電所(75MW×2 Units)が運転開始をする1993年における電圧・汐流計算を行った。

Fig. 8.3.2.(1)とFig. 8.3.2.(2)に1993年の最大および最小負荷時の電圧・汐流を示す。

計算結果によると過負荷となる送電線や変圧器はなく、1993年時点ともに、現在計画されている以外の送電線、変圧器の増設の必要がないことがわかった。

また、母線電圧を許容電圧範囲内に維持するためには、LRTのタップおよび発電機の無効電力を充分調整した上でも、Table 8.3.2.(1)に示す電圧補償用のStatic Condenser およびShunt Reactor が必要であることがわかった。

従ってStatic Condenserを1992年までに146.4 Mvarまで増設する必要がある。

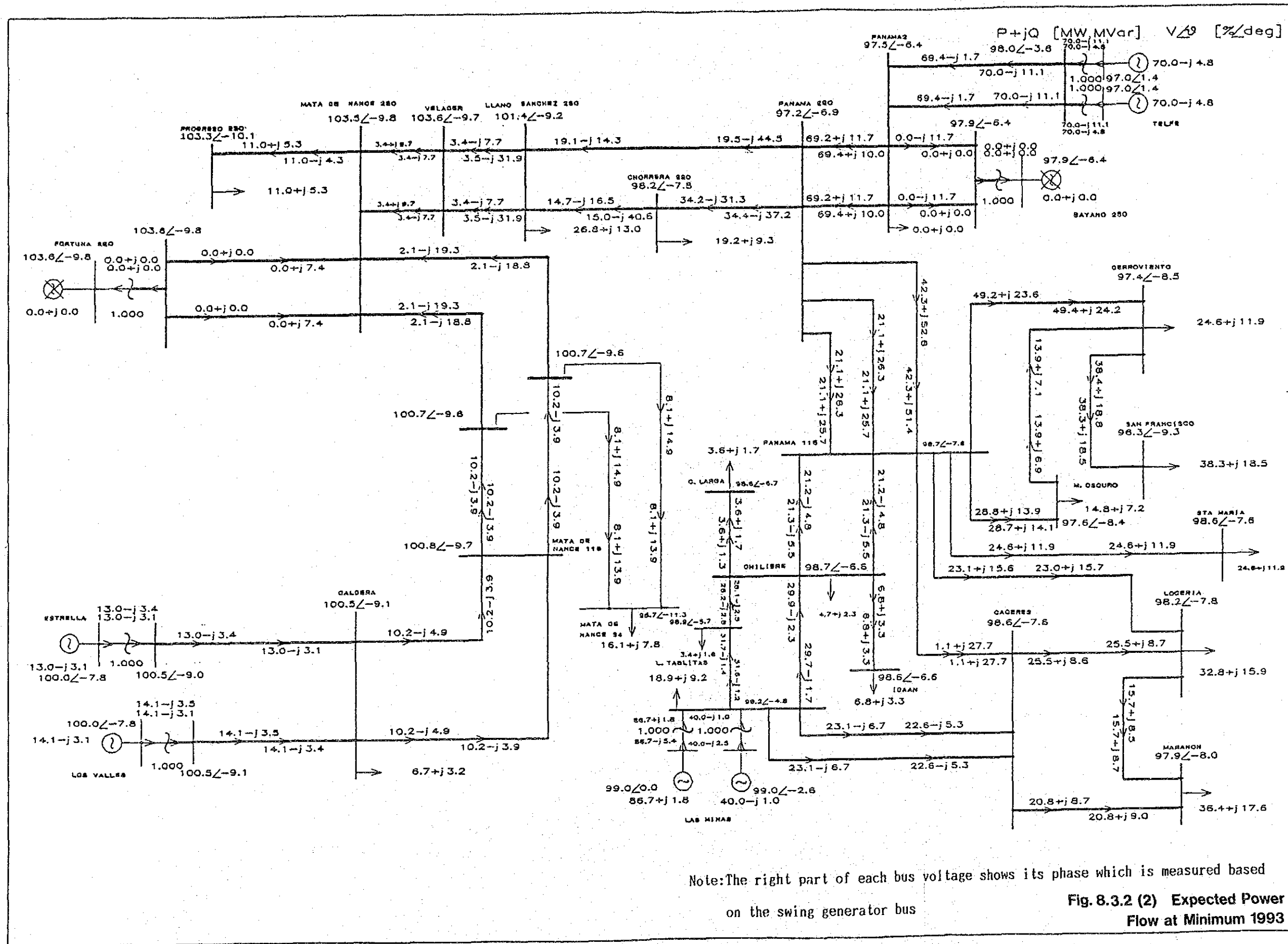


Table 8.3.2 (1)

		1 9 9 3 Max	1 9 9 3 Min
Power demand (MW)		6 4 2. 0	2 8 8. 9 2
Active powerloss (MW)		2 7. 4	4. 8
(Loss ratio) (%)		4. 3	1. 7
Required Static Condensers or Shunt Reactor (MVA)	Panama	6 0	—
	Loceria	9. 6	—
	Chilibre	3. 0	—
	St. Maria	9. 6	—
	C. Viento	1 8. 0	—
	Las Minas	9. 0	—
	Maranon	9. 0	—
	Monte Osco	9. 0	—
	Llano Sanchez	—	(2 0)
Mata de Nance	—	(2 0)	
T o t a l		1 4 6. 4	(4 0)

* () : Shunt Reactor

(2) 安定度

1993年度のPeak時の過渡安定度計算結果をFig. 8.3.2.(3)に示す。

過渡安定度計算ではTelfers island発電所～Panama II変電所間の230kV送電線のTelfers island発電所の至近端で1回線の3相地絡を発生させ100ms後に事故除去した場合の各発電機の位相角動揺を計算している。

スウィングカーブからいずれの場合でも、脱調する発電機はなく数秒以内に電力動揺が収束することがわかる。

したがって、本Projectが運開した後においても系統は十分安定であることが確認された。

なお、本計算では x_d' 一定、ダンピング特性、AVR効果及びガバナ効果を加味していないので実際の系統では、シミュレーション以上に早く電力動揺が収束すると考えられる。

(3) 短絡容量

短絡容量計算は1993年の系統構成を基に行った。Fig. 8.3.2(5)に各母線の短絡容量とその分流を示す。

この値は既設の直列機器の定格容量に対し十分小さな値であり、系統上問題ない。

またTelfers island発電所地点およびPanama II変電所地点での短絡容量はそれぞれ1176MVA, 1383MVAなので、本Projectで新增設される開閉機器に必要な短絡容量はこの値以上のものが必要である。

Fig. 8.3.2 (3) Transient Stability Calculation at the Maximum Load for the 1993

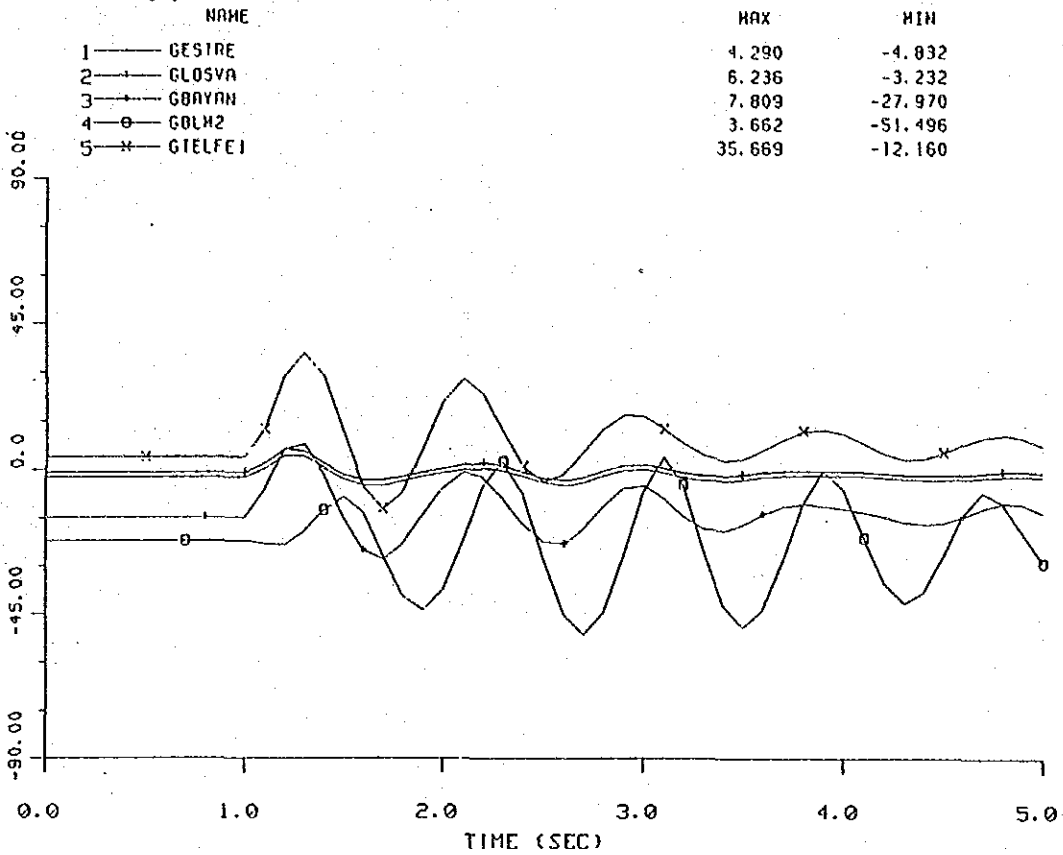
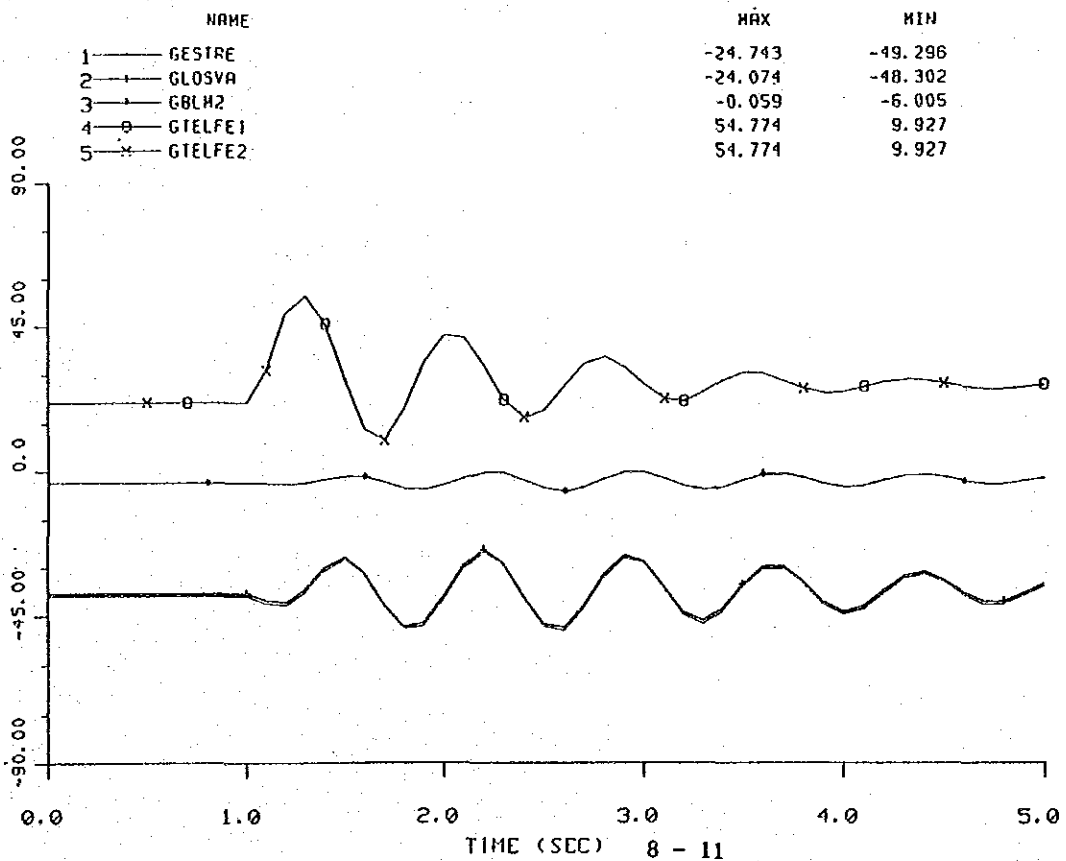


Fig. 8.3.2 (4) Transient Stability Calculation at the Minimum Load for the 1993



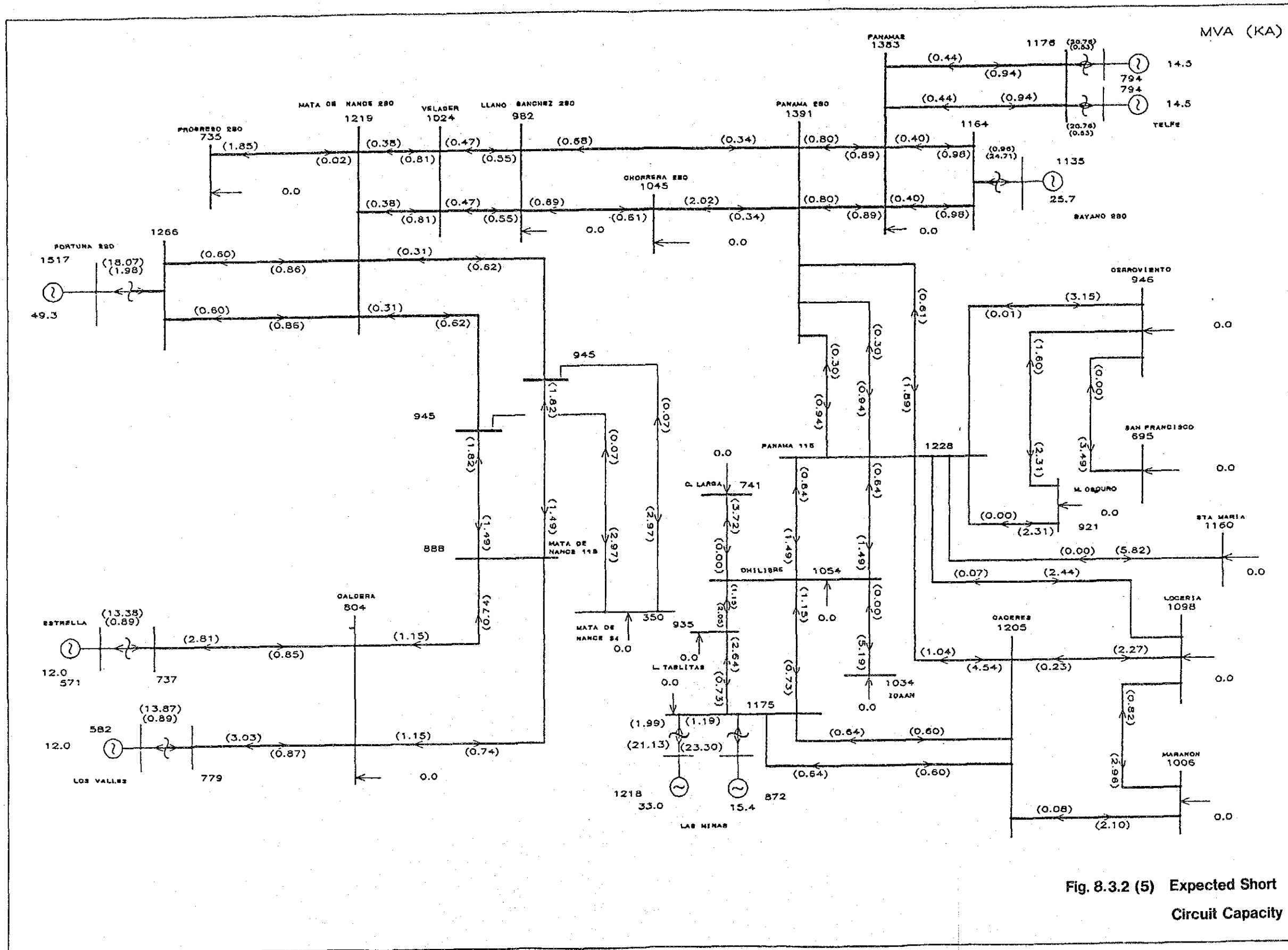


Fig. 8.3.2 (5) Expected Short Circuit Capacity

第9章 石炭火力発電所の工事工程

第9章 石炭火力発電所の工事工程

9.1 工事工程策定の範囲

Telfers island地点に75MW×2 Units の石炭火力発電所を計画、建設する場合のインプレメンテーションスケジュールをFig. 9.1.1に示す。

インプレメンテーションスケジュールには、本フィジビリティ報告書提出を起点として、IRHEが行う資金源へのアプローチ、DEPATを通じてPPCへの用地取得アプローチから融資協定、信用状開設、用地使用許可、コンサルタントの選定、コントラクター選定のための諸手続き、コントラクターによる工事施工、工事完了による受取試験、そして最終的に行われる最終支払迄を示した。

9.2 工事着手前の諸スケジュール

本スケジュールは、計画の実施がスムーズに行なえる様、IRHEがコンサルタントを使って技術面の役務を実施させ、フルターンキー方式により一括契約施行するものとした。

IRHEは、本フィジビリティ報告書を受領した後、速やかに融資申請に必要なプロジェクトの概要説明および投資計画を盛り込んだ“Project Planning Report”を作成する必要がある。

又、上記と併行してPanama Canal Zone の用地使用、用水使用の申請を行う必要がある。これらの手続き等、信用状開設迄に約12ヶ月間を要すると考えられる。

次にIRHEはコンサルタントを使って、フィジビリティ報告書の見直し、詳細設計、Tendering Contractorの選定を行う。

これらの手続きに、約23ヶ月間要する。

9.3 施工工程

このフィジビリティ報告書提出後、35ヶ月以内に行われるContract award以降、Contracterによる、土地造成、基礎工事、製造者による設計製作が行われる。

機器製作完了次第、関係機関から輸出許可を得て船積みを行い発電所地点への搬入を行う。

Colon への荷揚げは、Cristobal 港のPier16、又は、Coco solo 港から行われ、以降発

電所地点へは陸上輸送となる。

機械電気設備の据付開始は、ボイラドラム揚げから開始される。

ドラム揚げ以降、機器据付を得て火入れ、試運転調整を経て運転開始となる。

Contract awardからNo. 1 Unit運転開始迄31ヶ月間を要し、No. 2 Unitは、これより3ヶ月遅れで、運開される。

運開に、先立って行われるAcceptance test 完了によって、最終支払が行われ、全ての工事が完了する。

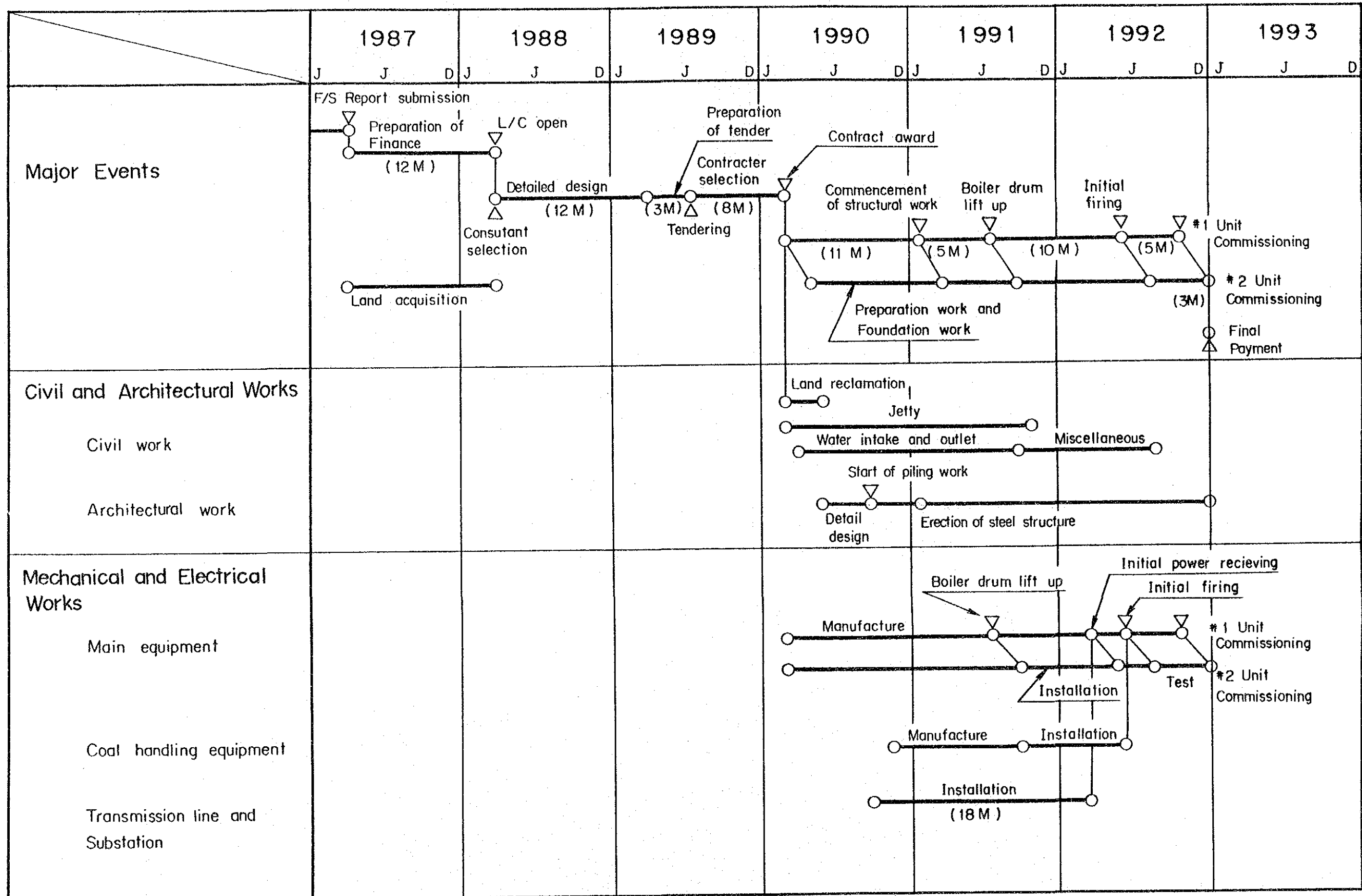
又、石炭は、火入れ前に敷炭を終了し、燃焼用の石炭の第1船により輸入され、貯炭される。

送電線は、発電所の受電迄に完了される。

上記スケジュールを、カレンダー上で示せば下記の通りである。

F/S Report 提出	1987年 3月
詳細設計開始	1988年 4月
見積提出	1989年 7月
土木工事開始	1990年 3月
本館工事開始	1990年 9月
ドラム揚	1991年 7月
受電	1992年 2月
火入れ	1992年 5月
No1 Unit運転開始	1992年10月
No2 Unit運転開始	1993年 1月
最終支払	1993年 1月

Fig. 9.1.1 Implementation Schedule of Coal-Fired Power Plant

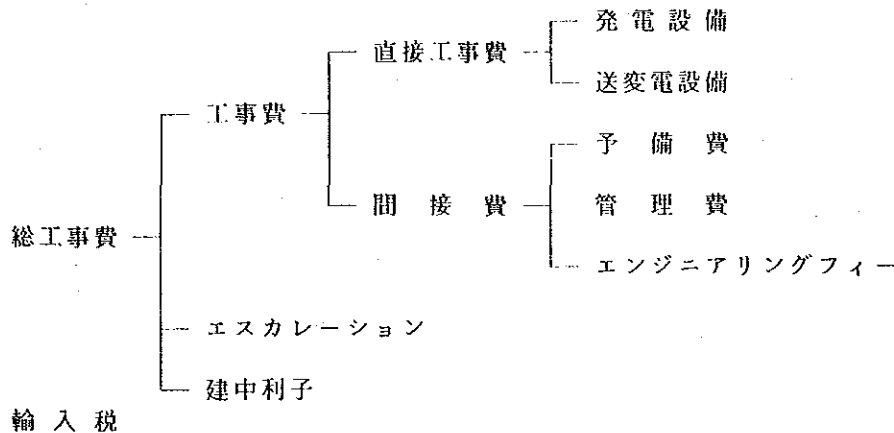


第10章 概算工事費

第10章 概算工事費

10.1 工事費算定の基本的考え方

- (1) 工事費は、JICA調査団が現地調査を行った1986年8月現在価格を基準に、プロジェクトの実施工程に合ったエスカレーションを見込んだ。
- (2) 工事費は、下記の区分により組立算出した。



- (3) 工事費は、Panama国内貨所要分と外貨所要分に分け、内貨所要分には、国内労務者の賃金、工事監督（IRHE職員）およびその関連費用、セメント骨材、等Panama国内で調達し得る工事用資材、輸入税を含め、それ以外は全て外貨所要分に計上した。

10.2 工事費の算定範囲および条件

- (1) 工事費算定の範囲は第7章記載の石炭火力発電設備を建設するために必要な費用を計上したが、その限界は下記の通り。
 - (a) 建設に必要な、事務所、工事用道路、予備品等は、含まれているが、職員住宅、運動場等の厚生設備は、含まれていない。
 - (b) 試運転に必要な燃料費は、試運転発生電力とキャンセルされるものとして、建設費に含まれていない。
 - (c) 工事中の用水代は含まれるが、工事中の電力は、IRHEより無償供給されるものとして、建設費に含まれていない。
 - (d) 事業主体であるIRHEが行う、金融機関融資手続きに必要な諸経費は含まれていない。
 - (e) 送変電設備の内、本石炭火力発電所の受電個所であるPANAMA II 変電所（IRHEが1992年新設予定）の230kV 開閉器設備費は、本来、他のプロジェクト、例えば水

力計画、送配電計画等と按分すべき性質のものであるため、同設備費を本石炭火力に直接関連する部分と、それ以外の部分に分け、前者を本石炭火力計画の建設費に、後者を参考として別枠で計上した。

(f) 発電所用水は、発電所計画地点より約2 km離れた、Mount Hope上水場より受水するものとして、同地点迄の、配管工事費を計上した。

(g) 本計画実施に必要な用地の内、Telfers island等、Panama運河ゾーン内の用地取得費については、第4章に記載の如く、使用許可だけで発電所建設が可能のため、Panama運河ゾーン以外の用地取得費のみ計上した。

(2) 予備費は、万やむ得ざる理由による設計変更に引当てるものとして、直接工事費の5%を計上した。

(3) 管理費は、IRHEが、本プロジェクトを推進するために必要な経費（事務所、外国への打合わせ、工場検査等の出張および要員教育費を含む）として、直接工事費の1.5%を計上した。

(4) エンジニアリングフィーは、IRHEがコンサルタントを雇用し、IRHEが行う設計、施行管理をアシストさせるものとし、このコンサルタント業務に必要な人件費、諸経費、技術料の他、旅費、通信費等の費用として直接工事費の2.5%を計上した。

(5) エスカレーションは1986年価格を基準に、実施工程を勘案して、内貨分については年3.5%、外貨分については年2.0%と仮定して積算した。

(6) 建中利子は、実施工程を勘案の上、各年の支出予定額に対し、運転開始迄の金利を内貨分年8%、外貨分10%と仮定して積算した。

(7) 輸入税はPanama国の法令に従い、IRHEが支払うものとし、輸入する機器価格(C I F)の35%を別枠で計上した。(L.C Portion)

(8) 建設工事費の支払条件は、下記の通りとして年度別所要資金を算出した。

(a) 輸入機器

・ 機器代—契約時20% 船積時60% 完成時20%

(b) 土木建築工事費

・ 契約時 20%
・ 出来高払 70%
・ 保留金 10%

(c) 管理費およびエンジニアリングフィー

・ 年度別の仕事量を推定し、人月比例

(d) 輸入税

・ 輸入品、陸上時 100%

10.3 工事費算定の結果

前記の範囲および条件をもとに工事費算定の結果は下記の通りである。

総工事費	U S \$	209.79×10^6
輸入税	"	35.09×10^6
合計	"	244.88×10^6

詳細を Table10.3(1) に、又資金展開を Table10.3(2) ~ Table10.3(4) に示す。

参 考

前述 (10.2.(1). (e)) の PANAMA II 変電所の内、本石炭火力に直接関連する以外の

230kV 開閉機器代は次の通り (1986年ベース)

開閉所機器代	U S \$	3.80×10^6
┌ 外貨分	"	3.11×10^6
輸入税	"	1.09×10^6
合計	"	4.89×10^6

Table 10.3 (1) Construction Cost

(Millions of Balboas)

Item	Foreign currency	Local currency	Total
Direct Cost	108.68	39.92	148.60
1. Power station	(100.83)	(34.27)	(135.10)
(1) Electrical and mechanical equipment	(81.77)	(14.43)	(96.20)
a) Boiler and its accessory	27.63	4.87	32.50
b) Turbine-generator and its accessory	39.70	7.00	46.70
c) Coal handling and ash handling equipment	9.01	1.59	10.60
d) Environment protection equipment	3.65	0.65	4.30
e) Miscellaneous equipment	1.78	0.32	2.10
(2) Civil works	(11.46)	(11.24)	(22.70)
a) Land reclamation	0.16	0.17	0.33
b) Jetty	3.96	2.03	5.99
c) Water intake and outlet	3.96	3.07	7.03
d) Foundation works	2.94	4.65	7.59
e) Miscellaneous works	0.44	1.32	1.76
(3) Architectural works	(7.60)	(8.60)	(16.20)
a) Powerhouse	5.40	4.22	9.62
b) Stack	0.75	1.62	2.37
c) Administration building and others	1.45	2.76	4.21
2. Transmission line and substation	(7.85)	(5.65)	(13.50)
a) Transmission line	5.64	5.25	10.89
b) Substation and others	2.21	0.40	2.61
Indirect Cost	9.21	4.19	13.40
1. Physical contingency	5.41	1.99	7.40
2. Administrative cost	0	2.20	2.20
3. Engineering fee	3.80	0	3.80
Escalation	12.02	7.97	19.99
Interest During Construction	21.00	6.80	27.80
Total	150.91	58.88	209.79
Import Tax	0	35.09	35.09
Grand Total	150.91	93.97	244.88

Table 10.3 (2)
Annual Disbursement of Construction Cost
(Import Tax is not included)
(Millions of Balboas)

	Total			1988			1989			1990			1991			1992		
	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total
(1) Power station																		
Total direct cost	100.83	34.27	135.10	0	0	0	0	0	0	24.70	10.83	35.53	56.05	16.01	72.06	20.08	7.43	27.51
Total indirect cost	8.37	3.81	12.18	0.69	0.40	1.09	0.69	0.40	1.09	2.10	0.99	3.09	3.25	1.25	4.50	1.64	0.77	2.41
Price escalation	11.25	6.91	18.16	0.09	0.02	0.11	0.04	0.04	0.08	2.21	1.74	3.95	6.17	3.24	9.41	2.74	1.87	4.61
Interest during construction	18.91	5.84	24.75	0.04	0.02	0.06	0.12	0.05	0.17	1.60	0.61	2.21	6.32	1.97	8.29	10.83	3.19	14.02
Total	139.36	50.83	190.19	0.82	0.44	1.26	0.85	0.49	1.34	30.61	14.17	44.78	71.79	22.47	94.26	35.29	13.26	48.55
(2) Transmission line and substation																		
Total direct cost	7.85	5.65	13.50	0	0	0	0	0	0	6.55	2.15	8.70	0.52	2.69	3.21	0.78	0.81	1.59
Total indirect cost	0.84	0.38	1.22	0.07	0.04	0.11	0.07	0.04	0.11	0.21	0.10	0.31	0.33	0.12	0.45	0.16	0.08	0.24
Price escalation	0.77	1.06	1.83	0	0	0	0	0	0	0.56	0.33	0.89	0.09	0.53	0.62	0.12	0.20	0.32
Interest during construction	2.09	0.96	3.05	0	0	0	0.01	0	0.01	0.39	0.10	0.49	0.80	0.34	1.14	0.89	0.52	1.41
Total	11.55	8.05	19.60	0.07	0.04	0.11	0.08	0.04	0.12	7.71	2.68	10.39	1.74	3.68	5.42	1.95	1.61	3.56
(3) Grand Total	150.91	58.88	209.79	0.89	0.48	1.37	0.93	0.53	1.46	38.32	16.85	55.17	73.53	26.15	99.68	37.24	14.87	52.11

Note: FC : Foreign currency portion
LC : Local currency portion

Table 10.3 (3)
Annual Disbursement of Construction Cost
(Import Tax is included)
(Millions of Balboas)

	Total			1988			1989			1990			1991			1992		
	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total
(1) Power station																		
Total direct cost	100.83	34.27	135.10	0	0	0	0	0	0	24.70	10.83	35.53	56.05	16.01	72.06	20.08	7.43	27.51
Total indirect cost	8.37	3.81	12.18	0.69	0.40	1.09	0.69	0.40	1.09	2.10	0.99	3.09	3.25	1.25	4.50	1.64	0.77	2.41
Price escalation	11.25	6.91	18.16	0.09	0.02	0.11	0.04	0.04	0.08	2.21	1.74	3.95	6.17	3.24	9.41	2.74	1.87	4.61
Interest during construction	18.91	5.84	24.75	0.04	0.02	0.06	0.12	0.05	0.17	1.60	0.61	2.21	6.32	1.97	8.29	10.83	3.19	14.02
Import tax	0	31.57	31.57	0	0	0	0	0	0	0	6.08	6.08	0	17.55	17.55	0	7.94	7.94
Total	139.36	82.40	221.76	0.82	0.44	1.26	0.85	0.49	1.34	30.61	20.25	50.86	71.79	40.02	111.81	35.29	21.20	56.49
(2) Transmission line and substation																		
Total direct cost	7.85	5.65	13.50	0	0	0	0	0	0	6.55	2.15	8.70	0.52	2.69	3.21	0.78	0.81	1.59
Total indirect cost	0.84	0.38	1.22	0.07	0.04	0.11	0.07	0.04	0.11	0.21	0.10	0.31	0.33	0.12	0.45	0.16	0.08	0.24
Price escalation	0.77	1.06	1.83	0	0	0	0	0	0	0.56	0.33	0.89	0.09	0.53	0.62	0.12	0.20	0.32
Interest during construction	2.09	0.96	3.05	0	0	0	0.01	0	0.01	0.39	0.10	0.49	0.80	0.34	1.14	0.89	0.52	1.41
Import tax	0	3.52	3.52	0	0	0	0	0	0	0	2.59	2.59	0	0.40	0.40	0	0.53	0.53
Total	11.55	11.57	23.12	0.07	0.04	0.11	0.08	0.04	0.12	7.71	5.27	12.98	1.74	4.08	5.82	1.95	2.14	4.09
(3) Grand Total	150.91	93.97	244.88	0.89	0.48	1.37	0.93	0.53	1.46	38.32	25.52	63.84	73.53	44.10	117.63	37.24	23.34	60.58

Table 10.3 (4)
Detail of Direct Cost and Indirect Cost
(Millions of Balboas)

	Total			1988			1989			1990			1991			1992		
	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total
<u>Direct Cost</u>																		
A. Power station	100.83	34.27	135.10	0	0	0	0	0	0	24.70	10.83	35.53	56.05	16.01	72.06	20.08	7.43	27.51
1. Electrical and mechanical equipment	81.77	14.43	96.20	0	0	0	0	0	0	16.35	2.89	19.24	49.07	8.65	57.72	16.35	2.89	19.24
2. Civil works	11.46	11.24	22.70	0	0	0	0	0	0	6.25	5.51	11.76	3.91	4.06	7.97	1.30	1.67	2.97
3. Architectural works	7.60	8.60	16.20	0	0	0	0	0	0	2.10	2.43	4.53	3.07	3.30	6.37	2.43	2.87	5.30
B. Transmission line facilities	7.85	5.65	13.50	0	0	0	0	0	0	6.55	2.15	8.70	0.52	2.69	3.21	0.78	0.81	1.59
1. Transmission line	5.64	5.25	10.89	0	0	0	0	0	0	5.08	2.07	7.15	0	2.45	2.45	0.56	0.73	1.29
2. Substation	2.21	0.40	2.61	0	0	0	0	0	0	1.47	0.08	1.55	0.52	0.24	0.76	0.22	0.08	0.30
Sub-total of Direct Cost	108.68	39.92	148.60	0	0	0	0	0	0	31.25	12.98	44.23	56.57	18.70	75.27	20.86	8.24	29.10
<u>Indirect Cost</u>																		
1. Contingencies	5.41	1.99	7.40	0	0	0	0	0	0	1.55	0.65	2.20	2.82	0.93	3.75	1.04	0.41	1.45
2. Administrative cost	0	2.20	2.20	0	0.44	0.44	0	0.44	0.44	0	0.44	0.44	0	0.44	0.44	0	0.44	0.44
3. Engineering fee	3.80	0	3.80	0.76	0	0.76	0.76	0	0.76	0.76	0	0.76	0.76	0	0.76	0.76	0	0.76
Sub-total of Indirect Cost	9.21	4.19	13.40	0.76	0.44	1.20	0.76	0.44	1.20	2.31	1.09	3.40	3.58	1.37	4.95	1.80	0.85	2.65
Total	117.89	44.11	162.00	0.76	0.44	1.20	0.76	0.44	1.20	33.56	14.07	47.63	60.15	20.07	80.22	22.66	9.09	31.75

10.4 プロジェクト完成時の発電単価

前記建設費を基に本石炭火力発電所完成時の発電単価を試算した結果は、下記の通りである。

	Panama II S S 受電端	Power station 送電端
発電単価 not included Import Tax	5.01 c/kWh	4.77 c/kWh
発電単価 included Import Tax	5.18 c/kWh	4.92 c/kWh

詳細を Table10.4(1) および Table10.4(2) に示す。

尚、発電単価試算に当たって下記の条件を仮定した。

- (1) 発電所年間利用率 68.5%
- (2) 発電所年平均所内率 7.1%
- (3) 送電線年平均損失率 0.66%
- (4) 発電所年平均効率 35%
- (5) 設備耐用年数

発電設備	25年
送変電設備	35年
- (6) 燃料価格
(6,600 kcal/kgベース) 42 \$ / ton
- (7) 融資条件

外貨分	金利10%/年、	25年返済
内貨分	金利8%/年、	10年返済
- (8) 運転保守、年経費 (含管理費)

発電設備	総工事費 (金利を除く) の 4.5 %
送変電設備	" の 2.3 %

Table 10.4 (1) Power Generation Cost
(Import Tax is not included)

	Unit	Panama II S.S. (Receiving point)	Power Station (Sending end)	Transmission line and Substation
1. Basis for Calculation				
Plant capacity	MW	150	150	
Annual plant load factor	%	68.5	68.5	68.5
Annual energy production	GWh	900	900	836.1
Annual energy sent out	"	830.6	836.1	830.6
Station service and transmission loss factor	%	8.07	7.1	0.66
Annual plant efficiency	%	35.0	35.0	-
Service life of facilities	Years	-	25	35
Fuel cost (6,600 kcal/kg Base)	\$/t	42	42	
2. Construction Cost				
	M\$	209.79	190.19	19.60
(FC portion)	"	(150.91)	(139.36)	(11.55)
(LC portion)	"	(58.88)	(50.83)	(8.05)
3. Annual Expenditure				
(1) Depreciation	10 ³ \$	8,168	7,608	560
(2) Interest	"		10,776	692
(FC portion)	"	11,468	(9,779)	(579)
(LC portion)	"		(997)	(113)
(3) Operation and maintenance cost (including administration cost)	"	7,826	7,445	381
(4) Total	"	27,462	25,829	1,633
4. Unit Generation Cost				
(1) Fixed cost	C/kWh	3.31	3.09	-
(2) Fuel cost	"	1.70	1.68	-
(3) Total cost	"	5.01	4.77	-

**Table 10.4 (2) Power Generation Cost
(Import Tax is included)**

	Unit	Panama II S.S. (Receiving point)	Power Station (Sending end)	Transmission line and Substation
1. Basis for Calculation				
Plant capacity	MW	150	150	
Annual plant load factor	%	68.5	68.5	68.5
Annual energy production	GWh	900	900	836.1
Annual energy sent out	"	830.6	836.1	830.6
Station service and transmission loss factor	%	8.07	7.1	0.66
Annual plant efficiency	%	35.0	35.0	-
Service life of facilities	Years	-	25	35
Fuel cost (6,600 kcal/kg Base)	\$/t	42	42	
2. Construction Cost				
	M\$	244.88	221.76	23.12
(FC portion)	"	(150.91)	(139.36)	(11.55)
(LC portion)	"	(93.97)	(82.40)	(11.57)
3. Annual Expenditure				
(1) Depreciation	10 ³ \$	9,531	8,870	661
(2) Interest	"	11,530	10,789	741
(FC portion)	"		(9,779)	(579)
(LC portion)	"		(1,010)	(162)
(3) Operation and maintenance cost (including administration cost)	"	7,826	7,445	381
(4) Total	"	28,887	27,104	1,783
4. Unit Generation Cost				
(1) Fixed cost	C/kWh	3.48	3.24	-
(2) Fuel cost	"	1.70	1.68	-
(3) Total cost	"	5.18	4.92	-