

6.15 電気及び制御設備

6.15.1 電気設備

6.15.1.1 変圧器

(1) 検討条件

(a) 各ユニット毎、主変圧器、所内変圧器をもつ外、ユニット共通として起動変圧器（補助変圧器）1台が必要である。起動変圧器はR-1号ユニット建設時に設置するものとし、容量は40MVA程度が適当と考えられる。

(b) 主変圧器の定格容量は発電機と同じとし、若し、所内変圧器が不具合の場合も起動変圧器より所内電力を供給し、発電機の出力を送電可能とする。

所内変圧器の定格容量は、必要所内負荷容量、力率、所内率、利用率より決定する。

(c) 起動変圧器はR-1号及びR-2号ユニットに共通1台として開閉所母線より降圧し、所内回路に電源を供給する。ユニット通常運転中、起動変圧器は発電所の共通負荷に電源を供給し、所内変圧器故障時はそのバックアップ電源とする。

従って、最大定格容量は発電所共通負荷と、1ユニットの所内負荷を供給出来る容量とする。

(d) しかしながら、実際の負荷は最大定格容量に比べ非常に小さいので、二重定格とし油入自冷又は油入風冷を採用する。

定格容量は、2台のユニットの時間差起動が充分可能なものとする。

(e) 保護継電器

保護継電器誤不動作により変圧器事故が重大事故に発展しないようにするため、220kV以上の変圧器については比率差動継電器およびCTを二重化することを推奨する。

(2) 変圧器防災対策設計

火力発電所の油入変圧器（主変圧器、起動変圧器、所内変圧器、励磁変圧器など）に対する、防災対策について設計上の基本事項を次のとおりとする。

(a) 設計の基本方針

漏油はできるだけ小範囲に限定し、河川やダムなど発電所構外へは絶対に流出させないようにする。万一、火災が発生した場合は、被害をその変圧器だけにと

どめ、隣接変圧器や建物には類焼させないようにする。

(b) 漏油対策

- ① 変圧器の放圧装置は、動作時油を飛散させないように、変圧器基礎を避けて地表砂利面上30cm程度まで、排油管を設ける。
- ② 変圧器周囲には砂利を厚さ30cm程度敷いて漏油を吸収させる。
- ③ 特に主変圧器等油量の大きな変圧器については、周辺へ流出しないよう防油堤を設け、かつ地下に漏油収納用の地下タンクを設置して、防油堤内の油を地下タンクへ回収する。

- ④ 防油堤の高さは0.5m以上とするが、溢流箇所を限定できるように一部分、例えば前面を若干低くする。

防油堤は変圧器本体から可能な限り離して設置し、容積は変圧器油量の50%以上とする。

- ⑤ 地下タンクは複数変圧器に対して共用し、容量は最大油量変圧器の100%油量以上を標準とする。地下タンクには排水ポンプを設け、手動運転にて排水する。

- ⑥ 排水ポンプの排水は油分離槽へ接続する。

(c) 防火壁

変圧器を周辺に近接して配置する場合は、変圧器間にコンクリート製の防火壁を設ける。

防火壁の位置や高さは、隣接変圧器が互いに類焼しないようNEK設計基準により定める。

(d) 消火設備

- ① 220kV以上の変圧器には、水噴霧式消火装置および補助消火栓を設ける。

水噴霧式消火装置はクーラを含めた変圧器上面をカバーするものとし、噴霧量は $8 \sim 10 \text{ l} / \text{m}^2 / \text{分}$ 以上とする。

操作は遠方直接操作および現場手動操作が可能なものとする。

- ② 110kV以下の変圧器には、消火栓および可搬型粉末式消火装置を設置する。

(e) 防油堤内のマンホール

防油堤内にはマンホール等を設置してはならない。

やむを得ず設置する場合は、漏油がマンホール内に入らないよう対策を実施すること。

(3) 検討結果

(a) 主変圧器仕様

型式 : 屋外用、三相、送油風冷式
容量 : 275 MVA
一次電圧 : 14.7 kV
二次電圧 : 220 kV
結線法 : Δ - Δ

(b) 所内変圧器仕様

型式 : 屋外用、三相、油入風冷式
容量 : 35 MVA
一次電圧 : 14.7 kV
二次電圧 : 6.9 kV
結線法 : Δ - Δ

(b) 起動変圧器

型式 : 屋外用、三相、油入風冷又は自冷
容量 : 40 MVA
一次電圧 : 220 kV
二次電圧 : 6.9 kV
結線法 : Δ - Δ

(d) 励磁電源変圧器仕様

型式 : 屋外用、三相、油入自冷
容量 : 1.8 MVA
一次電圧 : 14.7 kV
二次電圧 : 770 kV
結線法 : Δ - Δ 混触防止板付

6.15.1.2 発電所内電源構成

(1) 所内回路

(a) 所内回路は信頼性の高いユニットシステムを採用した。

このシステムはユニット起動時に開閉所母線に接続された起動変圧器より電力を受電し、発電機が系統並列後、発電機回路に接続された所内変圧器より、所内電力を供給する回路である。

(b) ME-1 火力発電所の所内回路電圧は次の値とする。

高圧回路 : 6 kV

低圧回路 : 400V, 220V, 110Vおよび直流 (DC) 220V, 110V

所内回路の短絡容量は、起動変圧器、所内変圧器のインピーダンスを基に、電圧降下および電動機コントリビューションを考慮して詳細設計後に決める。

(c) 所内電源設備として、高圧メタルクラッドスイッチギヤ (メタクラ) は、火力発電所構内の建屋共通動力電源あるいは全発電設備を運転するために必要な補機動力電源を供給する所内群の、2系統より構成される高圧系統の開閉装置である。

(d) 高圧メタルクラッドスイッチギヤから更に動力変圧器を介し、低圧開閉装置へ電力を供給する。低圧開閉装置は、補機の容量区分 75kW~200kW程度を440Vパワーセンター、これ以下を440Vコントロールセンターとする。

(e) 補機電動機以外の例えば照明、制御あるいは作業用電源装置として、低圧 (200V級、100V級) の分電盤が設置される。分電盤はノーフェーズブレーカを収納している。

(f) 既設 3.4号ユニット運転のため所内電源 6 kVブスは遮断器を介して、起動トランス系統と接続するラインをつける。

(2) 電動機の選定

モータの基本仕様は下記基準を原則とし、詳細はNEKの社内設計基準も参考にして決定する。

① 交流一般用電動機

容量区分	電 圧	絶縁種別	設置場所	形 式	スペースヒータ
200kW 以上	6,600V	F 種 又は B 種	屋 外	全閉形	要
			屋 内	保護形	
200kW 未満 75kW 以上	400V		屋 外	全閉形	
			屋 内	保護形	
75kW 未満 1kW 以上	400V		屋 外	全閉形	不要
			屋 内	保護形	
1kW 未満	220V	E 種	—	全閉形	不要

② 交流電動弁用電動機

容量区分	電 圧	絶縁種別	設置場所	形 式	スペースヒータ
3.3kW 超過	400V	F 種 又は B 種	—	全閉形	要 〔ギアボックスに設けること〕
3.3kW 未満	220V	E 種			

③ 直流電動機

容量区分	電 圧	絶縁種別	設置場所	形 式	スペースヒータ
0.23kW以上 一般用	110V または 220V	F 種 又は B 種	—	全閉形	不要
0.23kW未満 制御用	110V または 220V				

④ 始動特性

- ・誘導電動機の始動電流は、650%以内を原則として容量を選定するのがよい。
ただし、3,000kW 以上の大容量機は、始動時の電圧降下を抑えるために、100～500%程度の値を必要とする場合があるので、ケース毎に、決定する。
- ・直流電動機は、始動器により始動電流を 150～200 %以内に抑えた設計とする。

⑤ 付属品

- 端子箱は、主回路用とスペースヒータ用とに分けて設置する。
- 接地端子は圧着締付型とし、そのサイズはNEK設計基準を参考とする。
- スペースヒータは、電動機内部温度をその停止時に露点以上に保つのに十分な容量とし、また点検、交換が容易な取付方法とする。

スペースヒータの端子電圧は 220V とする。

• 軸受温度

滑り軸受（ジャーナル（スリーブ）軸受、スラスト軸受等）を有する電動機（高圧および特に重要な低圧電動機）には、軸受温度計およびコンピュータ監視用素子を取付ける。

転がり軸受（ボール軸受、ころ軸受）を使用するものは、原則として温度監視は行わない。

(3) 非常用電源設備

(a) 検討条件

① 送電系統の外線事故及び発電ユニットの事故等により、ユニットがトリップし、所内系電源が全停した時に、当該プラントを安全に停止させるのに必要な補機電源の確保、非常用の照明電源、火災保安設備用電源、蓄電池用充電器、その他重要な負荷及び送電系統並びにユニット事故復旧後、直ちに再起動操作へ移行するに必要な補機の電源確保を目的とする。ディーゼル発電設備と蓄電池システム（チャージャ装置を含む）各1セットを設置する。なお、それぞれの容量については、今後設計される所内設備の定格容量及び投入時過渡容量から決められる。

② 尚、非常用ディーゼル発電設備は使用頻度、設備費、スペースなど考慮するとして1ユニット相当分の容量設備をユニット別でなく2U共用として使用する。

③ 非常用電源は、非常用コントロールセンターに接続されており、通常運転中は所内変圧器より供給され、全停時は非常用電源より自動的に供給する。

(Figure 6-15-1~3 参照)

(b) 検討結果

① 直流電源供給装置 (蓄電池)

型式 : ベント型クラッド据置

容量 : 2,500 AH/10hr

セル個数 : 60×2 スタック

電圧 : 220 V.DC

台数 : 1セット/2ユニット

② 蓄電池充電装置

型式 : 自動定電圧サイリスタ三相全波整流

電圧 : DC 220 V

電流 : 300 A

台数 : 1セット/2ユニット

③ 非常用ディーゼル発電設備

駆動原動機

型式 : ディーゼルエンジン、発電機直結

出力 : 7 P.S

回転数 : 1,000 rpm

燃料 : 重油 (Heavy Oil)

台数 : 1台/2ユニット

発電機

型式 : 屋外、三相自動同期

容量 : 600 kVA

電圧 : 480 V

回転数 : 1,000 rpm

力率 : 0.85

周波数 : 50 Hz

(4) 適用規則・規格・基準

IECPTB : ヨーロッパ電気品規格 (EC)

PTE : 発電所保守・送電系統規則 (ブルガリア、エネルギー省発行、1980年)

PUEU : 電気設備構造基準 (" " ")

PCTN : 消防設備建設技術規則No 2 (ブルガリア、内務省・建設省発行、1994年)

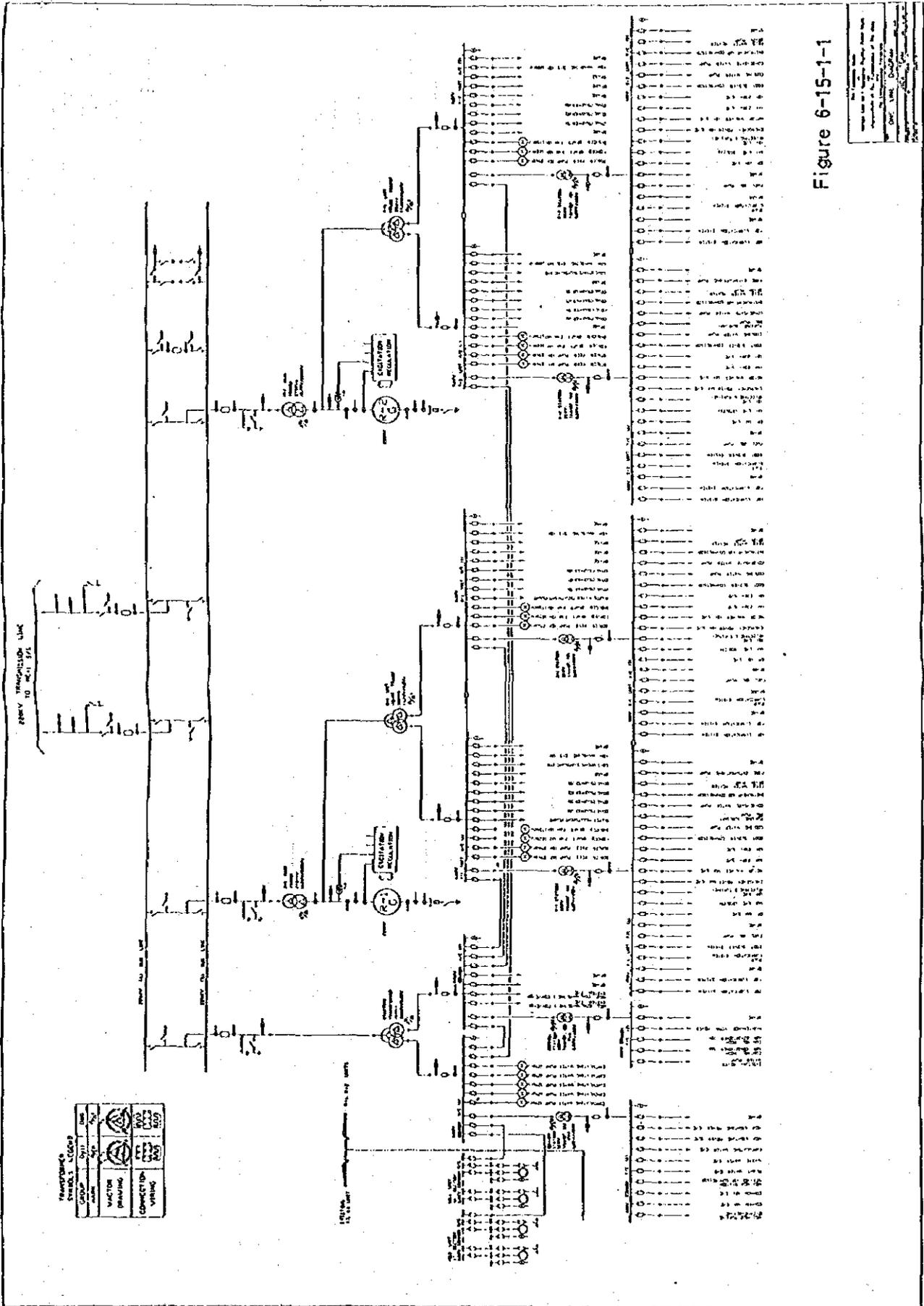
IP-44, 54 : " " "

その他下記を参考とする。

IEC 基準

DIN 規格

ISO 規格



TRANSFORMER SYMBOLS

GROUP	SYMBOL	NAME
1		2000 KVA
2		1000 KVA
3		500 KVA
4		250 KVA
5		125 KVA
6		62.5 KVA
7		31.25 KVA
8		15.625 KVA
9		7.8125 KVA
10		3.90625 KVA
11		1.953125 KVA
12		0.9765625 KVA
13		0.48828125 KVA
14		0.244140625 KVA
15		0.1220703125 KVA
16		0.06103515625 KVA
17		0.030517578125 KVA
18		0.0152587890625 KVA
19		0.00762939453125 KVA
20		0.003814697265625 KVA
21		0.0019073486328125 KVA
22		0.00095367431640625 KVA
23		0.000476837158203125 KVA
24		0.0002384185791015625 KVA
25		0.00011920928955078125 KVA
26		0.000059604644775390625 KVA
27		0.0000298023223876953125 KVA
28		0.00001490116119384765625 KVA
29		0.000007450580596923828125 KVA
30		0.0000037252902984619140625 KVA
31		0.00000186264514923095703125 KVA
32		0.000000931322574615478515625 KVA
33		0.0000004656612873077392578125 KVA
34		0.00000023283064365386962890625 KVA
35		0.000000116415321826934814453125 KVA
36		0.0000000582076609134674072265625 KVA
37		0.00000002910383045673370361328125 KVA
38		0.000000014551915228366851806640625 KVA
39		0.0000000072759576141834259033203125 KVA
40		0.00000000363797880709171295166015625 KVA
41		0.000000001818989403545856475830078125 KVA
42		0.0000000009094947017729282379150390625 KVA
43		0.00000000045474735088646411895751953125 KVA
44		0.000000000227373675443232059478759765625 KVA
45		0.0000000001136868377216160297393798828125 KVA
46		0.00000000005684341886080801486968994140625 KVA
47		0.000000000028421709430404007434844970703125 KVA
48		0.0000000000142108547152020037174224853515625 KVA
49		0.00000000000710542735760100185871124267578125 KVA
50		0.000000000003552713678800500929355621337890625 KVA
51		0.0000000000017763568394002504646778106689453125 KVA
52		0.00000000000088817841970012523233890533447265625 KVA
53		0.00000000000044408920985006261616945266723828125 KVA
54		0.000000000000222044604925031308084726333619140625 KVA
55		0.0000000000001110223024625156440423631668095703125 KVA
56		0.00000000000005551115123125782202118158340478515625 KVA
57		0.00000000000002775557561562891101059079172392890625 KVA
58		0.000000000000013877787807814455505295395861964453125 KVA
59		0.0000000000000069388939039072277526476979309822265625 KVA
60		0.00000000000000346944695195361387632384896549111328125 KVA
61		0.00000000000000173472347597680693816192448274555625 KVA
62		0.000000000000000867361737988403469080962241372778125 KVA
63		0.000000000000000433680868994201734540481120688890625 KVA
64		0.0000000000000002168404344971008672702405603444453125 KVA
65		0.00000000000000010842021724855043363512028017222265625 KVA
66		0.00000000000000005421010862427521681756014008611328125 KVA
67		0.00000000000000002710505431213760840878007004305625 KVA
68		0.0000000000000000135525271560688042043900350215278125 KVA
69		0.00000000000000000677626357803440210219501751076390625 KVA
70		0.000000000000000003388131789017201051097508755381928125 KVA
71		0.00000000000000000169406589450860052554875437769140625 KVA
72		0.000000000000000000847032947254300262774377188845703125 KVA
73		0.000000000000000000423516473627150131387188594422865625 KVA
74		0.0000000000000000002117582368135750656935942972114328125 KVA
75		0.00000000000000000010587911840678753284679714860571640625 KVA
76		0.000000000000000000052939559203393766423398574302858203125 KVA
77		0.00000000000000000002646977960169688321169928715142910625 KVA
78		0.00000000000000000001323488980084844160584964357571455625 KVA
79		0.00000000000000000000661744490042422080292482178785728125 KVA
80		0.000000000000000000003308722450212110401462410893928640625 KVA
81		0.0000000000000000000016543612251060552007312054469643203125 KVA
82		0.0000000000000000000008271806125530276003656027234821640625 KVA
83		0.00000000000000000000041359030627651380018280136174108203125 KVA
84		0.0000000000000000000002067951531382569000914006808705410625 KVA
85		0.00000000000000000000010339757656912845004570034043527053125 KVA
86		0.00000000000000000000005169878828456422502285017021763515625 KVA
87		0.000000000000000000000025849394142282112511425085108817578125 KVA
88		0.0000000000000000000000129246970711410562557125425544408203125 KVA
89		0.000000000000000000000006462348535570528127856271277222010625 KVA
90		0.000000000000000000000003231174267785264063928135861110053125 KVA
91		0.0000000000000000000000016155871338926320319640679305550265625 KVA
92		0.00000000000000000000000080779356694631601598203396527751328125 KVA
93		0.00000000000000000000000040389678347315800799101698263876640625 KVA
94		0.00000000000000000000000020194839173657900399550849131938203125 KVA
95		0.0000000000000000000000001009741958682895019977542456596910625 KVA
96		0.00000000000000000000000005048709793414475099887712282984553125 KVA
97		0.000000000000000000000000025243548967072375499438561414922765625 KVA
98		0.0000000000000000000000000126217744835361877497192807074611328125 KVA
99		0.00000000000000000000000000631088724176809387485964035373056640625 KVA
100		0.0000000000000000000000000031554436208840469374298201768652803125 KVA

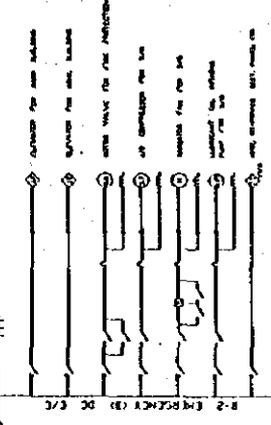
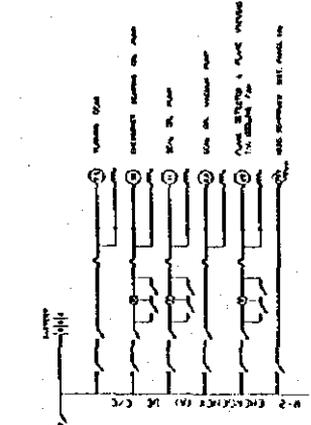
Figure 6-15-1-1

DATE	10/15/54
BY	W. J. ...
CHECKED BY	...
APPROVED BY	...
DESIGNED BY	...
SCALE	...

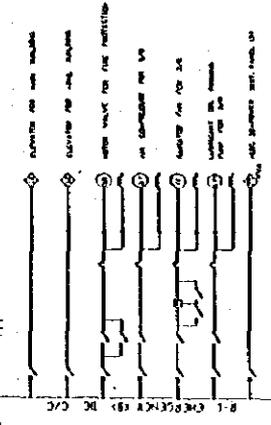
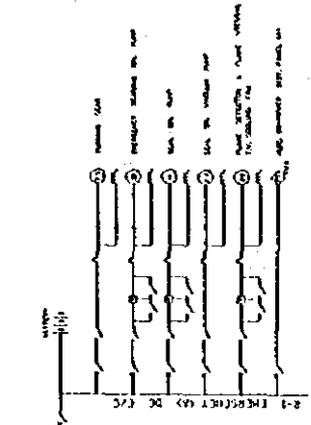
The Following Data
 should be used in the
 construction of the
 ONE LINE DIAGRAM (SCHEDULED)
 and the
 ONE LINE DIAGRAM (SCHEDULED)

Figure 6-15-1-2

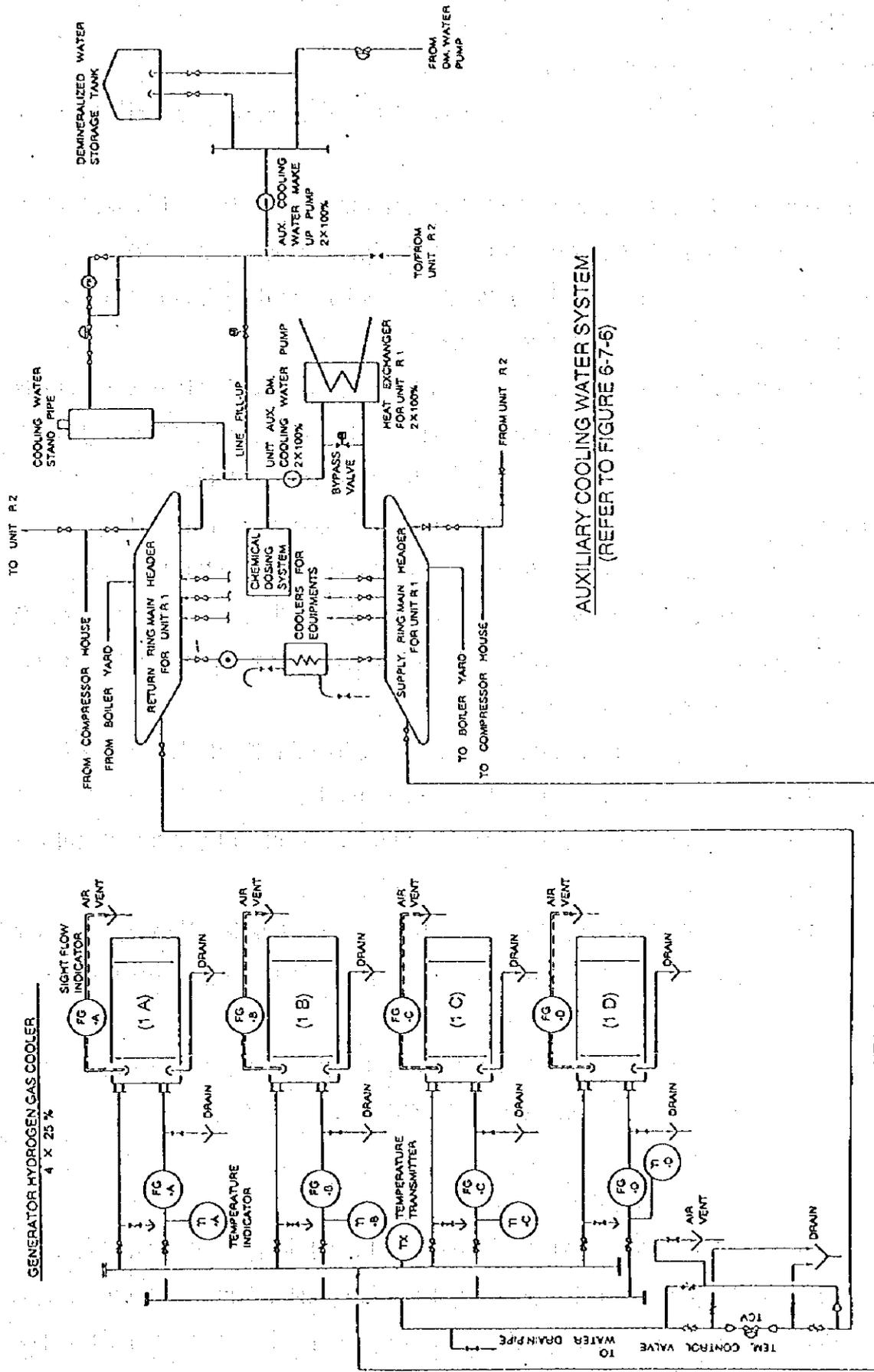
R-2 UNIT



R-1 UNIT



30 EMERGENCY STOP SWITCH



AUXILIARY COOLING WATER SYSTEM
(REFER TO FIGURE 6-7-6)

Figure 6-15-1-3

HYDROGEN COOLING WATER

6.15.2 制御設備

DCS制御システム採用の有効性を下記に示す。

(1) DCS制御システム（DCS：Distributed Control System：分散制御）の必要性

- (a) 世界的すう勢として、火力プラントは脱石油化が推進され、新しく設置される火力の殆どが石炭燃焼、又はLNG（液化天然ガス）燃焼となって来た。
- (b) 限られた燃料を有効利用するため、特に燃料費が高い国においては、プラント高効率運転の要求が一層強くなって来た。
- (c) 火力プラントはブルガリアにとって電力事業を支える最大の柱であり、電力供給をする上で信頼性の確保は勿論、合理的運転員の配置、環境規制への対応、発電所運営の合理化などのニーズに対し努力しなければならない。
- (d) 火力プラントを長期に亘り、安定的な運転とするための寿命管理は、ボイラ・タービンの熱応力低減が大きな課題であり、応力監視は重要な項目である。
- (e) 石炭火力は、給炭機・クラッシャーを含む燃料系の応答遅れが大きいので、負荷要求に対して、少ない熱応力、小さい寿命消費で急速に、安定的にボイラとタービンが追従することを要求される。
- (f) プラントに要求される高い信頼性は、制御装置の信頼性の向上、プラント保全の容易化、デジタル技術のもつ固有信頼性の向上、冗長化によるコントロールシステム信頼性の向上、性能監視の異常診断による運用の向上により実現可能となる。
- (g) 自動制御化範囲の拡大、複雑な制御の実施、マンーマシン関係の向上、大量データの高速処理、運転状況のグラフィック化による監視・運転の容易化が可能となる。
- (h) このような火力プラントをとりまく諸情勢を考慮すると、プラント制御システムに要求される技術課題は、多面的かつ高度なものである。

(2) DSC制御システムの機能

デジタル技術の高度化、多様化を Figure 6-15-2-1 に示す。従来の記録、監視、制御のそれぞれに対応する日誌作表、CRTによる監視情報の提示、自動化・計算機直接制御といった機能が、計算機関連技術の進歩を背景してプラント運転に係わる

より高度な要求に対応し拡大してきた。特に下記の3項目は、従来のユニットDCSの機能にはない新たなものである。

- ① CRTによる運転操作 (CRTオペレーション)
- ② 知識工学応用による運転支援
- ③ プラントデータの長期保存及びその検索・有効利用

(3) プラント制御システムの構成

デジタル技術の進展に伴い、プラントの信頼性、制御システムの信頼性はともに上昇した。このデジタル技術はシステム毎に分散して設けた制御機能を統括して、全体を制御する分散制御システムを可能にした。分散した制御システムはネットワーク通信回線で結ばれ、全体として統括制御され、システムネットワーク (データウェイ) は2重化しかつ各 μ -Processorで構成されるモジュールも同期2重化システムとしている。

(a) システム構成

DCSシステムの構成概念を Figure 6-15-2-2~6-15-2-4 に示す。

各ユニットでの分散制御機能は以下の通りで、これらはユニットネットワークで結ばれる。

- a. プラントコントロール (DPC : Dispatch Power Control・
ALR : Automatic Load Regulator)
 - b. ボイラコントロール (ABC : Automatic Boiler Control)
 - c. タービンコントロール (EHC : Electro-Hydraulic Control)
 - d. BFPコントロール
 - e. ボイラ、タービンシーケンサコントロール
 - f. リモートPIO : (Process Input Output)
- ① ユニットDCSシステムがこれらの機能を総括して制御するとともに、運転状態監視とユニットの性能を管理するためのデータ収集を行う。
 - ② マンーマシンインターフェースを経由して、運転員は制御システムのどの部分にも介入できる。エンジニアリングワークステーションもネットワークに結ばれており、DCSの改修などに使われる。
 - ③ 中央操作室にはオペレータコンソール、プリンター、バックアップコンソールなどが設けられている。コンソールを操作することにより、運転員はDCSとコミュニケーションを取りながら発電プラントを運転する。

- ④ スクリーン上にプラントの運転状態を表示し、運転員全員がプラントの状態を認識できるようにする。スクリーン上にはヒートバランス図、運転状態値も入ったフローダイアグラム等、システムに記憶させたグラフィックを表示させる。又、工業用テレビの画面も重ねて表示できる。
- ⑤ バックアップコンソールは、ユニットDCSやマンマシンインターフェースが故障した時のためのものである。各ユニットDCSは発電所のネットワークと結ばれている。石炭・石灰石ハンドリング装置、灰処理装置、水処理装置などの遠方であって、かつ独立した共通設備のコントロールシステムや、発電所管理用モニターシステムも発電所のネットワークシステムに統合して結ぶ。
- ⑥ DCSシステムとプログラマブルコントローラ (Sequencer) や、入出力変換器など収納したキャビネットは、空調設備のある専用の部屋に設置し、かつダストなど浸入しないよう環境保護対策を実施する。
- ⑦ DCSコントロールシステムが万一故障した場合であっても、Fail Safeのもとに、運転が継続出来るようにする。又、ベンチボード上にはDCSシステムと切り離して、各補機やダンパー・コントロールバルブなどが起動停止出来るようバックアップのスイッチ類を設置する。
- ⑧ 中央操作室 (Central Control room) は、ME-2、ME-3火力発電所と同一設計思想に基づき、2ユニットを集中操作運転監視する機能をもつ制御デスクボード (Bench board) と直立監視パネル (Control Panel) とで構成し、ボイラ、タービン、発電機とその補機用監視・起動/停止スイッチ類と記録計、指示計や警報表示装置などもこれらのデスクやパネルに配置する。また当直長 (Shift chief engineer) のdeskもこの室内に置き、プラント全体総括管理を効率良く運転出来るようにする。
- ⑨ 又、スタートプロワ、防災消火、環境関係計器などの補助盤 (Auxiliary Panel) もコントロールルームに配置する。

更にDCSとリンケージコントローラを介して、共通設備である石炭・石灰石設備運転制御室や、灰処理設備操作室内のコントローラ (Programmable Controller) とネットワークを通して、必要な運転情報や警報などをCRTに表示し、プラントの集中監視の機能をもたせる。

- ⑩ コントロールデスクのパネルに付属して、運転員とのマンーマシンコミュニケーション用として1ユニット当たり、CRT 3台、プリンター 2台、モニター TV (ドラム水位、火炉用) 2台などを周辺機器として取付ける。

(b) 閉ループ制御 (Figure 6-15-2-5 参照)

- ① 発電所の出力指令に対し、速やかに、忠実に、良い応答が出来るように、ボイラとターピンを並列に制御するプラントコントロールシステム (ボイラ・ターピン協調制御方式) を適用する。即ち、中央給電所からの負荷要求に対しユニットマスター部でボイラとターピンを並列に制御する (DPC)。

LDC (Load Dispatching Center) と発電所 (TPP) との情報交換は従来の電話による外、双方間にアナログ及びデジタル信号を搬送波電波で交信し、給電指令と発電システムの追従性を高める。

- ② ボイラ・ターピン協調制御では、それぞれボイラー追従、ターピン追従を必要に応じてモード切替えが出来るようにする外、DPCと切離して発電所単独の負荷要求運転 (ALR) も可能とする。

熱供給運転と休止の場合、発電機出力制限の設定はユニットマスターコントロール部の Load Hi-Limiter を所定値に変えることにより行う。

- ③ ユニットマスターコントロールによる負荷制御の変化中は、DPC管理下の送電系統に大きく寄与出来るよう、下記目標とする。

DPC負荷制御中： 40～100% MW

DPC負荷変化速度： 2～3% MW/min

但し、負荷変化に伴うBFP、Millなどの補機起動、停止の切替操作中の時間中はDPC信号はHOLDするものとする。

- ④ ターピンの制御方式は低圧制御油方式のデジタルEHCとして、ターピン回転数制御、ターピンバルブ制御、ターピン起動制御が行われる。又、DCSとのインターフェースも容易にとることができる。ターピンの制御システムには、過速度制限、真空度制限等ターピン保護インタロックシーケンスの安全装置も含める。

- ⑤ ボイラコントロール

ユニットマスターの要求信号に応じて、燃料制御系統 (重油、石炭系統)、吸収剤制御系統、給水制御系統、空気制御系統、蒸気温度制御系統などを分散化させてコントロールする。

(c) シーケンス制御

- ① ボイラパーズインターロック、ボイラやタービン補機起動・停止、バーナ装置の起動・停止はDCSと切離して、それぞれ個別のロジックシーケンス及びリレー回路によりオペレーターが手動制御する。この時オペレータコンソール画面にこれらの状態表示が現れ、設備の運転状況が視覚とアラームにより認識出来るようにする。
- ② シーケンス制御のキック信号は中央操作室ベンチ操作盤から運転員の手動で行う。バーナの抜き差し、点消火は同じくベンチ操作盤のREMOTE/MANUALの操作ステーションで中央又は現場で操作出来るようにする。

(d) 保護回路

- ① 設備或いは制御システムが故障した時、プラント状態が運転制限値内にあるようにしなければならない。

この主要な機能は火炉、クラッシャ、給炭機、バーナー、ファンダンパーなどのボイラ設備、タービン発電機のポンプ類、給水加熱器等のドレン、発電機密封油、水素ガス用装置、その他の関連機器が、安全に運転又は停止するようにするためのものである。

- ② システムの構成については、ロジックを含めてできるだけ個々に独立させ、1つの回路の不具合が他へ影響を及ぼさないようにする。システムの冗長については、バックアップ用ロジック等を含めて重要な項目について適用する。通常の保護ロジック回路、例えば全バーナ失火、ドラム水位低によるボイラトリップ回路等も当然設ける。タービン発電機の保護装置は、自動監視システム、トリップシステムから成る。

(e) 運転表示・警報と性能計算

- ① プラント運転で特に重要な警報やTrip表示警報は BTG panelに判別しやすく、必要最小限表示する。

プラントを安全に効率よく運転するために必要な運転データをオペレータコンソール、プリンターに表示する。これらの情報はDCSの一機能であるデータ収集システムにより行われる。

- ② DAS (Data Acquisition System) によりプラント性能計算40項目程度/ユニットを行う。(Table 6-15-2-1 参考) 又毎時間毎の運転記録もプリントアウトしこれらは併せて補助記憶メモリーに1年分を記憶させる。

(f) ネットワーク

- ① DCSシステムには Figure 6-15-2-2 に示すようにデータウェイを利用して、プラント情報の共有化、リアルタイムデータの提供、ヒストリカルデータの検索などがグラフィック画面により活用出来るように、発電所の上級管理職のデスクにCRTモニターを設置する。
- ② 尚、ローカル制御室で運転・制御される水処理プラント、石炭・石灰石受入・払出し設備、灰処理設備は中央操作室のDCSのネットワークにリンクしてプロセスI/Oの接続を光ケーブルを使用したデジタル通信で、統括監視下におくことも可能である。

(g) 中央給電指令所 (LDC) と発電所 (TPP) とのインターフェース

① 中給よりの信号 (Figure 6-15-2-5 参照)

LDCのDPC信号は、通信に都合良い形に変調しTPPへ伝送される。これは、回線端末のデモジュレータで復調されDCS側に引渡される。

② 信号調整器

復調されたDPC信号は、信号調整器において各ユニット毎に分解され、ユニットDPC信号の形で、要求負荷信号としてAPCに接続される。

③ 運転モード切替えスイッチ

次の運転モード切替えが可能とする。

a. DPC

b. ALR

④ ALR

ALRは、APCの人力部において手動設定器によって目標負荷が設定される。DPC又はALR目標負荷の出力変化率の設定は負荷により自動的に3段階以上切替えることが出来るものとする。ALRは単独としてAFC信号は採用しない計画とする。

⑤ 出力指令信号の修正

給電からの出力指令に次の修正(制限)を行う。

a. DPC, ALR信号出力変化率制限

・手動設定および出力帯による自動変化率切替

b. 周波数変動補償（カバナフリー補正）

- ・不感帯を設定できるようにする。
- ・補修ゲインはタービン傾斜調定率と同じ値とする。
- ・周波数低下による出力指令上昇方向に負荷制限器自動追従装置（AFR）と同一レートの変化率制限を設ける。

⑥ DPC指令変更時にはブザー鳴動、ランプ点灯を行う。

着信確認押ボタン操作によりブザー停止、ランプ消灯

⑦ 異常時対応

a. 周波数トランスデューサ故障時は周波数変動補償回路および発電所周波数制御（FFC）信号をブロックし警報を発信する。

b. 発電機出力トランスデューサ故障時は当該信号を使用している全ての回路をブロックし、誤った信号によりシステムが運転されないよう必要なインターロックを組む。

また、警報を発信するとともに中給側へ故障接点信号を送信する。

c. DPC着信信号があらかじめ定められた最大および最小レベルの信号範囲を逸脱した場合は次の措置をとる。

- ・DPC信号異常警報の発信
制御盤上警報表示
中給へDPC異常信号として返信
- ・現在出力を保持し安定運転をはかる。

運転モードのチェンジ

DPC → ALR

⑧ LDCよりTPPへの信号

a. DPC信号 $0 \sim 5 \text{ V}^*$ $0 \sim 300 \text{ MW}$
($4 \sim 20 \text{ mA}$)

b. 接点 LDC側異常
DTM異常
系統分離 ほか

*（APCがデジタル式の場合はデジタル信号で受信する方法も可とする）

⑨ TPPよりLDCへの信号

a. 発電機出力 0~5 V* 0~300MW
(4~20 mA)

b. 接点 DPC運転中、ALR運転中

APC異常

発電機出力 トランスデューサ異常

(h) 系統図

DPCとプラント総括制御装置 (APC) との取合い標準方式を Figure 6-15-2-6に示す。

DCSシステムハードウェア基本仕様

主機能	アナログ及びデジタル ロジック演算及び高級演算 ベーシックプログラム		
アドレス可能ブロック数	2,000~10,000		
代表的周期 (ms)	100~500		
モジュール直結 プロセス入出力	アナログ 入 力	種 類	1-5VDC、4-20mA
		数	4~8
	アナログ 出 力	種 類	1-5VDC、4-20mA
		数	2~4
デジタル 入 力	種 類	24V/125VDC	
	数	3~4	
デジタル 出 力	種 類	アイソレーテッド オープンコレクタ	
	数	2~4	
その他入出力	モジュールバス エキスパンダバス プリンタ/ターミナル RS-422 (DCS, DIS)		
MPU	ビット	16 or 32	
	クロックレート	8MHz	
メモリ容量 バイト	ROM	32K~256K	
	RAM	24K~516K	
	NVM	20K~80K	

NVM: Non-Vapored Memory
ROM: Read only Memory
RAM: Random Access Memory
MPU: Micro-Processor Unit

(4) センサー、トランスミッター

(a) トランスミッター類の必要条件

- ① 精度に優れた製品であること 0.5%以下
- ② レンジアビリティ (Rangeability) が大きいこと 1 : 10以上
- ③ 環境変化に対しドリフトエラー (drift error)が少ないこと。
周囲温度変化 (Δt) / 50°C 0.2%以下 (スパンに対し)
静圧変化 0.2%以下 (スパンに対し)
- ④ ISO規格に準拠した仕様でコンパチブルなリプレースにも対応出来ること
電 源 18~42VDC
負荷抵抗 250~600Ω
出力信号 4~20mA DC 2線式

(b) 温度センサー (Thermo Element)

- ① ISO規格準拠仕様とする。

RTD ; Pt 100Ω at 0°C 三線式 ダブルエレメント (原則)

Thermo Couple ; 種別 K (C, A) "

E (CR, C) "

J (I, C) "

T (C, C) "

誤 差 ; Class 0.75以上

(c) センサートランスミッターの冗長化設計

プラントの重要な制御やプラントインターロックに用いるこれらセンサートランスミッターは高信頼性、安定性に優れた計装システムとするためSMART TRANSMITTERを採用し、必要に応じて2重化計装、2 out of 3回路を設備すること。

例として、

- ・マスター圧力 ・主給水量 ・発電電力
- ・ドラムレベル ・タービン油温度 ・主蒸気温度
- ・タービン回転 ・火炉圧力・温度
- ・ユニットインターロック回路 (トリップ、ランバック用) など

(5) DCS電源用無停電電源装置 (UPS: Uninterrupted Power Source)

プラント計装システムは高いレベルの多機能をもち、高信頼度と安定したシステムをもつDCSコントロールシステムを採用するが、この電源供給設備には、システムの重要性和故障発生時の影響波及が極めて大きい事を考えて、専用の無停電電源装置(UPS)を設置する。

(a) 装置概要

本装置は、整流器、インバータおよびサイリスタスイッチ等で構成され、別仕様のバッテリーと組み合わせることにより、定電圧、定周波数で、かつ無瞬断の交流無停電電源を負荷に安定して供給する。

<注> 通常は商用同期しているので、単独時のみ水晶同期で定周波数となる。

(b) 基本回路

基本的な回路方式は Figure 6-15-2-7 のとおりとする。

① UPSへの供給電源種別と運用

a. CVC F側の入力電源端子は、「AC常用電源」「DC予備電源」「AC予備電源」の2端子とする。

b. 各入力端子への供給電源は次のとおりとする。

1) AC常用電源(UNIT POWER): ユニットMC系統 (AC440V)

2) DC予備電源: 所内バッテリー系統 (DC110V)

3) AC予備電源(BACK UP POWER): 非常用ディーゼル系統または共通電源系統 (AC440V)

(注1) AC常用電源とAC予備電源へのフィーダは別フィーダを原則とする。

(注2) AC側の相数は、容量の小さい場合には単相、大容量の場合には三相とする。

c. 電源運用

「AC常用電源」を常用とし、「DC予備電源」をAC常用電源のバックアップとする。

② 保守用バイパス回路

a. CVC F点検時等にも負荷側に電源を供給することが可能なように、保守用バイパス回路を設ける。

b. インバータ回路と保守用バイパス回路の切換用スイッチは、原則として機械的インターロックを有すること。

③ 警報、表示、保護機能

- a. 中央操作室にUPS故障表示を用意すること。
- b. 負荷側の過電流に対して保護機能をつけること。

(c) 基本仕様

① 入力電流

a. AC常用・AC予備

	項 目	仕 様
交 流 入 力	相 数	単相または三相
	定 格 電 圧	440V
	電 圧 変 動 率	-15~+10%
	定 格 周 波 数	50Hz
	周 波 数 変 動 範 囲	50Hz ± 5%

b. DC予備

	項 目	仕 様
直 流 入 力	定 格 電 圧	110Vまたは 125V
	電 圧 変 動 率	-20~+30% (ただし、150Vを超えないこと)

c. 出力電源

	項 目	仕 様
出 力	定 格 電 圧	A C 105V又は210V
	相 数	単相または三相
	電 圧 精 度	± 2 %以内
	定 格 周 波 数	50H z
	周 波 数 精 度	± 0.5H z 以内
	波 形 歪 率	5 %以下 (遅れ力率 0.9にて)
	定 格 負 荷 力 率	0.9~0.7
	電 圧 調 整 範 囲	± 5 % (定格入力時)
	過 負 荷 急 変 時 変 動 率	±10%以内
	渡 交 流 入 力 急 変 時 変 動 率	±10%以内
特 停 電 / 復 電 時	±10%以内	
性 電 圧 整 定 時 間	8 サイクル以内	

(6) ローカルコントロールシステム、凍結防止対策

- (a) ボイラ・タービンのローカルコントロールは、空気式とし、それぞれ現場のマイナーコントロールシステムとする。センサー、トランスミッターとコントローラは集中化してスタンション或いは現場パネルに集納し保守のしやすさと設置工事費の節減をはかる。
- (b) 凍結防止対策として、重油配管ラインや計装検出配管には温水トレースを採用する。
- (c) 屋外計装品の検出配管及び重油配管は温水トレース配管の外周をサーモセメント保温巻きとする。各トレース配管毎に取出しストップバルブをつける（10~12φ）。加温設計温度65℃とする。加温すべき流体は冬期でも最低45℃以上を保持すること。

Table 6-15-2-1 PLANT PERFORMANCE CALCULATION (Example)

B-01 HEAT INPUT TO BOILER FROM FUEL
B-02 HEAT OUTPUT FROM BOILER
B-03 ENTHALPIES AT TERMINAL POINTS
B-04 EXPECTED BOILER EFFICIENCY
B-05 DRY FLUE FLOW FOR FUEL
B-06 THEORETICAL DRY FLUE FLOW FOR FUEL
B-07 EXCESS AIR RATIO
B-08 ABSOLUTE HUMIDITY
B-09 CORRECTED BOILER EFFICIENCY
B-10 CORRECTION BY DRY GAS LOSS
B-11 CORRECTION BY ATMOSPHERIC HUMIDITY
B-12 CORRECTION BY WATER & HYDROGEN CONTENT
B-13 CORRECTION BY ATOMIZING STEAM LOSS
B-14 TEMPERATURE EFFICIENCY OF AIR HEATER

T-01 TURBINE GENERATOR HEAT RATE
T-02 BOGIE GROSS TURBINE GENERATOR HEAT RATE
T-03 CORRECTED TURBINE GENERATOR EFFICIENCY
T-04 BOGIE EFFICIENCY OF TURBINE GENERATOR
T-05 HP TURBINE EFFICIENCY
T-06 IP TURBINE EFFICIENCY
T-07 LP TURBINE EFFICIENCY

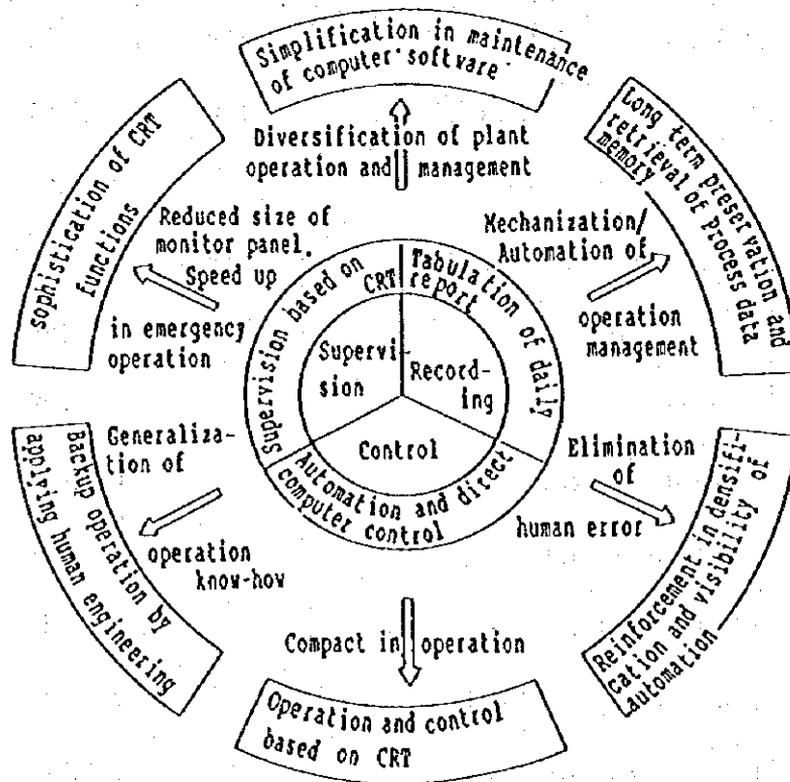
K-01 CIRCULATING WATER TEMP. AT CONDENSER INLET
K-02 CLEANLINESS FACTOR OF CONDENSER
K-03 ACTUAL HEAT TRANSFER COEFFICIENT OF CONDENSER
K-04 DESIGN HEAT TRANSFER COEFFICIENT OF CONDENSER
K-05 EXCHANGING HEAT IN CONDENSER
K-06 DEFLECTION OF CONDENSER VACUUM
K-07 EXPECTED CONDENSER VACUUM

H-01 NO. 6 HP HEATER PERFORMANCE
H-02 NO. 5 LP HEATER PERFORMANCE
H-03 NO. 3 LP HEATER PERFORMANCE
H-04 NO. 2 LP HEATER PERFORMANCE
H-05 NO. 1 LP HEATER PERFORMANCE

E-01 GENERATOR POWER FACTOR
E-02 HOUSE CONSUMPTION RATIO
E-02 GROSS PLANT EFFICIENCY
E-03 NET PLANT EFFICIENCY
E-04 NET PLANT HEAT RATE

Table 6-15-2-2 ALR-DPC SPECIFICATION

CLASSIFICATION	ARTICLES	MOUNTED ON	RANGE etc.
Push Button Switch	ALR-DPC Mode Selection	SVP	ALR-DPC
	Load Change Rate Mode Selection	SVP	AUTO-MAN
Setter	ALR Demand Set (INC, DEC)	SVP	0-300MW
	Max Load Set (INC, DEC)	SVP	0-300MW
	Min Load Set (INC, DEC)	SVP	0-300MW
	Load Change Rate Set (INC, DEC)	SVP	0-15MW/Min
Indicator	Load Setter	CRT	0-300MW
	MW Demand		0-300MW
	Generator Output		0-300MW
	Max Load Set Value		0-300MW
	Min Load Set Value		0-300MW
	Load Change Rate (Auto)		0-15MW/Min
	Load Change Rate (Man)		0-15MW/Min
	Generator Frequency		45-55Hz



CRT: Cathode Ray Tube

Figure 6-15-2-1 SOPHISTICATION OF THE ROLES AND EXPANSION IN APPLCATION OF COMPUTER FOR THERMAL POWER PLANT

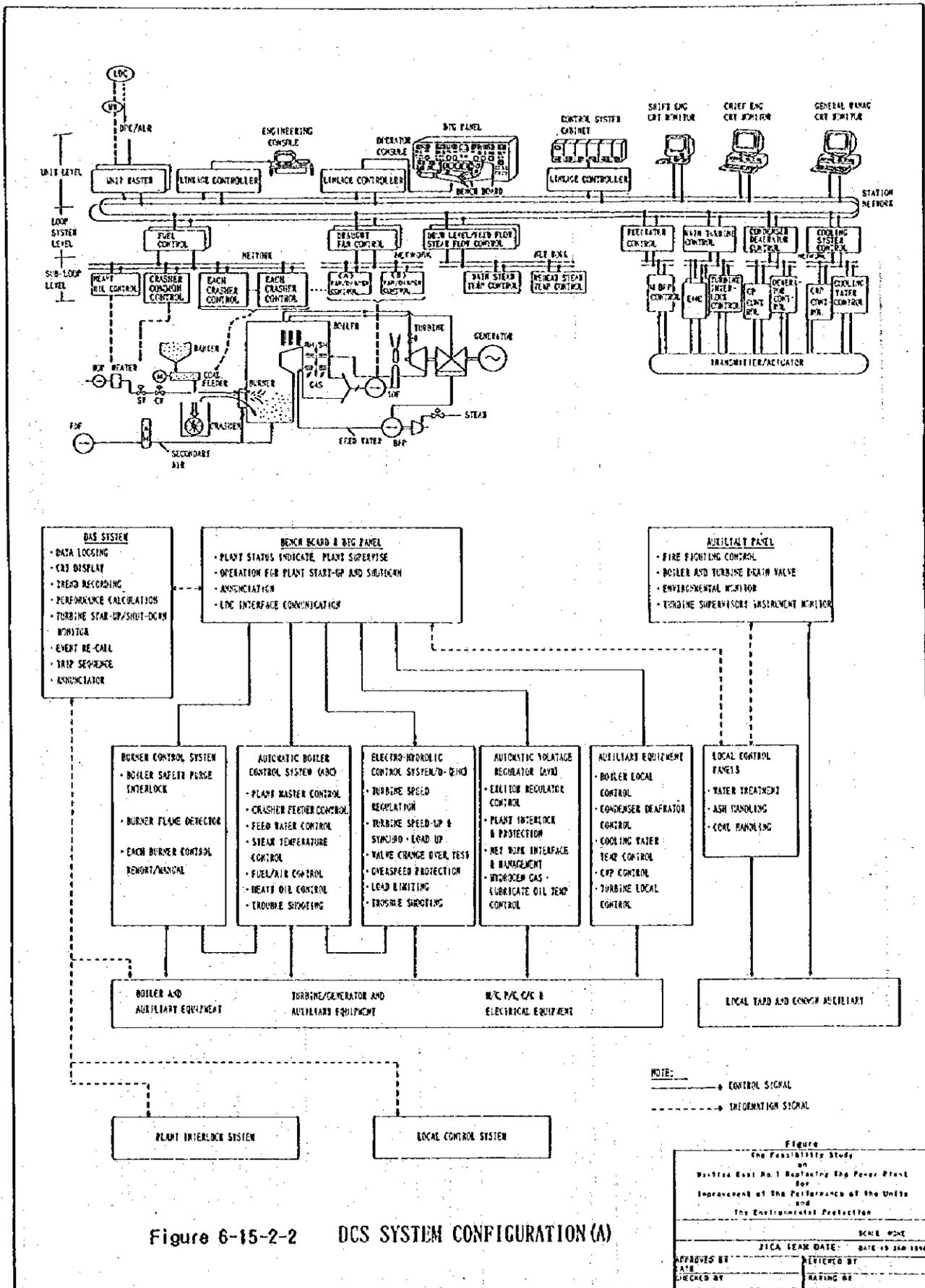
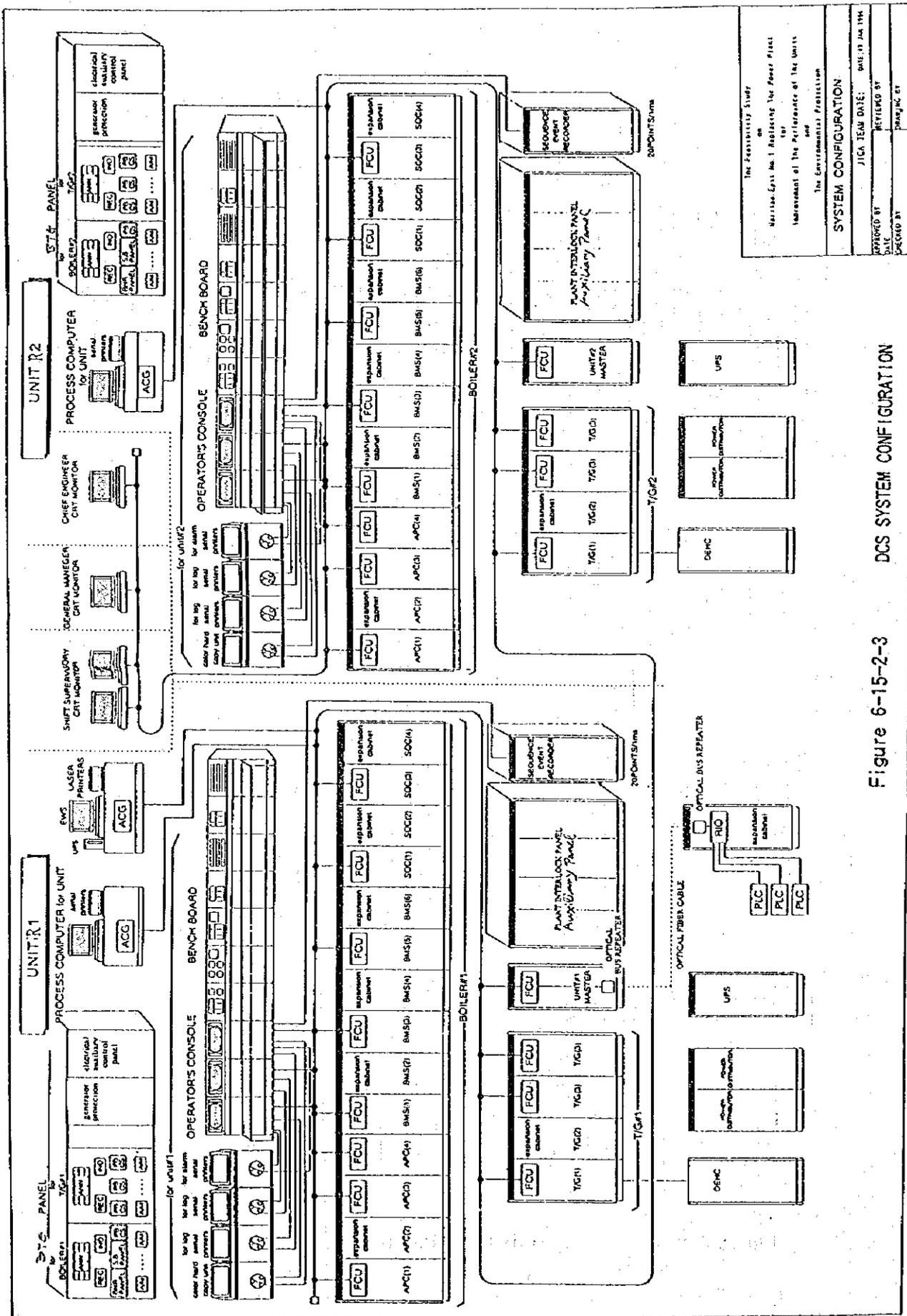


Figure 6-15-2-2 DCS SYSTEM CONFIGURATION (A)

Figure The Feasibility Study on Waikato East No. 1 Replacing the Power Plant for Improvement of the Performance of the Units and the Environmental Protection	
SCALE: NONE	
JICA LEASE DATE: DATE: 10 JAN 1994	
APPROVED BY:	REVIEWED BY:
CHEKED BY:	DRAWING BY:



The Feasibility Study
 on
 Replacing No. 1 Replacing the Feed Plant
 for
 Improvement of the Performance of the Units
 and
 The Environmental Protection

SYSTEM CONFIGURATION

PREPARED BY: [Blank]
 DATE: [Blank]
 CHECKED BY: [Blank]

JICA TERM DATE: [Blank] DATE 19 JUN 1984
 REVIEWED BY: [Blank]
 DRAWING NO: [Blank]

DCS SYSTEM CONFIGURATION
 Figure 6-15-2-3

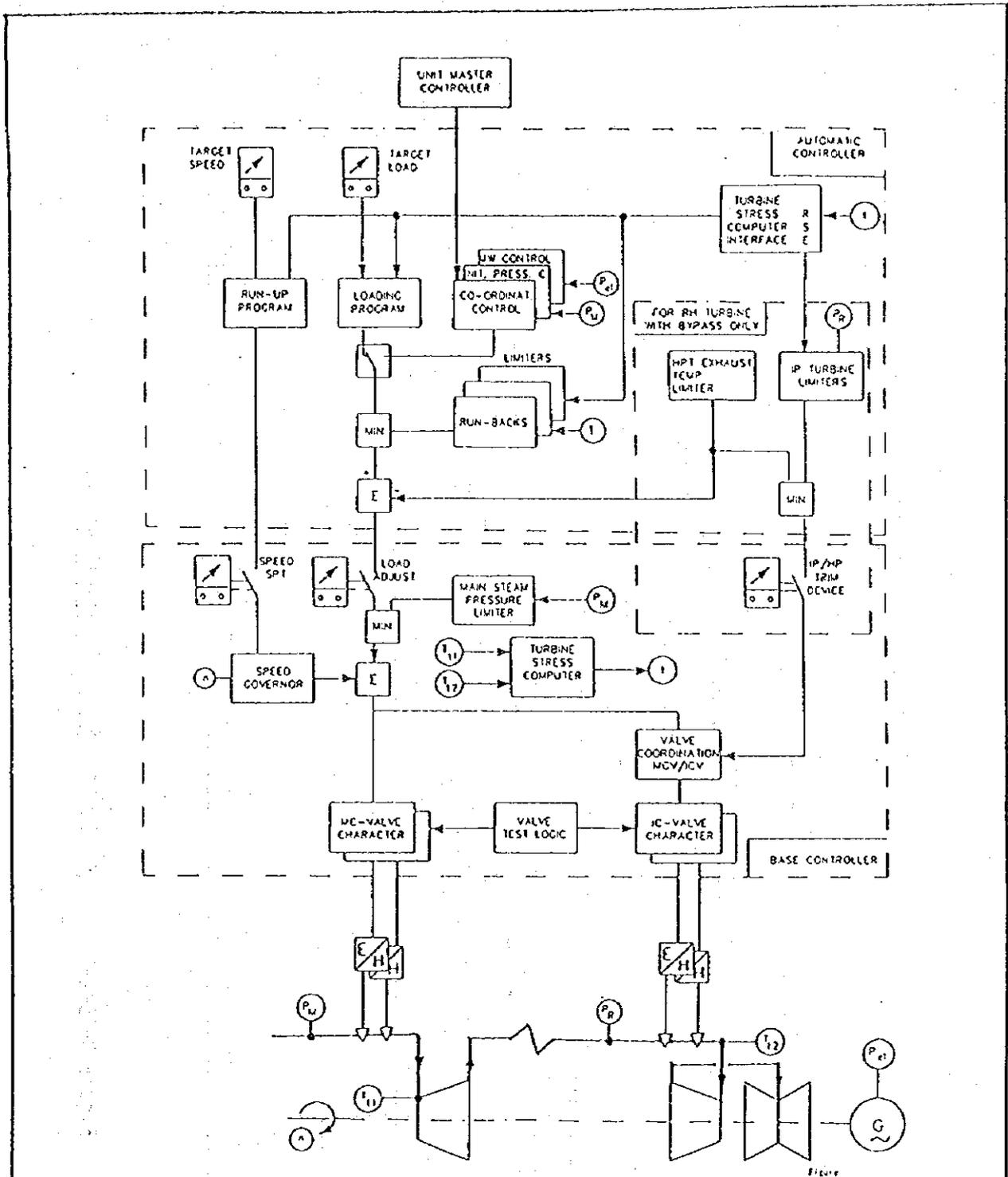


Figure 6-15-2-4

DEHC FUNCTIONAL STRUCTURE

The Feasibility Study of Warrick East No 1 Replacing the Power Plant for Improvement of the Performance of the Units and The Environmental Protection	
DEHC Functional Structure (M1 Part) (a) SCALE 1:1	
SICA TEAM DATE: 04/10/1984	
CHECKED BY	REVIEWED BY
APPROVED BY	DRAWING BY
DATE	DATE

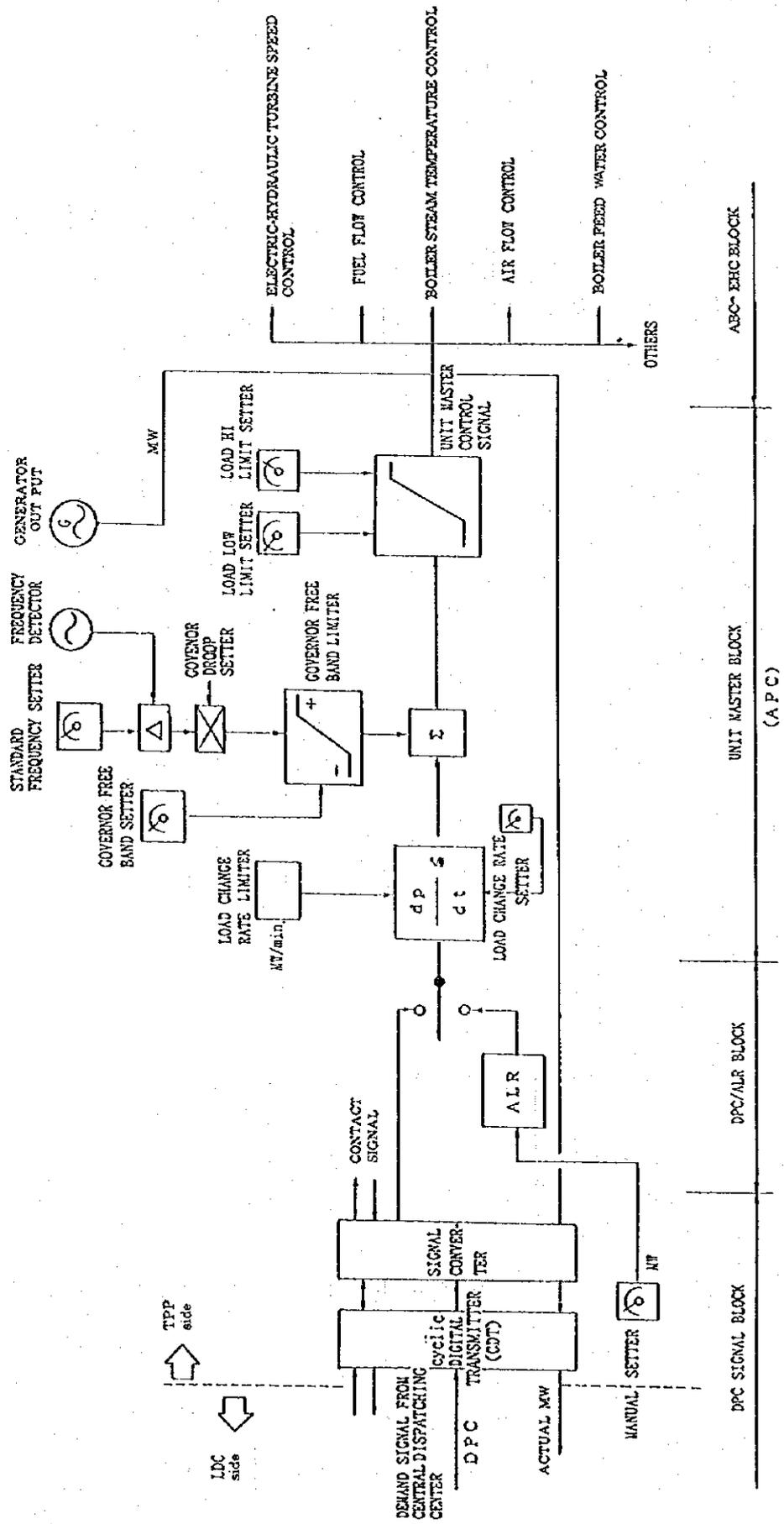


Figure 6-15-2-5 DPC-UNITMASTER CONTROL BLOC

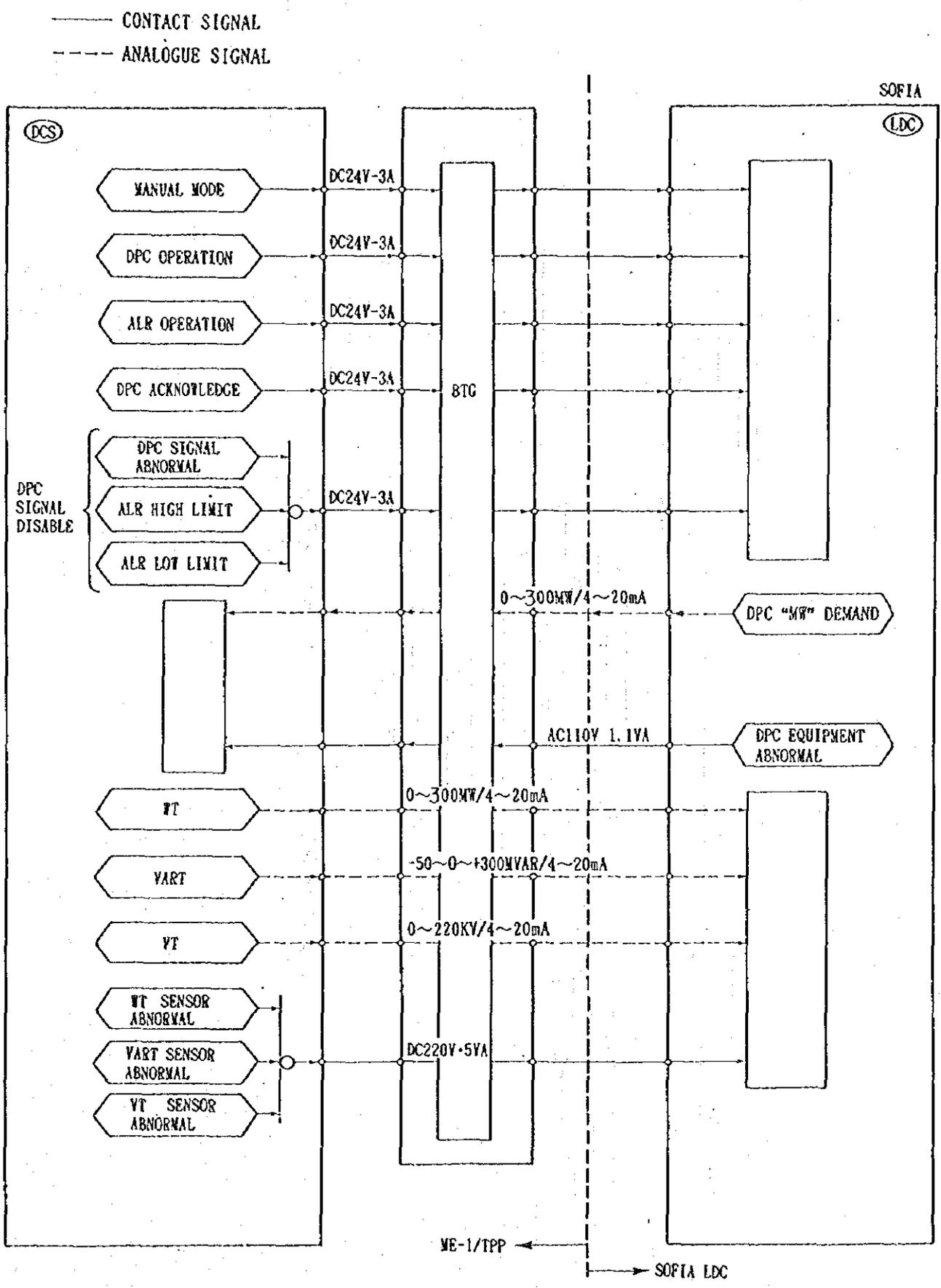
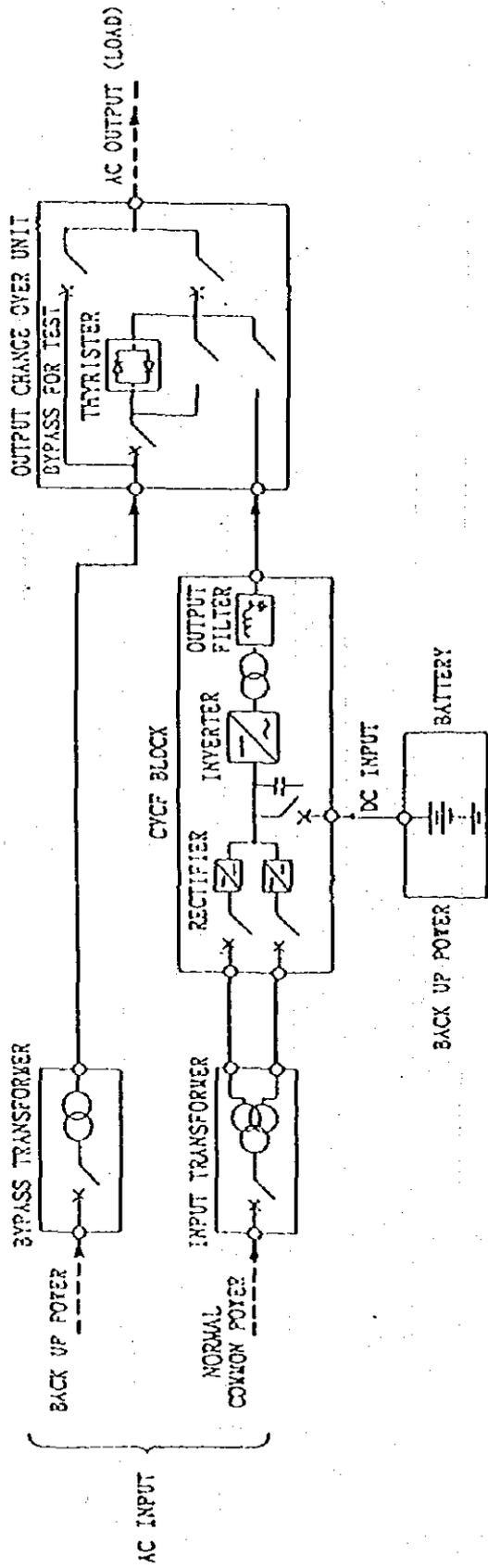


Figure 6-15-2-6

DPC INTERFACE SOFIA AND ME-1/TPP



UPS BASIC CIRCUIT

Figure 6-15-2-7

6.16 開閉所及び変電所設備

(1) マリツァ・イースト第1火力発電所・屋外開閉所

屋外開閉所機器については、旧5号機、旧6号機用屋外機器跡地を利用して新設機器の据付を行うものとする。Figure 6-16-1 に単線結線図、Figure 6-16-2 及び 6-16-3 に機器配置図を示す。主な機器仕様は以下の通りとする。

(a) 回路方式は、本計画の系統上における重要性を考慮し、供給信頼度の高い二重母線方式とする。

(b) 主要変圧器及び起動用変圧器と並列用遮断器間は連絡架空線によって結ぶものとする。

(c) 母線はアルミ線とする。

(d) 遮断器はブルガリア側との協議によりガス遮断器とし、所要数量は発電機側3組、線路側2組、そしてブスタイ用1組とする。

定格事項はIEC標準品とし、定格電圧 245kV、定格電流 1,250A、定格遮断電流は20kAとする。

(e) 遮断器は、ブルガリア国基準により全台共、設置開閉器付とする。

所要数量は発電機側6組、線路側6組、そしてブスタイ用2組とする。

定格事項はIEC標準品とし、定格電圧 245kV、定格電流 1,250Aとする。

(f) 計器用変成器は、線路保護用、ブス保護用、変圧器保護用、そして計測用として、計器用変流器を12組、計器用変圧器を4組とする。仕様等については、保護方式、制御方式の検討が必要となる。

(g) 屋外機器の保護用として避雷器を避電線側と変圧器側の2箇所に設ける。

(h) 送電線保護方式は表示線保護方式とし、表示線を新たに発電所～変電所間に布設する。

(2) マリツァ・イースト第1変電所（ガラボヴォ）

R1、R2機用の屋外機器は既設の屋外機器を撤去し、跡地に新設することとする。撤去範囲は避電線引込口から220kV母線引出口までとする。

Figure 6-16-4 に単線結線図、Figure 6-16-5 に機器配置図を示す。

主な機器仕様はマリツァ・イースト第1火力発電所・屋外開閉所と同様とする。

所要数量は、遮断器3組、断路器11組、計器用変流器6組、計器用変成器2組、そして線路側に避雷器を2組とする。

(3) 送電設備

(a) 送電設備の概要

マリツァ・イースト第1火力発電所周辺の送電系統図を Figure 6-16-6 に示す。また、送電線ルート図を Figure 6-16-7 に示す。

旧5号機、旧6号機停止以前の送電設備は、4ルート6回線であり、送電線は全て発電所から約5km離れたガラボヴォ変電所に接続している。

4ルートのうち3ルート（1号機～旧5号機用送電線）は発電所からロゾフクラネツ湖を直進し、変電所と接続している。残りの1ルート（旧6号機用送電線）は発電所からみて湖の右岸側を経由して、変電所と接続している。

1号機～4号機および旧5号機に接続している送電線の電圧は110kV、旧6号機に接続している送電線の電圧は220kVである。

旧5号機、旧6号機停止以後、発電所出口とガラボヴォ変電所入口にて接続変更が行われ、現在の送電線運用は以下の通りとなっている。

- 1号機用送電線 → 1号機用送電線使用
- 2号機用送電線 → 3号機用送電線使用
- 3号機用送電線 → 旧5号機用送電線使用
- 4号機用送電線 → 旧6号機用送電線使用
- 5号機用送電線、4号機用送電線 → 休止中

(b) R1号機、R2号機再建後の送電線の運用について

旧5号機、旧6号機用送電線をそのまま再利用するものとする。しかしながら、送電線設備は建設後、約35年が経過している上に、保守管理状況があまりよくないため、全般的に状態は良くない。

具体的には、碍子の汚れ、地線が途中切断している部分などがあり、特に、旧第6号機用送電線鉄塔数基の基礎部の状態はかなり悪い。

このため、再利用にあたっては、基礎部の詳細な調査、碍子取替え、地線の架設などの補修作業が必要である。

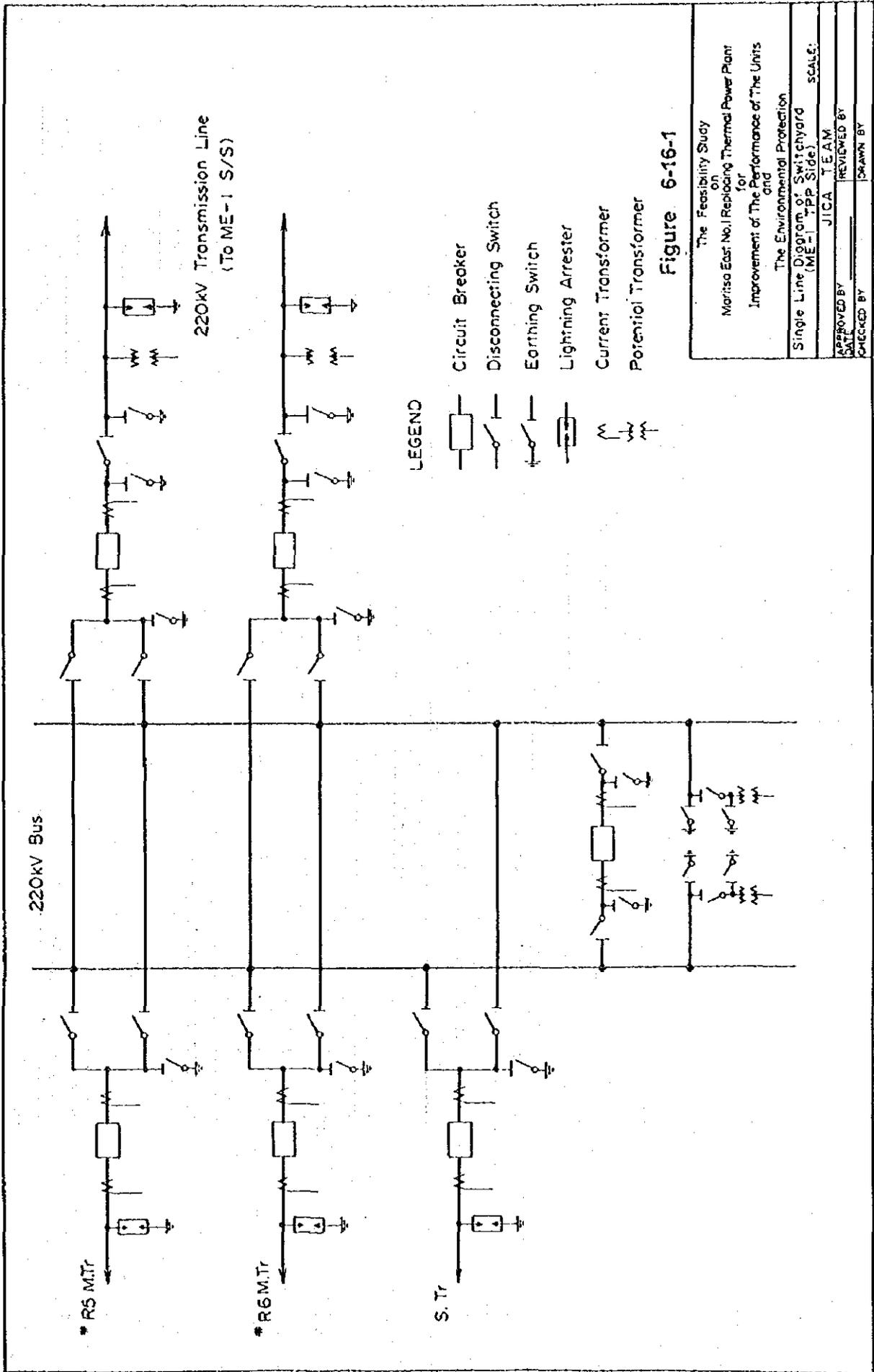


Figure 6-16-1

The Feasibility Study on Moritso East No.1 Replacing Thermal Power Plant for Improvement of The Performance of The Units and The Environmental Protection	
Single Line Diagram of Switchyard (ME-1 TPP Side)	
SCALE:	JICA TEAM
APPROVED BY:	REVIEWED BY:
CHECKED BY:	DRAWN BY:

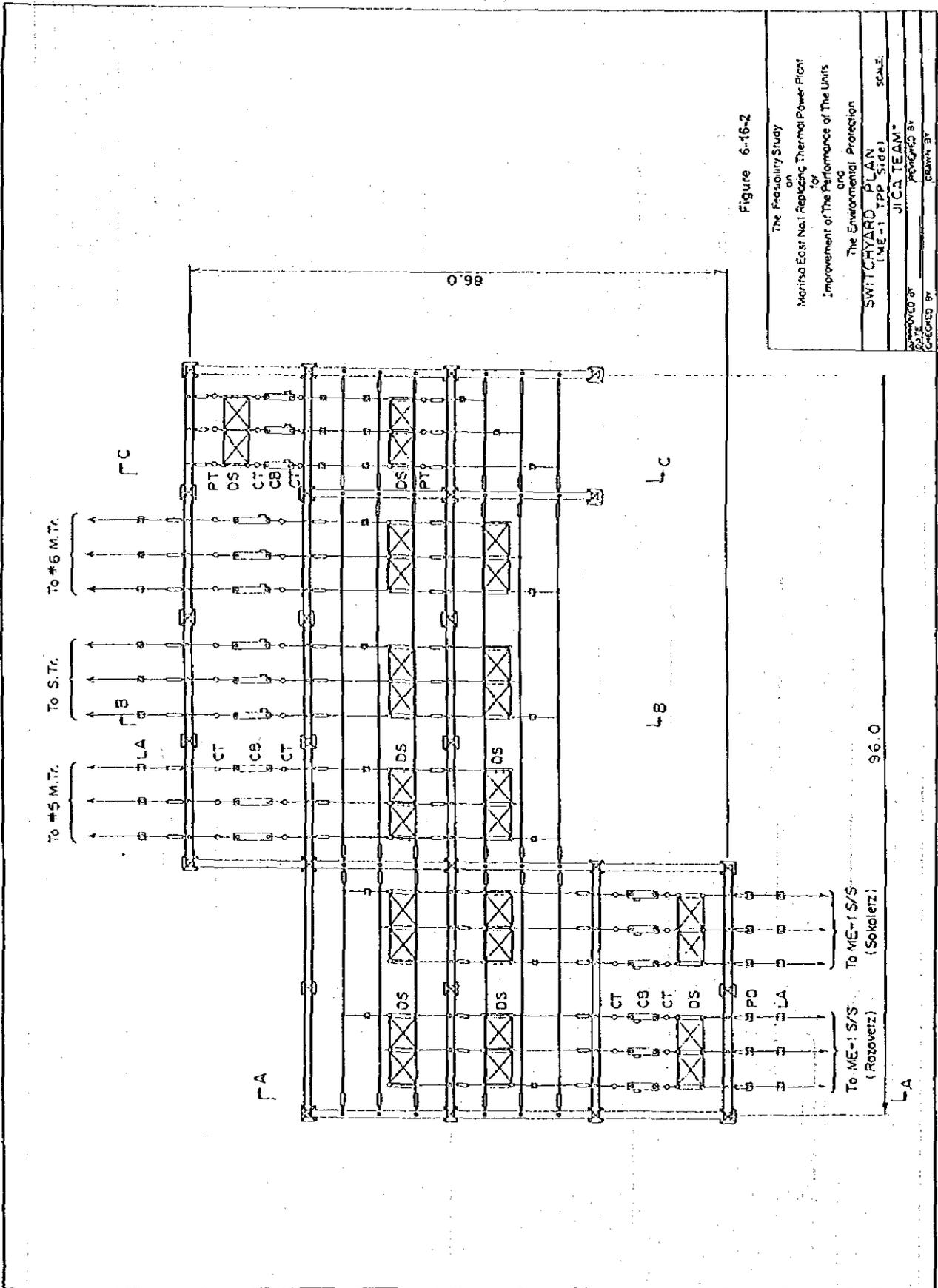


Figure 6-16-2

The Feasibility Study
 on
 Replacing Thermal Power Plant
 for
 and
 Improvement of The Performance of The Units
 The Environmental Protection
SWITCHYARD PLAN
 (ME-1 TPP Side) SCALE:
 DESIGNED BY JICA TEAM*
 CHECKED BY [Signature] DRAWN BY [Signature]

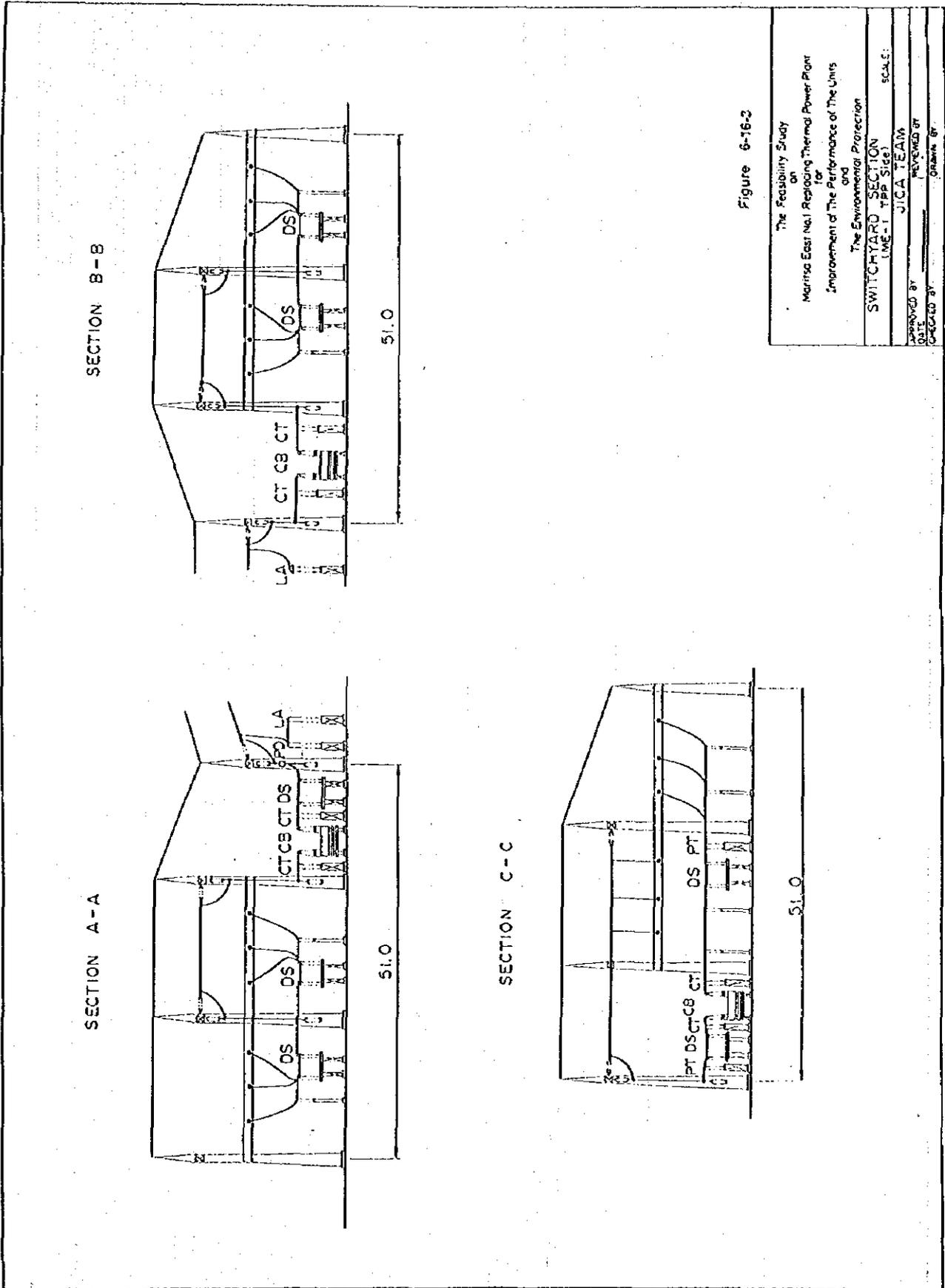
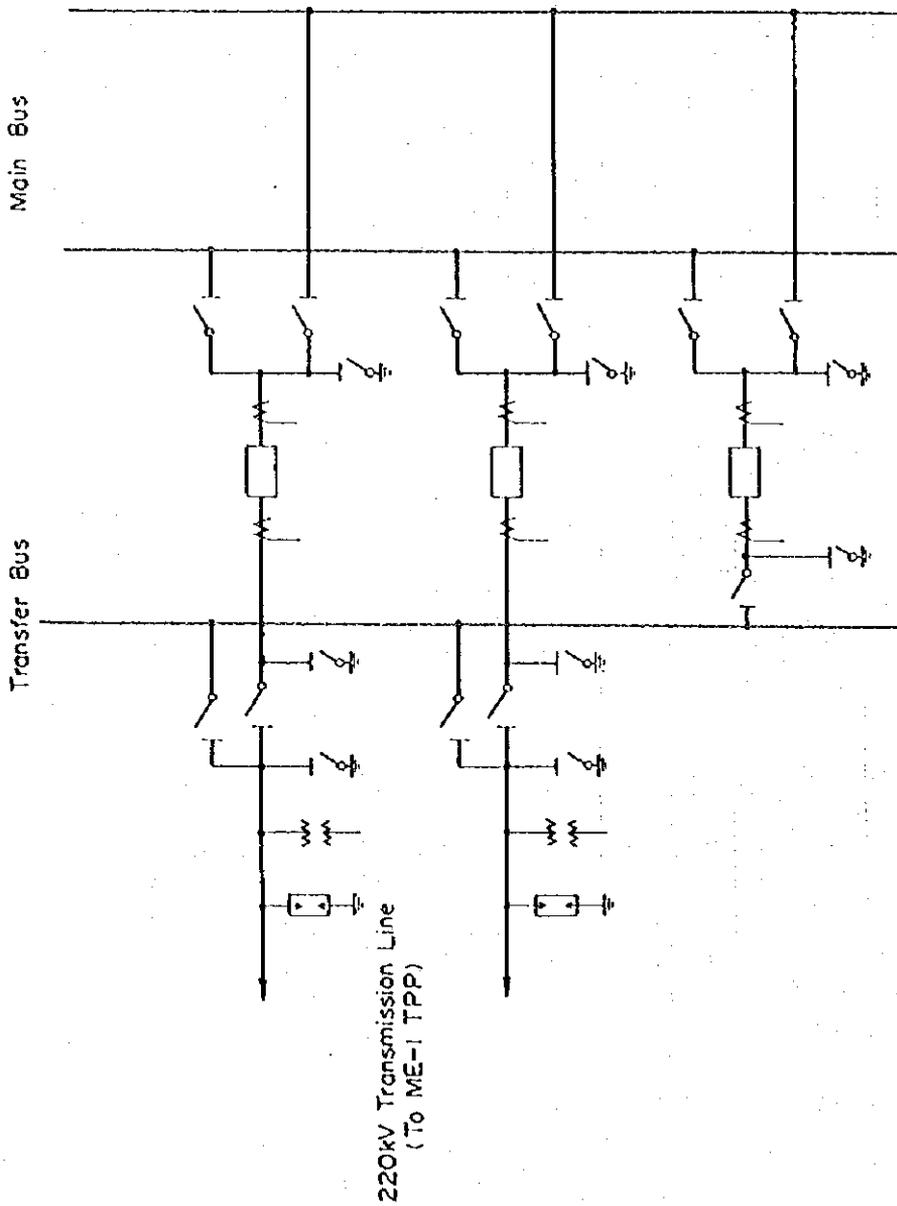


Figure 6-16-2

The Feasibility Study
 on
 Marisa East No.1 Replacing Thermal Power Plant
 for
 Improvement of The Performance of The Units
 and
 The Environmental Protection
 SWITCHYARD SECTION
 (ME-1 TPP Side) SCALE:
 JICA TEAM
 APPROVED BY: _____ REVIEWED BY: _____
 DATE: _____ CHECKED BY: _____
 DRAWN BY: _____



LEGEND

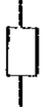
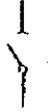
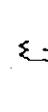
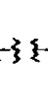
-  Circuit Breaker
-  Disconnecting Switch
-  Earthing Switch
-  Lightning Arrester
-  Current Transformer
-  Potential Transformer

Figure 6-16-4

The Feasibility Study on Morrisa East No.1 Replacing Thermal Power Plant for Improvement of The Performance of The Units and The Environmental Protection	
Single Line Diagram of Switchyard (ME-1 S/S Side)	SCALE:
APPROVED BY _____	REVIEWED BY _____
DATE _____	CHECKED BY _____
JICA TEAM	DRAWN BY _____

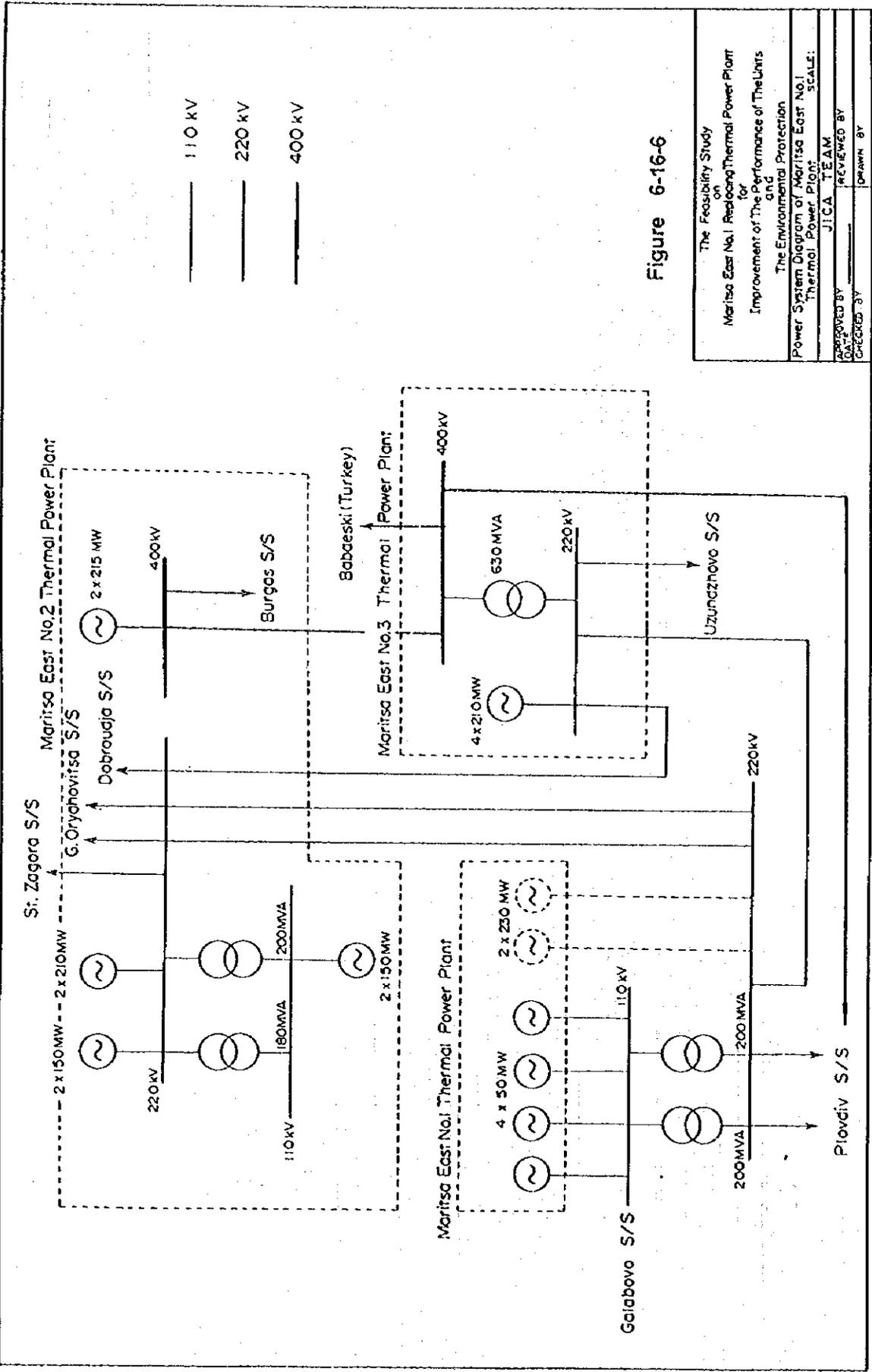


Figure 6-16-6

The Feasibility Study
 on
 Maritsa East No.1 Replacing Thermal Power Plant
 for
 Improvement of The Performance of The Units
 and
 The Environmental Protection
 Power System Diagram of Maritsa East No.1
 Thermal Power Plant SCALE:
 JICA TEAM
 APPROVED BY _____ REVIEWED BY _____
 DRAWN BY _____ CHECKED BY _____

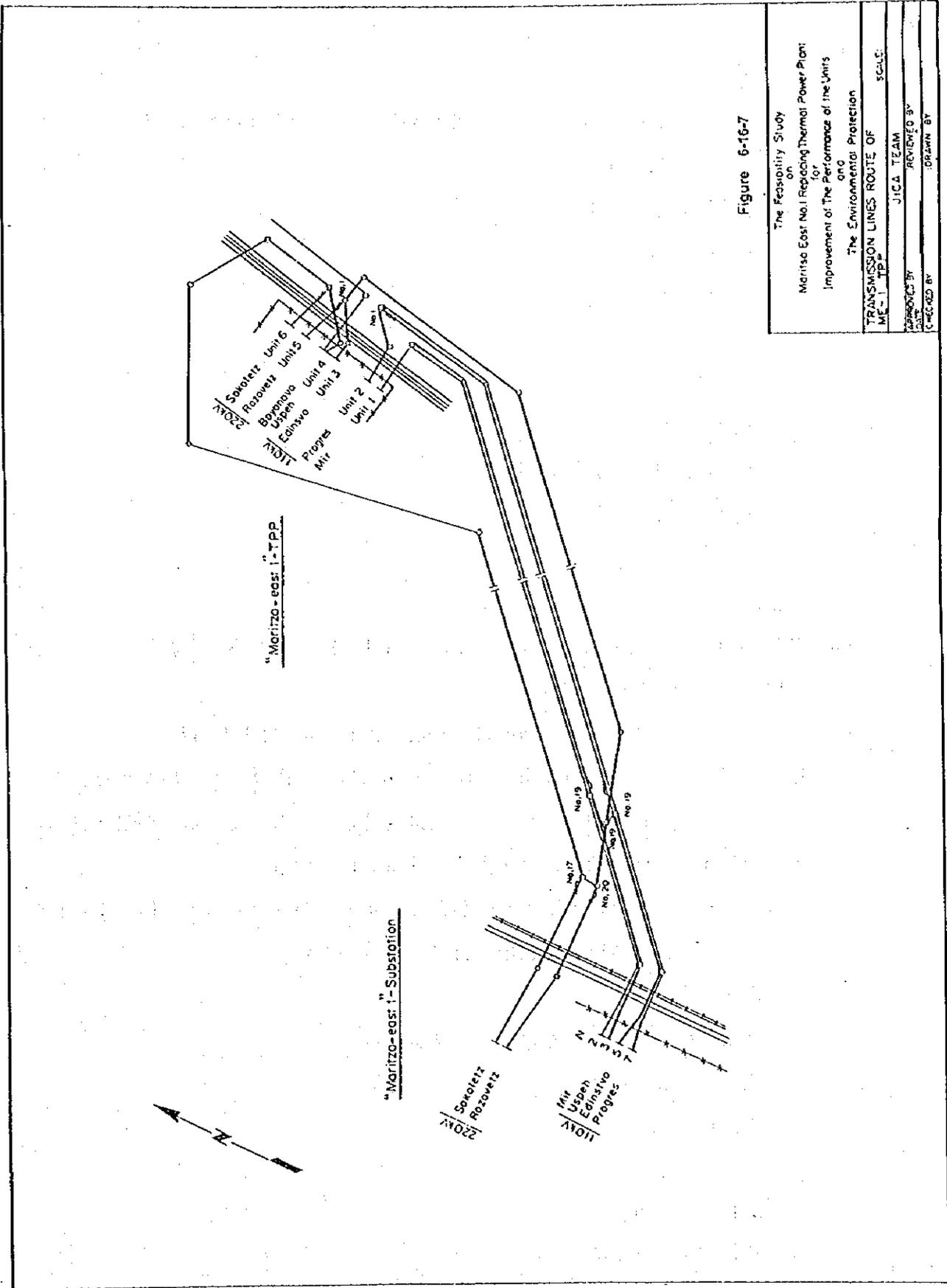


Figure 6-16-7

The Feasibility Study	
on	
Moriso East No.1 Replacing Thermal Power Plant	
for	
Improvement of The Performance of the Units	
and	
The Environmental Protection	
TRANSMISSION LINES ROUTE OF	SCALE:
ME-1-TPP	JICA TEAM
APPROVED BY	REVIEWED BY
DRAWN BY	CHECKED BY

6.17 建築物及び煙突

6.17.1 建築物

(1) 検討条件

建築物の規模、形状、構造を決定するために、下記の条件を検討した。

- 機器の配置計画
- 機器の搬入計画
- 運転上の動線
- 配管、ケーブルのルート
- 荷重条件
- 既設との関連
- 地盤条件
- ブルガリア国の設計規模
- 建設工程

(2) 検討結果

- (a) 各建物の規模、構造については、Table 6-17-1 にまとめた。詳細については Table 6-17-2~12 に示した。
- (b) タービン室、ボイラー室の図面は Figure 6-17-1~4 にまとめた。
- (c) 地業計画については、地表面より深さ約10m以深に固結シルト層があり、今回計画のうち重量建築物は、その層に直接支持させるものとする。軽量建築物は、上層のN値15程度の砂層に直接支持させるものとする。
- (d) 荷重：設計用の荷重は下記のものがあり、組み合わせたもので、検討する必要があるが、詳細については、規準書によるものとする。
 - 重量（固定荷重）
 - 有効負荷（人間、機器の重量：積載荷重）
 - 風荷重：38kg/m²
 - 雪荷重：40kg/m²
 - 据付用荷重
 - クレーン荷重
 - 配管、ケーブル荷重
 - 地震荷重

(e) 地震力の計算方法：地震力は次式により、計算する。

$$Q = A \times I \times S \times W$$

ここで、Q：地震力

A：地域係数（今回地域は最大の 0.27）

I：重要度係数（火力発電所は 1.5）

S：反応係数（鉄骨 : 0.2~0.25、

鉄筋コンクリート : 0.2~0.3

煙突 : 0.35)

W：建物重量

上記式により、地震力Qは、下記の範囲となる。

$$Q = (0.081 \sim 0.142) \times W$$

(f) 避雷針の設置規準があり、避雷針のカバーエリアは俯角約45度の範囲である。

(3) その他

- (a) 「消防建設基準：No.2」があり、消火設備、火災報知設備の設置基準が記載されている。
- (b) 地域は工業指定地域である。
- (c) 建物間の距離は4 m以上とする。4 m以下の場合は耐火構造とする。
- (d) タービン室の外壁は、不燃又は難燃材料を使用する。
- (e) 鉄骨に耐火被覆をする必要はない。
- (f) 防火区画：特に制限はない。
- (g) 建設中の騒音、振動の規制はない。
- (h) 建築の確認申請は特に必要はないが、事前に消防局と協議する必要がある。
- (i) 建設中は、建設省、消防局、環境省、労働省のメンバーによる検査が2回程度実施される。

6.17.2 煙 突

(1) 検討条件

煙突の形状を決定するために、下記の条件を検討した。

- 排出ガス量
- 排出ガス温度
- 煙突の高さ
- 排出ガス速度

(2) 検討結果

- (a) R1号、R2号用の煙道は別々とした。
- (b) 内筒を2本設け、外力に対しては、鉄筋コンクリート造の外筒で抵抗する構造とした。
- (c) (1)の条件から、内筒の形状を決定し、それから外筒の形状を決定した。
- (d) 煙突の外筒の構造は、鉄骨に比べて経済的に優位な鉄筋コンクリート造りとした。また、形状は経済性を考慮して円形とした。
- (e) 基礎は筒身が荷重に対して安全になるような形状とした。
- (f) 地業は、地盤調査の結果より、地表面より約10mの深さの固結シルトに直接支持させるものとする。
- (g) 形状の計算結果は Table 6-17-13 に示した。
- (h) 形状の詳細については、Table 6-17-14 に示した。
- (i) 煙突の図面を Figure 6-17-5 に示した。

(3) 計画実行に伴う考慮事項

- (a) 煙突の重量は約20t/m²であり、地震時の転倒モーメントに対して、更に大きな荷重が地盤に作用するので、検討が必要である。
- (b) 煙突直下での地盤調査を行い、地盤特性を把握する必要がある。
- (c) 詳細な構造解析による応力を求め、地盤の安全性を確認する必要がある。
- (d) その結果、杭の必要性を検討する必要がある。
- (e) 昼間用に航空障害標識を設け、夜間用には航空障害灯を設けることとする。
高さ180m以上の構造物に対しては、航空関係機関の許可が必要である。

- (f) 煙道ダクト下は、消防車通過のため、4.5m以上の高さを確保する。
- (g) ブルガリア国では、RC (reinforced concrete) 杭は工場生産しているが、PC (pre-cast concrete) 杭、鋼管 (steel pipe) 杭は生産していない。

Table 6-17-1 建築物リスト (基礎リストを含む)

名 称	数	構造	幅	長さ	高さ	備 考	
I. 建築物リスト							
1	タービン室	1	S	50.2	154.2	26.8	デイルターを含む
2	ボイラー室	2	S	66.0	57.0	70.0	バンカー、ヒーターを含む
3	中央操作室	1	S	24.5	43.9	17.5	2階建て
4	貯炭場上屋	1	S	260.0	355.0	38.0	
5	石灰石貯蔵上屋	1	S	53.0	355.0	32.0	
6	トリッパー建屋	1	S	5.0	280.0	13.0	
7	灰処理制御室	1	RC	21.0	26.0	12.0	2階建て
8	石炭・石灰石運搬制御室	1	RC	20.0	20.0	12.0	2階建て
9	純水装置室	1	S	29.0	39.0	13.0	2階建て
10	排水処理室	1	RC	20.0	30.0	13.0	2階建て
11	水素発生装置室	1	RC	4.0	6.0	5.0	屋根は鉄骨
II. 基礎リスト							
1	EP基礎	2		34.0	23.0	t=1.2	
2	トランス基礎(R1)	1		10.0	30.0	t=2.0	主変、所変、起変
	トランス基礎(R2)	1		10.0	20.0	t=2.0	主変、所変
3	煙道基礎	18		5.0	1.6	t=1.0	L=90m @5m
4	FDF基礎	4		5.5	10.0	t=1.5	
5	IDF基礎	4		5.5	10.0	t=1.5	
6	アッシュストレージサイロ基礎	1		19.0	37.0	35.3	RC架構 (2層)
7	アッシュトランジットタンク基礎	1		19.0	37.0	29.3	RC架構 (2層)
8	アッシュローディングサイロ基礎	1		19.0	37.0	32.3	RC架構 (2層)
9	コンベヤー基礎 (石炭)	125		4.8	1.8	t=1.0	L=1,250m @10m
	コンベヤー基礎 (石灰石)	30		4.8	1.8	t=1.0	L=300m @10m (240mは既設地下洞道)
10	パイプラック基礎(灰)	120		4.8	1.8	t=1.0	L=1,200m @10m
11	純水装置基礎	1					一式
12	排水処理設備基礎	1					一式

Table 6-17-2 タービン室

項目	仕様	備考
1. 建築面積(m ²)	7,430.7	
増築分	6,305.1	
既設分	1,125.6	
2. 建物高さ	GL+27.0m	
増築分	GL+27.0m	
既設分	GL+27.0m	
3. 階数	3	
増築分	3	
既設分	2	改造
4. 延床面積(m ²)	16,192.8	
増築分	13,941.6	
既設分	2,251.2	
5. 建築容積(m ³)	200,629.4	
増築分	170,238.2	
既設分	30,391.2	
6. 上部構造	鉄骨構造	
7. 基礎構造	マット基礎形式	直接基礎形式
8. 外部仕上げ		
屋根	アスファルト防水層+ コンクリートブロック	勾配：1/100
外壁	2階より上 2階より下	フッ素樹脂鋼板 プレキャストコンクリート版
9. 内部仕上げ		
床	塩化ビニールタイル	
間仕切り壁	空洞コンクリートブロック	
10. その他		
建築設備	換気設備	

Table 6-17-3 ボイラー室

項目	仕様	備考
1. 建築面積(m ²)	7,686.0	
1ユニット当	3,843.0	
ユニット数	2	
2. 建物高さ	GL+70.0m	
3. 階数	10	
4. 延床面積(m ²)	46,062.0	
1ユニット当	23,031.0	
ユニット数	2	
5. 建築容積(m ³)	538,020.0	
1ユニット当	269,010.0	
ユニット数	2	
6. 上部構造	鉄骨構造	
7. 基礎構造	マット基礎形式	直接基礎形式
8. 外部仕上げ		
屋根	アスファルト防水層+	勾配 : 1/100
外壁	コンクリートブロック グラスファイバー補強 コンクリート版	
9. 内部仕上げ		
床	コンクリート金ゴテ仕上げ、 チェッカープレート、 グレーチング	
10. その他		
	避雷針設備 昇降設備	

Table 6-17-4 中央操作室

項目	仕様	備考
1. 建築面積(m ²)	1,075.6	
2. 建物高さ	GL+17.5m	
3. 階数	3	
4. 延床面積(m ²)	2,466.1	
5. 建築容積(m ³)	15,399.7	
6. 上部構造	鉄骨構造	
7. 基礎構造	マット基礎形式	直接基礎形式
8. 外部仕上げ 屋根 外壁	アスファルト防水層+ コンクリートブロック プレキャストコンクリート版	勾配 : 1/100
9. 内部仕上げ 床 間仕切り壁	塩化ビニールタイル 空洞コンクリートブロック	
10. その他 建築設備	空気調和設備	

Table 6-17-5 貯炭場上屋

項目	仕様	備考
1. 建築面積(m ²)	92,300.0	
2. 建物高さ	GL+38.0m	
3. 階数	1	
4. 延床面積(m ²)	92,300.0	
5. 建築容積(m ³)	2,399,800.0	
6. 上部構造	鉄骨構造	
7. 基礎構造	独立フーチング及びつなぎ梁	直接基礎形式
8. 外部仕上げ 屋根 外壁	フッ素樹脂鋼板 フッ素樹脂鋼板	
9. 内部仕上げ 床	床無し	
10. その他 建築設備	自然換気	

Table 6-17-6 石灰石貯蔵上屋

項目	仕様	備考
1. 建築面積(m ²)	18,815.0	
2. 建物高さ	GL+32.0m	
3. 階数	1	
4. 延床面積(m ²)	18,815.0	
5. 建築容積(m ³)	413,930.0	
6. 上部構造	鉄骨構造	
7. 基礎構造	独立フーチング及びつなぎ梁	直接基礎形式
8. 外部仕上げ 屋根 外壁	フッ素樹脂鋼板 フッ素樹脂鋼板	
9. 内部仕上げ 床	床無し	
10. その他 建築設備	換気設備	

Table 6-17-7 トリップパー建屋

項目	仕様	備考
1. 建築面積(m ²)	1,400.0	
2. 建物高さ	GL+13.0m	
3. 階数	1	
4. 延床面積(m ²)	1,400.0	
5. 建築容積(m ³)	18,200.0	
6. 上部構造	鉄骨構造	
7. 基礎構造	独立フーチング及びつなぎ梁	直接基礎形式
8. 外部仕上げ 屋根 外壁	フッ素樹脂鋼板 フッ素樹脂鋼板	
9. 内部仕上げ 床	床無し	
10. その他 建築設備	換気設備	

Table 6-17-8 灰処理制御室

項目	仕様	備考
1. 建築面積(m ²)	546.0	
2. 建物高さ	GI.+12.0m	
3. 階数	2	
4. 延床面積(m ²)	1,092.0	
5. 建築容積(m ³)	6,552.0	
6. 上部構造	鉄筋コンクリート構造	
7. 基礎構造	独立フーチング及びつなぎ梁	直接基礎形式
8. 外部仕上げ 屋根 外壁	アスファルト防水層 鉄筋コンクリート	
9. 内部仕上げ 床	塩化ビニールタイル	
10. その他 建築設備	空気調和設備	

Table 6-17-9 石炭・石灰石運搬制御室

項目	仕様	備考
1. 建築面積(m ²)	400.0	
2. 建物高さ	GL+12.0m	
3. 階数	2	
4. 延床面積(m ²)	800.0	
5. 建築容積(m ³)	4,800.0	
6. 上部構造	鉄筋コンクリート構造	
7. 基礎構造	独立フーチング及びつなぎ梁	直接基礎形式
8. 外部仕上げ 屋根 外壁	アスファルト防水層 鉄筋コンクリート	
9. 内部仕上げ 床	塩化ビニールタイル	
10. その他 建築設備	空気調和設備	

Table 6-17-10 純水装置室

項目	仕様	備考
1. 建築面積(m ²)	1,214.0	
2. 建物高さ	GL+13.0m	
3. 階数	2	
4. 延床面積(m ²)	2,135.0	
5. 建築容積(m ³)	16,225.0	
6. 上部構造	鉄骨構造	
7. 基礎構造	独立フーチング及びつなぎ梁	直接基礎形式
8. 外部仕上げ 屋根 外壁	フッ素樹脂鋼板 フッ素樹脂鋼板	
9. 内部仕上げ 床	塩化ビニールタイル	
10. その他 建築設備	換気設備	

Table 6-17-11 水素発生装置室

項目	仕様	備考
1. 建築面積(m ²)	24.0	
2. 建物高さ	GL+5.0m	
3. 階数	1	
4. 延床面積(m ²)	24.0	
5. 建築容積(m ³)	120.0	
6. 上部構造	鉄筋コンクリート構造	
7. 基礎構造	独立フーチング及びつなぎ梁	直接基礎形式
8. 外部仕上げ 屋根 外壁	フッ素樹脂鋼板 鉄筋コンクリート	
9. 内部仕上げ 床	コンクリート金ゴテ仕上	
10. その他 建築設備	自然換気	

Table 6-17-12 屋外機械台基礎

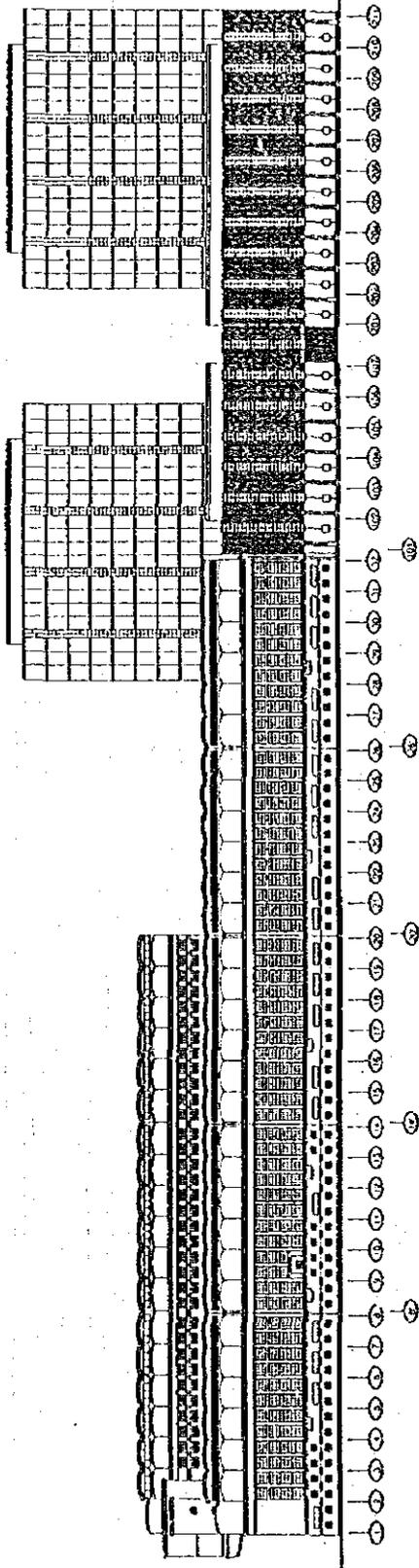
	名 称	基 数	幅 (m)	長さ (m)	厚さ 又は 高さ(m)	備 考
1	EP基礎	2	34.0	23.0	t=1.2	
2	変圧器基礎 (R 1)	1	10.0	30.0	t=2.0	
	変圧器基礎 (R 2)	1	10.0	20.0	t=2.0	
3	煙道基礎	18	5.0	1.6	t=1.0	L=90m 5m間隔
4	FDF基礎	4	5.5	10.0	t=1.5	
5	IDF基礎	4	5.5	10.0	t=1.5	
6	アッシュストレージサイロ基礎	1	19.0	37.0	35.3	RC造(2層)
7	アッシュトランジットタンク基礎	1	19.0	37.0	29.3	RC造(2層)
8	アッシュローディングサイロ基礎	2	19.0	37.0	32.3	RC造(2層)
9	コンベヤー基礎(石炭)	125	4.8	1.8	t=1.0	L=1250m 間隔10m
	コンベヤー基礎 (石灰石)	30	4.8	1.8	t=1.0	L=300m 間隔10m (L=240mは既設地下洞道)
10	パイプラック基礎(灰)	120	4.8	1.8	t=1.0	L=1200m 間隔10m
11	水処理装置基礎	1	—	—	—	
12	排水処理設備基礎	1	—	—	—	

Table 6-17-13 煙突形状計算

燃料条件	単位	Ash Max	備考
タービン出力	MW	230	
排出ガス温度	oC	170	
排出ガス量	$10^3 \text{m}^3 \text{N/h}$	1297.0	
	$\text{m}^3 \text{N/sec}$	360.3	
$Q_g =$	m^3 / sec	584.6	ガス温度において
ガス比重	$\text{kg} / \text{m}^3 \text{N}$	1.175	
$r_g =$	kg / m^3	0.724	ガス温度において
内筒必要断面積	m^2	17.35	トップノズル
内筒必要直径	m	4.700	トップノズル
決定直径	m	4.70	トップノズル
決定断面積	m^2	17.35	トップノズル
排出ガス速度	m / sec	33.7	トップノズル
内筒一般部直径	m	5.00	
内筒一般部断面積	m^2	19.6	
内筒一般部ガス速度	m / sec	29.8	
煙道部開口面積	m^2	27.0	3m x 9m
ガス速度	m / sec	21.7	煙道取り合い部
空気比重	kg / m^3	1.185	大気の25度での
自然通風力	mmAq	74.4	
圧力損失(1)	mmAq	81.69	トップノズルの通過損失
圧力損失(2)	mmAq	22.40	内筒の摩擦損失
圧力損失(3)	mmAq	18.19	煙道取り合い部損失
全圧力損失	mmAq	122.28	
必要押込通風力	mmAq	47.92	(< 50 mmAq)
結果		OK	

Table 6-17-14 煙突

項目	仕様	備考
1. 高さ(m)	180.0	
2. 外筒	GL+177.0m	
(1) 内法直径(m)		
頂部	12.5	
底部	17.0	
(2) 壁厚(cm)		
頂部	25.0	
底部	60.0	
3. 内筒		
(1) 内筒数	2	
(2) 内径(m)		
トップノズル	4.7	
一般部	5.0	
4. ステージ数	5.0	
5. 上部構造	鉄筋コンクリート構造	
6. 基礎構造	マット基礎形式	直接基礎形式
形状	八角形	
最大長さ(m)	40.0	
厚さ(m)	7.5	
7. ライニング材料	キャストブルセメントライニング	
8. その他	避雷針設備 梯子	



ELEVATION WITH THE EXISTING MALL 1:500

Figure 6-17-2

NO.	DESCRIPTION	DATE	SCALE
1	REPUBLIC OF BURUNDI NATIONAL ELECTRICAL COMPANY S.P. MARTIN KATYI NO 1 THERMAL POWER PLANT UNITS AND AIR INLET AIRSPACING PROJECT		
ELEVATION WITH THE EXISTING MALL			
DRAWN BY: INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY		DATE: 1980	SCALE: 1:500
CHECKED BY:			
APPROVED BY:			

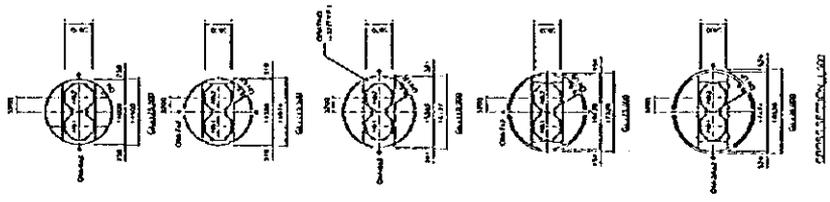
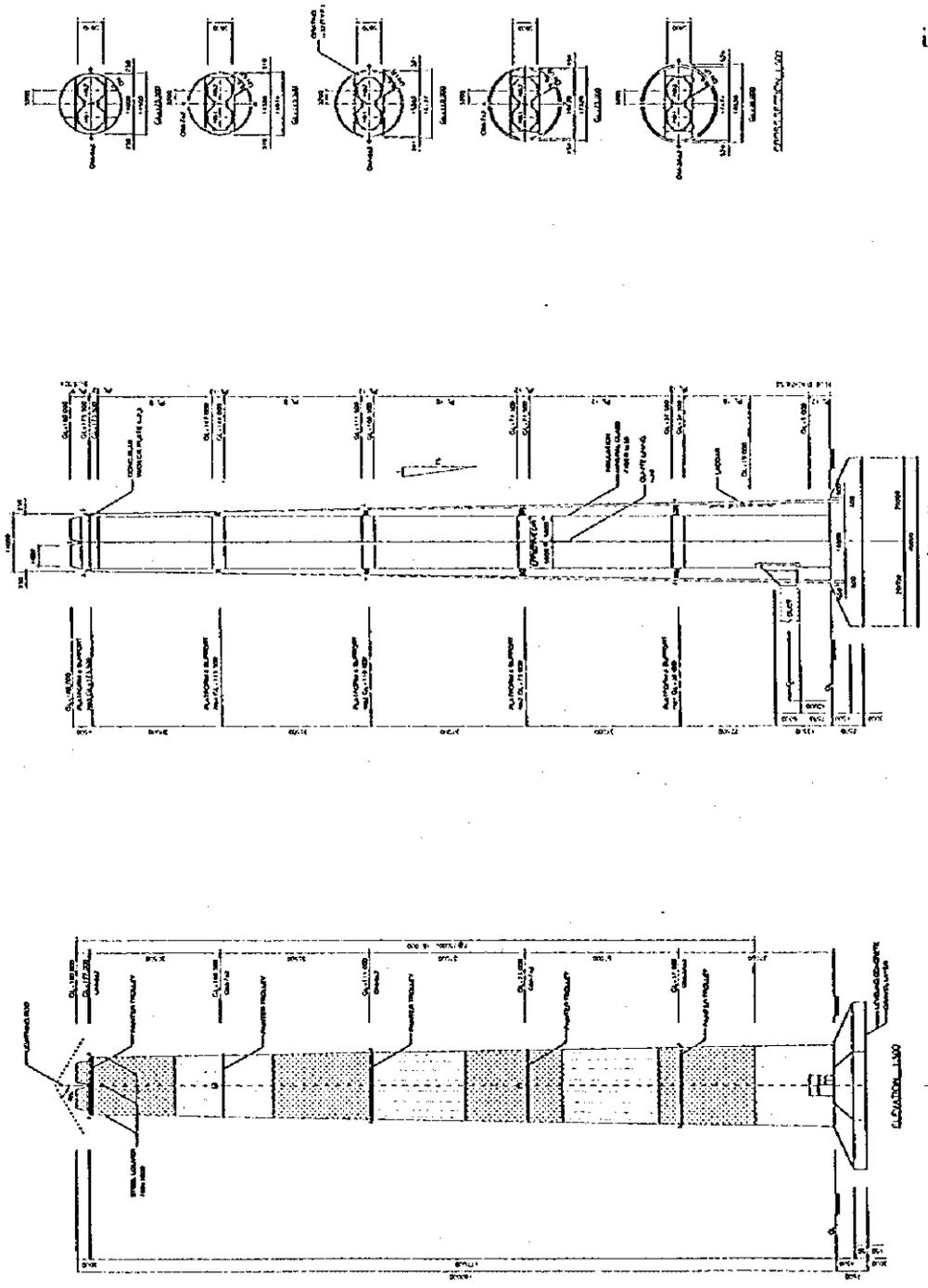


Figure 6-17-5

ORGANIZATION	REPUBLIC OF MALAYSIA
PROJECT	NATIONAL ELECTRONIC COMMUNICATIONS AUTHORITY
DESIGN	UNITED KINGDOM TELECOMMUNICATIONS AUTHORITY
CONTRACT	UNITED KINGDOM TELECOMMUNICATIONS AUTHORITY
DATE	NEW SINGAPORE
SCALE	AS SHOWN
NO.	175
REV.	175

第7章 施工計画

第7章 施工計画

(頁)

7.1 契約形態	7- 1~ 7- 4
7.2 建設工程	7- 5~ 7- 9

[List of Figures]

7-2-1 : Maritsa East No.1 Replacing Power Plan Implementation Schedule

7-2-2 : Design Stage (For example)

7-2-3 : Example of Construction Schedule

第7章 施工計画

7.1 契約形態

7.1.1 契約形態の基本的考え方

プロジェクトの規模の大小に拘らず必要なことであるが、特に発電プロジェクトのような大型プロジェクトの場合には、契約の形態及びプロジェクトの実施部隊の組織を明確に確立しておくことは非常に重要なことである。プロジェクトの起案の時点で契約形態の方針を定めそれをよく理解しておくこととその後の計画が円滑に進められる。

まず、プロジェクトの実施にはプロジェクトの所有者が居て、その所有者が要求する機能、性能を満足する装置、機器、材料システムを要求された期間内で納入し、代価の支払いを受ける契約者が存在する。契約はこの2者間に結ばれる約束事である。別の言い方をすると、この2者は契約書を挟んで相対峙する関係になる。従って、契約者の立場のものは部分的であっても、所有者の立場に立ったり代行する立場に立ったりすることは許されない。

しかし、所有者側に十分な数の人材が不足したり、技術や資金調達上の経験などが不十分な場合は、所有者は外部よりコンサルタントを雇用してその不足分を補うことが出来る。又、プロジェクト・コストを融資する銀行(団)ないし他融資機関がそのプロジェクトの順調なる建設や運転を期待して、彼らが承認する外部のコンサルタントを所有者が雇用することを融資条件とすることがある。

ブルガリアの電力庁(NBK)の場合は通常大きなプロジェクトを実施する場合はPIU(Project Implementation Unit)という一種のタスク・フォース(Task Force)が作られ、NBKを代表してプロジェクトマネジメントを実行するシステムがある。

従って、本プロジェクトではPIUが所有者の立場に立つ。

7.1.2 契約の区分け

(1) 契約の区分けには実績的にも種々の区分けが存在するが、大きく分ければ2つに分けられる。一つは発電プラントを全て一括して一つの組織(企業あるいは企業体)に発注する方式(これは Full Turn Key Contract と称する)で、もう一つは全業務、供給を複数の契約に分ける方式である(これは Separate Contract と称する)。

(2) 前者は責任の所在が一つであるため、所有者としては唯一の組織のみをコントロールしていればよい。所有者にとっても極めて楽なやり方といえる。但し、火力発電設備は多種多様の分野の非常に高度な技術を要する様々な機器が集まって成り立っている関係で、1社で何もかも一流の製品を安く作れる企業は存在しない。従って、必ずしも優秀で安い機器や新しい技術の導入は期待されないし、リスクが金額に上乗せになり、高いものにつくことが多い。

(3) 後者は責任の所在が多数あるため、それぞれをうまくコントロールすると同時に、各契約間の技術上のインターフェイスや業務のコーディネーションに多大の労力を費やす必要があり、またそれ相応の管理能力と技術力が要求される。但し、それぞれの契約で競争入札を実施する関係上、世界中から品質がよくて安い物を選択し、購入できる。

(4) 従って、プロジェクトの性格、要求されている事項、国情、所有者の能力経験、金額、建設期間などを有機的、総合的に考慮して、この区分けを決定すべきである。

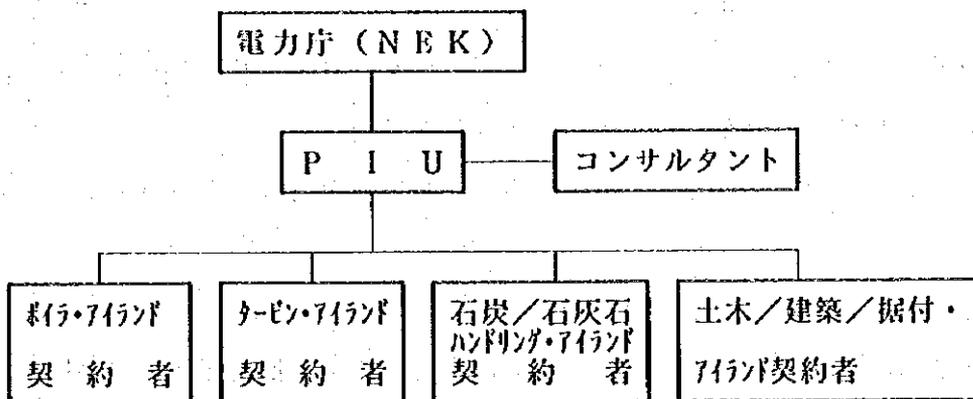
慎重に検討した結果、プラント・機器の供給、契約は次の4つのアイランド(島)に区分けするのが適当と判断される。

- (a) ボイラ・アイランド
- (b) タービン・アイランド
- (c) 石炭/石灰石ハンドリング・アイランド
- (d) 土木/建築/据付・アイランド

上記の(a)~(c)迄は該当する機器の供給と据付・試運転指導員の派遣を含み、(d)は(a)から(c)までの全ての土木、建築、据付工事を含むものとする。

尚、コンサルタントの具体的な業務範囲は所有者が所有している人数、経験、方針、好みにより変わるが、基本的には資金調達、入札、評価、契約折衝、プロジェクトの実施、性能試験等上でのエンジニアリング・サービスとアドミニストレーション/コマーシャル・サービスが期待される。

以上を総合して図式化すると、次のようになる。



更に、プロジェクト・コスト（第8章にて記載）を図式化して分割すると、下図の用になる。

コン サ ル タ ン ト 業 務	土 木 ／ 建 築 ／ 据 付	ボイラ・アイランド
		タービン・アイランド
		石炭／石灰石ハンドリング・アイランド

7.1.3 各アイランドの役割・任務及び供給範囲

各アイランドの役割・任務及び供給範囲は概略次の通り。

詳しくは“第8章 再建費用 8.2.1 各アイランドの供給範囲”に記す。

(1) ボイラ・アイランド

ボイラ及び全ての関連補機、計装・制御装置、ボイラ鉄骨、灰捨場迄の灰処理装置。計装・制御に関しては他のアイランドとのインターフェイスの取りまとめ業務も含む。

(2) タービン・アイランド

タービン及び全ての関連補機、熱供給設備、計装・制御装置、電気設備、緊急用ディーゼル発電機、水処理、排水処理、開閉所、送電線・変電所（限定された範の）

(3) 石炭・石灰石ハンドリング・アイランド

鉄道の引込み線、石炭貨車の荷卸し装置、スタッカー、リクレーマー、粉碎機、ベルト・コンベアー等を含む石炭ハンドリング設備。

トラックにて搬入されてきた石灰石の受入れ以降の石灰石ハンドリング設備。

(4) 土木／建築／据付・アイランド

上記3つのアイランドに関連する全ての土木、建築、据付工事および同3つのアイランドに直接関連しなくとも、再建プロジェクトに直接関連して発電所敷地内で行う必要がある土木、建築、据付工事。

既設設備の撤去工事、撤去後の敷地のレベリングは含まない。

(5) コンサルタント費

資金調達、入札、評価、契約折衝、プロジェクトの実施、性能試験等上でのエンジニアリング・サービスとアドミニストレーション／コマースシャル・サービス

7.2 建設工程

本建設工程を作成するに当たって、特にクリチカル・パスとなる以下の点に注目する必要がある。

- (1) 予算措置に要する期間
- (2) コンサルタント選定及びコンサルタントの業務内容
- (3) 基本設計及び詳細設計並びに入札仕様書の作成期間
- (4) 入札の評価及び発注までの期間
- (5) 上物から提出されるL/D (Loading Data) に基づくCivilの設計期間
- (6) 承認申請書のチェック及び承認に要する期間
- (7) Siteでの工程管理、施工管理及び安全管理体制の構築
- (8) 試運転及び調整期間

以上の項目の内、(1)～(2)については、NEKの効率性ある業務推進に期待されるところが大きい。また、(3)～(8)については、実力のある誠実で強力なコンサルタントが選択されることが重要である。

上記の点を踏まえて、過去の同規模の計画と実績 (Figure 7-2-2 および 7-2-3 参照) から建設計画を策定すると次の通りである。(Figure 7-2-1)

(1) フィージビリティ・スタディ終了	1996年8月末
(2) 予算措置終了	1997年6月末
(3) コンサルタント選定終了	1997年1月初
(4) 基本設計・詳細設計及び入札仕様書作成終了	1997年8月末
(5) 入札評価終了及び発注	
• Civil	1998年4月初
• Boiler, Turbine, C/H	1998年6月初
(6) Civil 工事開始	1998年4月初
(7) 機器据付開始	1999年8月初
(8) ボイラ水圧テスト	2000年9月初
(9) 受電及び試運転開始	2000年12月初
(10) ボイラ火入れ	2001年4月初
(11) 発電機初併入	2001年7月初
(12) 営業運転開始 (R-1 unit)	2001年10月初

但し、R-2 unitの営業運転開始は、6ヶ月のIntervalとする。

建設工程を検討するにあたり、下記項目を考慮した。

- (1) 営業運転開始は、需給バランス等から、2001年初頭の出来る限り早い時点とした。
- (2) R-1とR-2の据付工程は、技術面および経済性から6ヶ月のIntervalとした。
このことにより、建設時の機材搬入及び据付要員のピークを低く抑えることが出来る。
- (3) ボイラ水圧テスト時期は、ボイラ材質の低温脆性を招く厳寒期を避けることとした。
- (4) 循環水ポンプ及び取水路・放水路の切替え工事による既設プラントの負荷抑制と停止期間は、可能な限り短くすることを考慮した。
- (5) 冬期間も夏期間と同様に据付工事は可能とした。

但し、厳寒期の作業能率低下については考慮する必要がある。

Figure 7-2-1 MARITSA EAST NO. 1 REPLACING POWER PLAN Unit R-1 & R-2 IMPLEMENTATION SCHEDULE

1. INITIAL FEEDING
2. STEAM ADVISORY
3. SYNCHRONIZATION
4. COMMENCEMENT OF RELIABILITY RUN
5. COMMERCIAL OPERATION

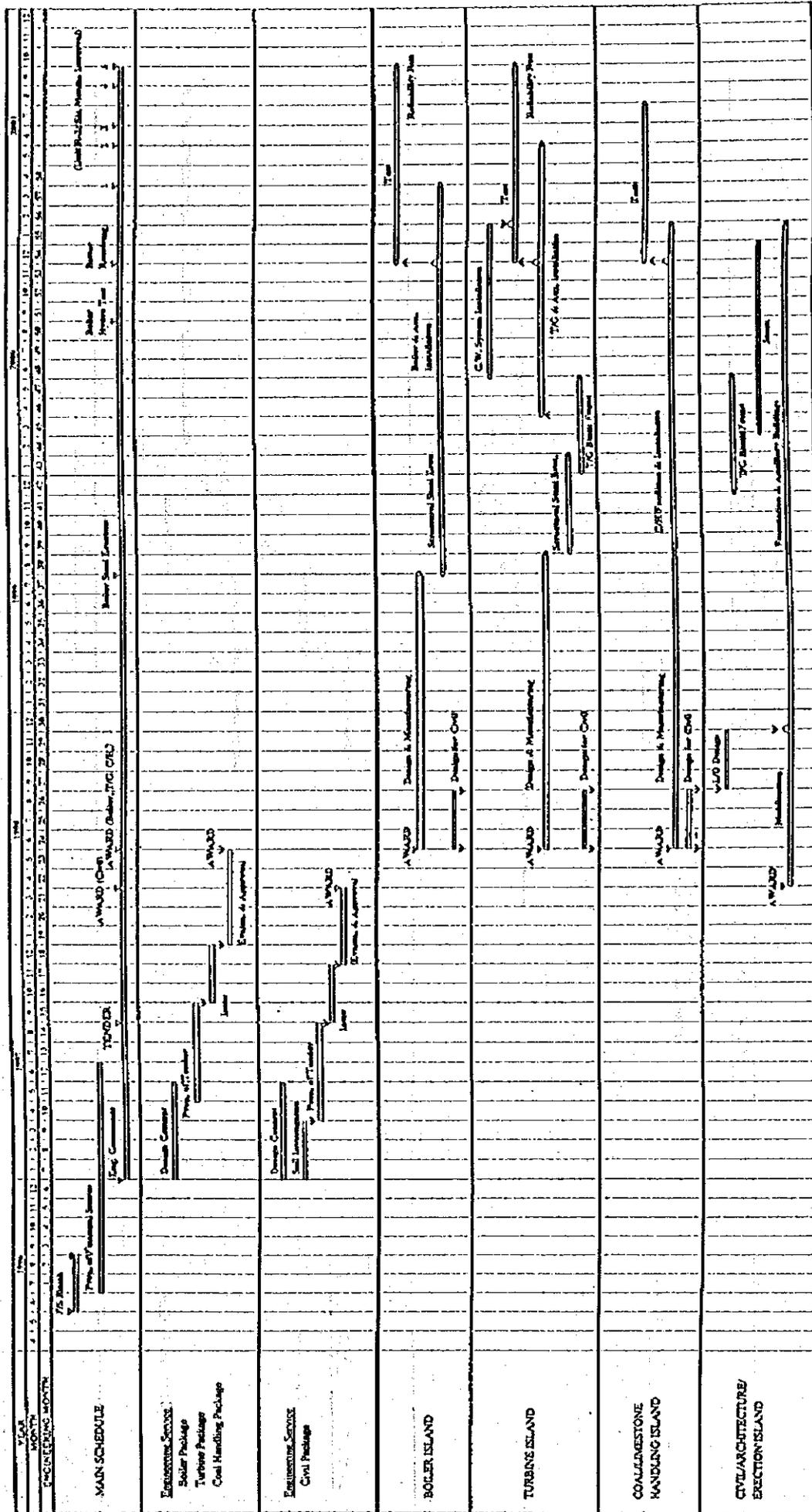
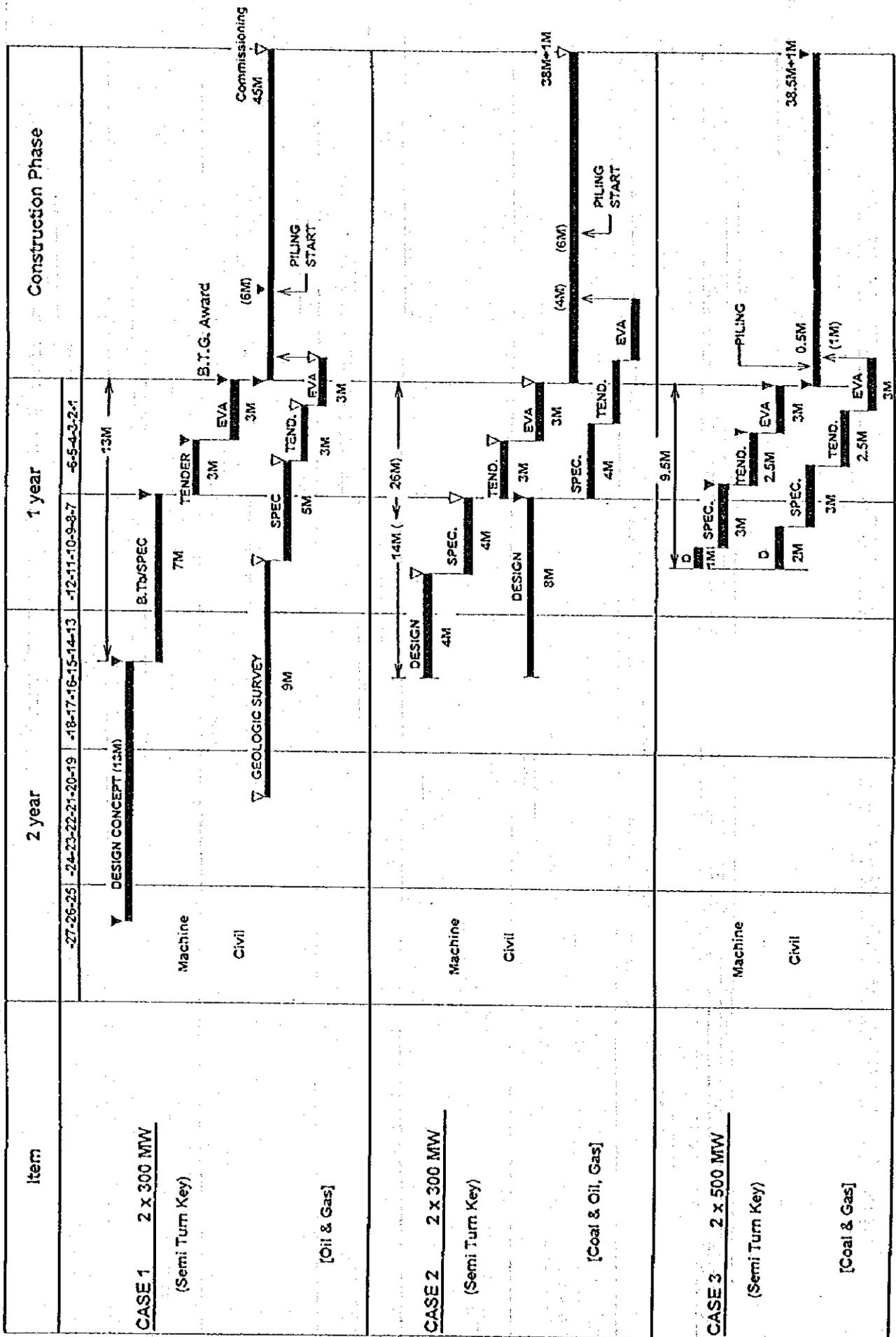


Figure 7-2-2 DESIGN STAGE (For Example)



第 8 章 再 建 費 用

第8章 再建費用

	(頁)
8.1 算定の基本的考え方	8- 1～ 8- 3
8.2 建設工事費	8- 4～ 8- 8
8.3 年度別所要資金	8- 9～ 8-10
8.4 運転保守費	8-11～ 8-13

[List of Tables]

8-3-1 : Disbursement Schedule

8-4-1 : 運転保守費 (2 ユニット分)

8-4-2 : Trial Calculation of Generation Cost

第8章 再建費用

8.1 算定の基本的考え方

8.1.1 再建費用の算定上の前提条件

- (1) 再建に係る業務としては、プロジェクト所有者側に必要な業務（プロジェクト遂行上、所有者自身が行なうべき様々な業務と、これを助勢するコンサルタントが行なうべき業務がある）とプラントの機器を供給、据付、試運転する業務に大別される。

この内後者に関連する契約を“第7章 施工計画 7.1 契約形態”にて推奨しているように、次の4つのアイランド（島）に区分けする。

- (a) ボイラ・アイランド
- (b) タービン・アイランド
- (c) 石炭／石灰石ハンドリング・アイランド
- (d) 土木／建築／据付・アイランド

ここで、アイランド(d)はアイランド(a)から(c)までの全て、及びそれ以外で再建業務に関係する土木、建築、据付の作業を全て実施するものとする。但し、アイランド(a)から(c)までの契約者はアイランド(d)の契約者が必要とする情報・データ・（場合によっては）設計を提供すると同時に、所有者の要求に従って据付工事及び試運転に必要とする有能な指導員を派遣するものとする。

- (2) (a)から(c)までの各アイランドの契約者は、国際競争入札により、アイランド(a)の契約者はブルガリア国内業社が請負うものとし国内競争入札により決定されるものとする。

- (3) プロジェクト・コストの低減と共にブルガリア国の工業の活性化のためには、現地調達を最大限に実施すべきであるが、現時点では具体的に何をどの位の価格で調達することを見積もることは極めて難しいので、(a)から(c)までの各アイランドのコストは基本的には輸入品をベースに産出し、現地調達により発生するコスト低減を保守的に（少なめに）反映した。

従って、実際の契約に当たっては現地調達が反映されるであろうし、ないしは反

映させるべきであるので、各アイランドの契約金は圧縮される方向に向かうものと予想される。

更に現地調達を積極的に動機付けするために、現地調達優遇条項 (LOCAL PREFERENTIAL CLAUSE) を入札仕様書に記載する手法がある。

- (4) (a)から(d)までのアイランドの機器、機材は現地迄の保険付き現地車上渡しとし、現地に於ける荷卸しはアイランド(d)の契約者により行なわれるものとする。
- (5) 現在ある設備で再利用しないで撤去することになっているものは、各アイランドの契約者が現地入りする前に全て所有者による撤去作業が完了しているものとする。すなわち、撤去工事費は本プロジェクト・コストには含めないものとする。
- (6) 輸入品の関税や指導員の日当に対する税金など、ブルガリア国で適用される全ての税金は免除されるものとして、プロジェクト・コストに入れられないものとする。
- (7) 各アイランドの契約者が現地にて工事を進めるのに必要な電力および水は無償にて各契約者に供与されるものとする。
- (8) プロジェクト・コストは1996年1月現在で算出したもので、1年間は無効なものとする。

8.1.2 プロジェクト・コスト算定基準

- (1) プロジェクト・コストの算定に当たり、まず米国の技術書に記載された瀝青炭焚火力用データを基準にしてリグナイト焚火力(脱硫装置を除く)のコストを見積った。また機器の中で調整を要するものは日本及び海外での実績をベースに見積もった。

尚、最終的な数字は過去15年間の価格変動傾向とも比較し、その妥当性を検討した。

(2) 更に、次のような点も算定上考慮した。

- (a) 経済的に安定した工業国のインフレ率
- (b) 現地の現状
- (c) 既設設備の流用
- (d) 主要機器のコスト比率
- (e) 瀝青炭焚からリグナイト焚に変わった場合のコスト上の影響実績
- (f) 土木／建築／据付・アイランドの契約者が地元の会社であること
- (g) 土木・建築・据付関係のブルガリア人の人件費
- (h) ブルガリア国外からの輸入品目
- (i) 円／米ドルの交換率 (J¥100/US\$)

(3) コンサルタント・フィーは業務範囲・内容・期間により変動が大きいため、詳細な見積りは避け、一般にプロジェクト・コストの3～5%計上されているのを考慮して、本F/Sでは20MUS\$をランプ・サム計上した。

(4) 予備費として20MUS\$をランプ・サム計上した。

(5) PIUにて発生するコストは本来NEK自身が算出し、負担すべきコストにつき本章では省略する。

8.2 建設工事費

8.2.1 各アイランドの供給範囲

本E/Sでは、リブナイト焚火力として、循環式流動床ボイラを適用することが推奨されたが、本形式火力での各アイランドの供給機器の範囲は次のようになる。

(1) ボイラ・アイランド

- (a) ボイラ本体及び付属品
- (b) ボイラ鉄骨及びバンカ
- (c) 再生式空気予熱器及び蒸気式空気予熱器
- (d) 石炭粉砕機及び燃焼装置
- (e) 重油燃焼装置
- (f) 通風設備
- (g) 電気集塵器
- (h) 配管及び弁類
- (i) 灰処理装置（灰捨場迄）
- (j) 計装・制御装置（他アイランドとのインターフェイスの取りまとめも含む。）
- (k) ボイラ・アイランド電気設備
- (l) 耐火材、保温材、外装及び塗装
- (m) 予備品
- (n) 据付、試運転指導者の派遣

(2) タービン・アイランド

- (a) タービン本体及び付属品
- (b) 復水器、チューブ洗浄装置
- (c) 循環水ポンプ及びスクリーン
- (d) 給水加熱器、脱気器
- (e) 給水ポンプ
- (f) 軸受冷却水システム及び水素発生装置
- (g) タービンバイパス弁
- (h) 熱供給設備
- (i) 配管及び弁類

- (j) 発電機及び付属品
- (k) 励磁機
- (l) 主変圧器、所内用変圧器及び起動変圧器
- (m) 圧縮空気システム
- (n) 非常用ディーゼル発電機
- (o) バッテリーシステム
- (p) 計装・制御設備
- (q) タービン・アイランド電気設備
- (r) 保温材、外装及び塗装
- (s) 水処理装置、排水処理装置
- (t) スイッチギア
- (u) 開閉所
- (v) 送電線、変電所
- (w) 予備品
- (x) 据付、試運転指導員の派遣

(3) 石炭／石灰石ハンドリング・アイランド

- (a) 石炭受入設備
- (b) 貯炭設備（スタッカー、リクレーマー含む）
- (c) 石炭搬送設備
- (d) 石炭粉碎機
- (e) 石灰石受入設備
- (f) 石灰石貯蔵設備
- (g) 石灰石搬送設備
- (h) 石灰石粉碎機
- (i) 計装・制御装置
- (j) 石炭・石灰石ハンドリング・アイランド電気設備
- (k) 予備品
- (l) 据付、試運転指導員の派遣

(4) 土木／建築／据付・アイランド

(4)－1 土木関係

- (a) スクリーン・ポンプ・ピット
- (b) 取水、排水トンネル
- (c) 冷却水路
- (d) 鉄道引込み線
- (e) ボイラ・アイランドの土木工事
- (f) タービン・アイランドの土木工事
- (g) 石炭／石灰石ハンドリング・アイランドの土木工事

(4)－2 建築関係

- (a) タービン建屋
- (b) ボイラ建屋
- (c) 中央制御室
- (d) 灰トリッパー建屋
- (e) 灰処理装置制御室
- (f) 石炭貯蔵建屋
- (g) 石炭／石灰石ハンドリング装置制御室
- (h) 石灰石貯蔵建屋
- (i) 水素発生装置建屋
- (j) 水処理設備
- (k) 排水処理設備建屋
- (l) 煙突
- (m) ボイラ・アイランドの機械基礎工事
- (n) タービン・アイランドの機械基礎工事
- (o) 石炭／石灰石ハンドリング・アイランドの機械基礎工事

(4)－3 据付関係

- (a) ボイラ・アイランドの据付工事
- (b) タービン・アイランドの据付工事
- (c) 石炭／石灰石ハンドリング・アイランドの据付工事
- (d) 現地搬入機器・材の荷卸し及び貯蔵、保管

(5) コンサルタント・サービス

(a) 火力発電設備の基本設計

(b) 技術仕様書作成に必要な追加調査事項

例えば、地質調査、燃料、吸収材の分析

(c) 詳細設計

① 資格審査用条件書、評価書および評価の実施

② 入札資料の作成

・技術仕様書

プラント仕様、一般技術要求事項

・コマーシャル仕様

一般条件書、特殊条件書

③ 入札の実施の助勢

④ 入札書の評価

⑤ 契約折衝の助勢

⑥ プロジェクト実施上の助勢

例えば工程管理、報告書、検査・品質管理

⑦ 試運転指導の助勢

⑧ 性能試験の監督と評価の助勢

(d) 資金関係の助勢

① 入出金の予測

② 融資先との折衝

8.2.2 プロジェクト・コスト

プロジェクト・コストのブレイクダウンは下記の表の通り。

(単位：百万米国ドル)

	外 貨	内 貨	合 計
1. ボイラ・アイランド	192.1	33.9	226.0
2. タービン・アイランド	90.1	15.9	106.0
3. 石炭／石灰石ハンドリング・アイランド	75.7	13.4	89.1
4. 土木／建築／据付・アイランド	62	82.2	144.2
小 計	419.9	145.4	565.3
5. コンサルタント費	20.0	—	20.0
6. 予 備 費	15.0	5.0	20.0
合 計	454.9	150.4	605.3

8.3 年度別所要資金

本再建プラントの年度別所要資金の算出にあたっては、海外の火力発電プラントの一般的な支払条件を参考に以下の通り、各年毎の外貨、内貨別所要資金を展開した。

(1) 機器代

- ① ボイラー、タービンアイランドについては、初年次0%、2年次40%、3年次50%、運開年次10%
- ② 石炭、石灰石ハンドリングアイランドについては初年次0%、2年次25%、3年次55%、運開年次20%

(3) 土木・建築工事

- 契約額の90%を出来高払いとし、完成時10%

算出結果を Table 8-3-1 に示す。建中利子 (I. D. C) は 91.9 M\$となり、プロジェクト・コスト 605.3 M\$の約15%となった。

Table 8-3-1 Disbursement Schedule

	1998			1999			2000			2001			Total		
	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
	Unit: Million US \$														
I. Direct Cost															
1. Civil/Erection Island	18.6	24.7	43.3	13.0	17.3	30.3	15.5	20.5	36.0	14.9	19.7	34.6	62.0	82.2	144.2
2. Boiler Island	0.0	0.0	0.0	76.8	13.6	90.4	96.1	17.0	113.1	19.2	5.3	22.5	192.1	53.9	226.0
3. Turbine Island	0.0	0.0	0.0	36.0	6.4	42.4	45.1	7.9	53.0	9.0	1.6	10.6	90.1	15.9	106.0
4. Coal/Limestone Handling Island	0.0	0.0	0.0	18.9	5.3	22.2	41.7	7.4	49.1	15.1	2.7	17.8	75.7	13.4	89.1
Total of Construction Cost (I-10)	18.6	24.7	43.3	144.7	40.6	185.3	198.4	52.8	251.2	58.2	27.3	85.5	419.9	145.4	565.3
II. Indirect Cost															
1. Contingency	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	17.0	3.0	20.0
2. Engineering fee	2.0	0.0	2.0	6.0	0.0	6.0	6.0	0.0	6.0	6.0	0.0	6.0	20.0	0.0	20.0
Total of Indirect Cost	2.0	0.0	2.0	6.0	0.0	6.0	6.0	0.0	6.0	6.0	0.0	6.0	37.0	3.0	40.0
Sub-Total (I+II)	20.6	24.7	45.3	150.7	40.6	191.3	204.4	52.8	257.2	64.2	27.3	91.5	456.9	148.4	605.3
III Interest During Construction	0.8	1.2	2.0	7.7	4.5	12.2	21.9	9.2	31.1	53.3	13.3	46.6	63.7	28.2	91.9
Grand Total (I+II+III)	21.4	25.9	47.3	158.4	45.1	203.5	226.3	62.0	288.3	114.5	40.6	158.1	520.6	176.6	697.2

Final: Adm. cost not included.
 Contin. 20 mil.\$
 Eng. Fee. 20 mil.\$
 IDC: F/P 8%, L/P 10%

8.4 運転保守費

8.4.1 運転保守費の試算

本再建プラントC-FBC230MW×2基の年間の運転経費を Table 8-4-1 に示す。運転経費の試算条件は以下の通りである。

- (1) 石炭および石灰石等のユーティリティ使用量は本プラントの設計条件に基づいて算出した。
- (2) ユーティリティ単価は、現地調査により得たNEKのデータを基に算定した。
- (3) 労務費に関する単価及び人数は、NEKの計画案によった。
- (4) 修繕費は、建設費の3%を織り込んだ。

再建プラントの燃料費は、年間 $30,312 \times 10^3 \$$ となり、kWh 当りのコストは 1.1 セン相当となる。また、石灰石等のユーティリティ費用および労務費、修繕費の合計は $25,100 \times 10^3 \$$ となり、1.0 セン/kWh と算定される。

8.4.2 発電コストの試算

8.4.1 で得られた本再建プラントの運転保守費を基に、発電コストを試算した。その結果を Table 8-4-2 に示す。

発電所耐用年(30年)の資本コストは 2.8 セン/kWh、また燃料費を含む O.M コストは 2.1 セン/kWh と試算され、発電コスト(送電端)は 4.9 セン/kWh となった。

Table 8-4-1 運転保守費 (2ユニット分)

項目	数量(年間)	単価(\$)	費用(\$)	備考
1. 燃料費				
石炭	$2 \times 2,526 \times 10^3 \text{ ton}$	6	$30,312 \times 10^3$	• 単価には開発輸送費1\$相当を含む。
2. 材料費				
1) 石灰石	$2 \times 521 \times 10^3 \text{ ton}$	7	$7,294 \times 10^3$	• 単価には開発輸送費1\$相当を含む。
2) 重油	660 ton	97	64×10^3	• 単価はNEK資料。
3) LPG	$80 \ell \times 14$		307	• 20,600 Leva/年
4) 工水	$2 \times 448 \times 10^3 \text{ ton}$	0.0003	269	• 単価はNEK資料。
3. 労務費	300 人	2,450	735×10^3	• 単価および人数はNEK計画案による。 • $164 \times 10^3 \text{ Leva/人} = 2,450 \text{ \$/人}$
4. 修繕費	建設費×3%		$16,959 \times 10^3$	• 建設費: 565.3 M^3
2~4. 小計			$25,052 \times 10^3$	O/M Cost
合計			$55,364 \times 10^3$	

注) 年間発電々力量(送電端): $2 \times 230,000 \text{ kW} \times 24 \times 365 \times (1-0.07) \times 0.7 = 2,623 \times 10^6 \text{ kWh}$

Table 8.4.2 Trial Calculation of Generation Cost

Item	Unit	Cost	Note
1. Total Construction Cost	M\$	697.2	Project cost 605.3M\$ I.D.C. 91.9M\$
2. Life Time	Years	30	
3. Discount Rate	%	10	
4. Capital Recovery Factor	%	10.6	
5. Annual Capital Cost	M\$	74	
6. Annual Generation kWh	kWh	2,623 x 10 ⁶	Sending End
7. Capital Cost per kWh	C/kWh	2.8	
8. O/M Cost per kWh	C/kWh	1.0	25,052 x 10 ³ \$/year
9. Coal Price	\$/ton	6.0	
10. Coal Calorie	kcal/kg	1,686	(wet, H.H.V.)
11. Thermal Efficiency	%	28.5	(wet, H.H.V.)
12. Heat Rate	kcal/kWh	3,018	
13. Coal Consumption for kWh	kg/kWh	1.79	
14. Fuel Cost per kWh	C/kWh	1.1	
15. Generation Cost	C/kWh	4.9	Sending End

第 9 章 環境影響評估

第9章 環境影響評価

	(頁)
9.1 環境法規制	9- 1 ~ 9-15
9.1.1 環境保護法	
9.1.2 大気汚染	
9.1.3 水質汚濁	
9.1.4 騒音	
9.1.5 環境影響評価	
9.2 環境の現状	9-17 ~ 9-72
9.2.1 周辺状況	
9.2.2 気象	
9.2.3 大気	
9.2.4 水質	
9.2.5 騒音	
9.3 環境影響予測と評価	9-73 ~ 9-102
9.3.1 大気汚染	
9.3.2 騒音	
9.4 湖水温度調査	9-103 ~ 9-114
9.5 環境保全計画	9-115 ~ 9-116
9.6 環境監視計画	9-117 ~ 9-118
9.7 総合評価	9-119 ~ 9-119

[List of Tables]

- 9-1-2-1 : Air Quality Standard in Bulgaria
- 9-1-2-2 : Emission Standard in Bulgaria
- 9-1-2-3 : SO₂ Emission Level and Its reduction Percentages in Bulgaria
- 9-1-2-4 : SO₂ Emission Limit from New Plant in the EU (Solid fuels)
- 9-1-2-5 : SO₂ Emission Level from New Plant in the EU in mg/m³N
(Gaseous fuels)
- 9-1-2-6 : NO_x Emission Level from New Plant in the EU in mg/m³N
- 9-1-2-7 : Dust Emission Level from New Plant in the EU
- 9-1-3-1 : The Water Quality Standard of Bulgaria
- 9-1-4-1 : Permission Noise Level (BSS 14478-82)
- 9-1-4-2 : Highest admissible noise levels in different residential
areas and zones
- 9-1-2-1 : New Plant Emission Limit Values for SO₂ in the EU in mg/m³N
(Solid fuels) 9-1-2-2 : Rates of Desulfurization in the EU
- 9-1-2-3 : New Plant Emission Limit Values for SO₂ in the EU in mg/m³N
(Liquid fuels)
- 9-2-1-1 : Demographic Structure and domestic Animals within the Area 30km
from Maritza East 1
- 9-2-1-2 : The distribution of Land in Use and Arable Land
- 9-2-1-3 : The distribution of Monuments by Settlements
- 9-2-2-1 : 平均气温 (Galabovo 1983-1992)
- 9-2-2-2 : Atmospheric Pressure (1993-1992)
- 9-2-2-3 : Number of Days with Precipitation (1983-1992)
- 9-2-2-4 : Number of Days with Snowfall (1983-1992)
- 9-2-2-5 : Annual Average Humidity (1983-1992)
- 9-2-2-6 : Frequency in Percent of the Wind by Direction and Velocity
- 9-2-3-1 : Issues of Harmful Substances during The Production of Electric
and Thermal Energy
- 9-2-3-2 : Current Emission Level of Mariza East #1 TPP
- 9-2-3-3 : Current emission Level of Mariza East #2 TPP
- 9-2-3-4 : Current emission Level of Mariza East #3 TPP

- 9-2-4-1 : Analysis of Water from Sazliika River
Sampling point-Upstream, near the MB-1 PS (1992, 1993)
- 9-2-4-2 : Analysis of Water from Sazliika River
Sampling point-Upstream, near the MB-1 PS (1994, 1995)
- 9-2-4-3 : Analysis of Water from Sazliika River
Sampling point-Downstream, near the MB-1 PS (1992, 1993)
- 9-2-4-4 : Analysis of Water from Lake "Rozov Kladenetz" (1992, 1993)
- 9-2-4-5 : Analysis of Water from Lake "Rozov Kladenetz" (1994, 1995)
- 9-2-4-6 : Analysis of water from Sokolitza River S
Sampling point-Upstream, near the MB-3 PS (1994)
- 9-2-4-7 : Analysis of Water from Sokolitza River
Sampling point-After merging of effluents of waste water of the
MB-3 PS to the River (1994, 1993)
- 9-2-4-8 : Testing Methods for Water Quality
- 9-2-4-9 : Water Analysis by Sampling Periof 25 Jul. 1995-27 Jul. 1995
- 9-2-4-10 : Water Analysis by Sampling Periof 4 Dec. 1995-6 Dec. 1995
- 9-2-4-11 : Measured Data about qualities of the Waters from the Slag and
Ash disposal, and The Sazliika River and The Rozov Kladenets
Dam Lake
- 9-2-5-1(1): Measurement Result of Equivalent Noise Level According to Scale (A)
- 9-2-5-1(2): Measurement Result of Equivalent Noise Level According to Scale (A)
- 9-2-5-2 : Noise Measured Results at Boundary
- 9-3-1-1 : Calculation Constant
- 9-3-1-2 : Data/Specification of Pollutant Emission Sources
- 9-3-1-3 : Maxilum On-ground Concentration and Distance of Maximum
On-ground Concentration with reference Environmental Standards
- 9-3-1-4 : Dispersion Variable (Windy condition)
(Approxilmate function of Pasquile, Gyford Figure)
- 9-3-1-5 : Dispersion Variable (Windless condition)
- 9-3-1-6 : Data/Specilfication of Pollutant Bmission Sources
- 9-3-1-7 : Total SO₂ Amount of Discharge and Reduction Ratio
at Maritsa East No.1
- 9-3-1-8 : Total Dust Amount of Discharge and reductio Ratio
at Maritsa East No.1
- 9-3-2-1 : Sound Power Level List

- 9-3-2-2 : Noise Forecast at Boundary
- 9-4-1-1 : Measurement Result of Lake Water Temperature
at Rozovkladenetz Lake
- 9-4-1-2 : Measurement Result of Lake Water Temperature
at Rozovkladenetz Lake
- 9-4-1-3 : 必要面積の推定

[List of Figures]

- 9-1-2-1 : New Plant Emission Limit Values for SO₂ in the EU
in mg/m³N (Solid fuels)
- 9-1-2-2 : Rates of Desulfurization in the EU
- 9-1-2-3 : New Plant Emission Limit Values for SO₂ in the EU
in mg/m³N (Liquid fuels)
- 9-1-3-1 : Water Quality Sampling Sites at River Network in Bulgaria
- 9-2-1-1 : Demographic Structure within the Area 30km from Maritza East 1 TPP
- 9-2-1-2 : The Map of Soil Characteristics
- 9-2-2-1 : Wind Rose in Velocity (Galabovo 1983-1992)
- 9-2-3-1 : Annual Distribution of Dust from Thermal-Electric Power Stations
(TBPS), Industrial TBPS and Industry in Bulgaria
- 9-2-3-2 : Annual Distribution of SO_x from Thermal-Electric Power Stations
(TBPS), Industrial TBPS and Industry in Bulgaria
- 9-2-3-3 : Annual Distribution of NO_x from Thermal-Electric Power Stations
(TBPS), Industrial TBPS and Industry in Bulgaria
- 9-2-3-4 : Environmental Monitoring Station
- 9-2-3-5 : Monitoring Record (Galabovo, 1993)
- 9-2-3-6 : Monitoring Record (Galabovo, 1993)
- 9-2-3-7 : Monitoring Record (Polski Gradetz, 1993)
- 9-2-3-8 : Monitoring Record (Polski Gradetz, 1993)
- 9-2-3-9 : Monitoring Record (Mednikarovo, 1993)
- 9-2-3-10 : Monitoring Record (Mednikarovo, 1993)
- 9-2-5-1 : Noise measuring points
- 9-3-1-1 : On-ground Concentration Curve for 1 Hour Value
- 9-3-1-2 : On-ground Concentration Curve for 24 Hour Value
- 9-3-1-3 : Annual Mean Concentration (CASE- I, SO_x)
- 9-3-1-4 : Annual Mean Concentration (CASE- I, NO_x)
- 9-3-1-5 : Annual Mean Concentration (CASE- I, Dust)
- 9-3-1-6 : Annual Mean Concentration (CASE- II, SO_x)
- 9-3-1-7 : Annual Mean Concentration (CASE- II, NO_x)
- 9-3-1-8 : Annual Mean Concentration (CASE- II, Dust)

- 9-3-1-9 : Annual Mean Concentration (CASE-III, SOx)
- 9-3-1-10 : Annual Mean Concentration (CASE-III, NOx)
- 9-3-1-11 : Annual Mean Concentration (CASE-III, Dust)
- 9-3-2-1a : Contour Map based on replaced equipment (Daytime)
- 9-3-2-1b : Contour Map based on replaced equipment (Night)
- 9-4-1-1 : Location Map of Lake Water Temperature Measurement Points
- 9-4-1-2 : Mesurement Profile at Rozovkladenetz Lake
- 9-4-2-1 : Forecast of Warm Water Distribution (CASE- I, Summer)
- 9-4-2-2 : Forecast of Warm Water Distribution (CASE- II, Winter)
- 9-6-1 : SOx, NOx, Dust and CO Monitoring System

第9章 環境影響評価

9.1 環境法規制

9.1.1 環境保護法

- (1) ブルガリア国における環境関係法は、1991年に環境に関する基本法というべき「環境保護法」が成立した。「環境保護法」は、環境管理に関する基本原則を明らかにし、他の環境関連法規に対する基本的な指針となるものである。
- (2) 本法は6章から構成されており、環境の状態に関する情報の取得と提供、環境の状態の管理、環境に及ぼす影響の評価、環境保護活動の計画と実施、環境保護に関する中央政府・地方行政機関・法人及び個人の権利と義務等の規定が定められている。
- (3) これで明らかのように、環境保護法は計画的、総合的な環境行政を推進するため、環境状態の管理、汚染発生源者の責任、国及び地方行政機関の責任の明確化など施策推進の前提となる基本原則を明らかにしている。

9.1.2 大気汚染

(1) ブルガリア国基準

- (a) 大気汚染に係わる環境基準及び排出基準は Table 9-1-2-1, 9-1-2-2 のように規定されている。
- (b) 排出基準は既設発電所（1992年迄運開）と新設発電所に分けて規制されている。
- (c) 既設発電所のみ基準値を越えた場合は、環境省が定めるペナルティーを支払うことで、発電所の運転継続が認められている。
- (d) マツァー・イースト第1火力発電所は、SO₂（ボイラ設備）、および煤塵（石炭乾燥設備）の排出に対して、第2、3発電所は、SO₂に対してペナルティーをかけられている。
- (e) ペナルティーは、地方環境保護基金に対して30%及び国家環境保護基金に対して70%配分される。1992年以降運転開始する新設発電所にはペナルティーは適用されない。即ち規制値を満足しない新設発電所は運転に入れないことになる。

(2) EU基準

- (a) ブルガリア国政府は、EU加盟に備えEUのガイドラインに従うことを表明しており、EUと「ブ」国政府間で硫酸化物による大気汚染の対策と低減に関する協議がなされ、1980年のブルガリア国全土における排出全量を2000年、2005年、2010年には Table 9-1-2-3 のように低減する目標が設定された。
- (b) EUにおける環境政策は、「指令」という手法をとることが多く、ブルガリア国にも同手法がとられた。「指令」は、加盟国がそれぞれの国内法において制度化の義務を負うものである。もっとも強い形のもの「規則」であり、これは国内法と同等の効力で直接加盟国を拘束する。
- その他、意思決定に携わったもののみを拘束する「決定」および拘束力のない「勧告」がある。
- (c) EUにおける排出基準を Table 9-1-2-4、9-1-2-7 及び Figure 9-1-2-1、9-1-2-3 に示す。

(3) 再設プラントの排出基準

NEKと協議した結果、SO₂は「ブルガリア基準値 650mg/m³N 以下」または「EC基準で謳われている条件、即ち高S分燃料の使用時は脱硫効率90%以上」のどちらかを満足すること。NO_x、Dust、COはブルガリア国基準（各々 600mg/m³N、100mg/m³N、250mg/m³N）を満足すること。

9.1.3 水質汚濁

(1) ブルガリア国基準

- (a) 水質汚濁に係わる規準は、「表面流水の水質の評価に適用される指標と規準」（保健省、環境保護委員会および都市計画委員会発行、STATE GAZETTE 1S-SUB NO.96）において定められているが、特定施設（発電所等）から排出される水そのものには、基準が設けられていない。
- (b) その規準によると、汚水、産業廃水および農業廃水の量と性質を決めるためのサンプルは、実際にミックスされる下流地点で採取されるものとするに記載されている。

- (c) つまり、公共用水域（河川、湖沼等）を使用目的別に3つに分類（Ⅰ：水道水Ⅱ：灌漑用水、魚の養殖用水、Ⅲ上記以外）し、事業場の下流（排水合流後）を測定して分類別の基準値と比較することにより事業者を規制している。したがって、下流の工場ほど排出濃度が制限される矛盾が生じている。
- (d) ブルガリア国における河川のサマツグ地点を Figure 9-1-3-1 に示す。本計画地点周辺の河川は分類Ⅲに指定されている。
- (e) 現在、排水出口を直接規制する法規の立案を含め検討中である。
- (f) ブルガリア国における水質基準を Table 9-1-3-1 に示す。

(2) 再建プラントの排水基準

発電所の排水基準はないが、NEKと協議の結果、上記分類Ⅲの基準値以下を保全目標とした。この基準は、公害対策の経験をもつ他国の基準と同程度の水質値であり、調査対象地域の環境を保全するうえで十分なものと考えられる。ただし、今後の規制の見直しに留意する必要がある。

9.1.4 騒音

ブルガリアにおいては、敷地境界での騒音規制ではなく、作業環境としての騒音の規制がブルガリア基準No 14478-82で、居住区分毎の基準が1997年発行の官報No. 87（衛生基準No 0-64）にて設定されている。作業場所別に設定された騒音許容レベルを Table 9-1-4-1 に、居住区分毎に設定された騒音許容レベルを Table 9-1-4-2 に示す。

9.1.5 環境影響評価

- (1) ブルガリア国における環境影響評価は、「On the Environmental Impact Assessment」(Regulation No.1 of 28 December 1992) に規定されている。
- (2) 環境影響評価とは「既存の法定の要求事項および環境上、社会経済上それらが実行可能かどうかを考慮して、大気、水域、土地、鉱物資源、動植物、保護地域、景観、人口、定住および文化遺産の保護に関する結論を出すため検討・分析することを意味する」と定義されている。

(3) 下記の項目が環境影響評価の対象となる。

- ① 地域開発計画を含め、国と地方の開発計画；
- ② 観光開発計画および都市開発計画ならびにその修正；
- ③ 環境保護法の付属書1と2に定められている緑地の建設、拡張、再建および施設の改造；
- ④ 運転、構造改革、民営化、あるいは改修の過程において環境に重大な影響を及ぼすものと環境省がみなす運転施設、機器、活動その他。

(4) 環境影響評価の結果は、報告書の形で提出し、その費用は事業者が負担しなければならない。

(5) よって、今後ブルガリア国において発電所建設など国あるいは地域にとって重要なプロジェクトに関しては、環境影響評価を実施する必要がある。

Table 9-1-2-1 Air Quality Standard in Bulgaria

(Unit:mg/m³N)

Pollutant	30 Minutes Average	24 Hours Average	Annual Average
SO ₂	0.50	0.15	0.05
NO ₂	0.60	0.10	0.10
NO _x	0.60	0.06	—
Dust	0.50	0.25	0.15
H ₂ S	0.008	0.008	0.008

Table 9-1-2-2 Emission Standard in Bulgaria

(Unit:mg/m³N)

Fuel type	The existing Power Plants commissioned up to 1992				New Power Plants			
	Dust	SO ₂	NO _x	CO	Dust	SO ₂	NO _x	CO
Domestic coal	200	3,500	1,000	250	100	650	600	250
Imported coal	150	2,500	1,300	250	80	650	600	250
Liquid fuel	50	2,500	700	170	50	650	450	170
Gaseous fuel	10	—	500	100	10	—	300	100

Table 9-1-2-3 SO₂ Emission Level and Its Reduction Percentages in Bulgaria

	SO ₂ Emission Level per year	SO ₂ Target Emission Level per year	Emission Reduction Percentage (base year 1980)
1980	2,050kt	—	—
2000	—	1,374kt	33%
2005	—	1,230kt	40%
2010	—	1,127kt	45%

Table 9-1-2-4 SO₂ Emission Limit from New Plant in the EU(Solid fuels)

NWth	Emission Limit Value (mg/m ₃ N)	Desulphurization rate(%)
50~100	[2,000]	—
100~500	2,000~400 (liner decrease)	40%:100~167NWth 40-90%:liner increase 167~500NWth
>500	400	90

Note:Should the emission limit not be met with high sulphur coal/solid fuels fire,the percentage reduction rates or maximum limit of 650mg/m₃N shall be applied.

**Table 9-1-2-5 SO₂ Emission Level from New Plant in the EU in
mg/m³N(Gaseous fuels)**

Type of Fuel	Limit Values
Gaseous fuels in general	35
Liquefied gas	5
Low calorific gases from gasification of refinery residues, coke oven gas, blast-furnace gas	800

Table 9-1-2-6 NO_x Emission Level from New Plant in the EU in mg/m³N

Type of Fuel	Limit Value
Solid in general	650
Solid with a less than 10% of volatile compounds	1,300
Liquid	450
Gaseous	350

Table 9-1-2-7 Dust Emission Level from New Plant in the EU

Type of Fuel	MWth	Limit Values(mg/m ³ N)
Solid	≥500	50
	<500	100
Liquid *	All plant	50
Gaseous	All plant	5 as a rule but 10 for blast furnace gas and 50 for gases produced by the steel industry which can be used elsewhere

Note: A limit value of 100mg/m³N may be applied to plants with a thermal capacity of less than 500MW burning liquid fuel with an ash content of more than 0.06%.

Table 9-1-3-1 The Water Quality Standard of Bulgaria

Indicators and Standards for Assessment of the Admissible Pollution Rates of Various Categories of Running Surface Waters

Item No.	Indicators	Measure Unit	Category:		
			I	II	III
1	2	3	4	5	6
Group A. General Physics and Inorganic Chemistry Indicators					
1. Temperature		°C	Not exceeding the average seasonal temperature by more than 3°C.		
2. Colour			No visible additional colouring at 20°C.		
3. Smell		Force	2	3	3
4. Active reaction		pH	6,5-8,5	6,0-8,5	6-9
5. Oxygen saturation		%	75	40	20
6. Electric conductivity		mkC	700	1300	1600
7. Dissolved oxygen		mg/dm ³	6	4	2
8. Dissolved substance		"	700	1000	1500
9. Suspended matter		"	30	50	100
10. Total hardness		mgekv/dm ³	7	10	14
11. Chlorine ion		mg/dm ³	200	300	400
12. Sulphate ion		"	200	300	400
13. Hydrogen sulphide (free)		"	n.a.		
14. Iron (total)		"	0,5	1,5	5
15. Manganese (total)		"	0,1	0,3	0,8
16. Nitrogen (ammonia)		"	0,1	2	5
17. Sodium nitrogen		"	0,002	0,04	0,06
18. Nitrate nitrogen		"	5	10	20
19. Phosphate (PO4)		"	0,2	1	2
20. Phosphorus (total content as PO4)		"	0,4	2	3
21. Selenium		"	0,01	0,01	0,01
22. Beryllium		"	0,0002	0,0002	0,002
23. Vanadium		"	0,1	0,01	1
24. Molybdenum		"	0,5	0,5	3
25. Barium		"	1	1	4
26. Boron		"		n.a.	
27. Silver		"	0,001	0,01	0,01
28. Uranium		"	0,6	0,6	0,6
29. Radium 226		mBk/ dm ³	150	150	150

Group B. General Indicators of Organic Pollutants

30. Organic non-dissolved matter	mg/dm ³	5	15	25
31. Oxdizability (permanganatic)	"	10	30	40
32. HPK (bichromate)	"	25	70	100
33. BPK5	"	5	15	25
34. Dissolved organic carbon	"	5	12	20
35. Extractable species (with tetrachloromethane)	"	0,5	3	5
36. Organic Nitrogen	"	1	5	10

Group C. Indicators of Inorganic Industrial Pollutants

37. Mercury	mg/dm ³	0,0002	0,001	0,003
38. Cadmium	"	0,005	0,01	0,02
39. Lead	"	0,02	0,05	0,2
40. Arsenic	"	0,02	0,05	0,2
41. Copper	"	0,05	0,1	0,5
42. Chromium (trivalent)	"	0,1	0,5	1
43. Chromium (hexavalent)	"	0,02	0,05	0,1
44. Cobalt	"	0,02	0,05	0,1
45. Nickel	"	0,02	0,05	0,1
46. Zinc	"	1	5	10
47. General beta-activity	mBk/ dm ³	750	750	750
48. Cyanide (highly degradable)	mg/dm ³	n.a.	0,05	0,1
49. Cyanide (total)	"	n.a.	0,5	1
50. Fluoride (total)	"	0,5	1,5	3
51. Free active Chlorine	"	n.a.	0,05	0,1

Group D. Indicators of Industrial Organic Pollutants

52. Anionoactive detergent	mg/dm ³	0,5	1	3
53. Phenoles (volatile)	"	0,01	0,05	0,1
54. Oil product	"	n.a.	0,3	0,5
55. Aldrine	"	0,0002	0,0002	0,0002
56. Pyridine	"	0,2	0,2	0,5
57. Xanthogenate	"	0,001	0,01	0,1
58. Saponine	"	0,2	0,2	1
59. Styrene	"	0,1	0,2	0,5
60. Benzene	"	0,5	0,5	1

61. Formaldehyde	mg/dm ³	0,5	0,5	1
62. Caprolactam	"	1	1	1
63. Phthalic acid	"	0,1	1	5
64. Phenitrotione (Agria 1050)	"	0,0001	0,0001	0,3
65. Zolone (Agria 1060)	"	0,0001	0,0001	0,002
66. Saturnine	"	0,1	0,1	1
67. Atrazine (Ceazine)	"	0,25	0,25	2,5
68. Lasso	"	0,3	0,3	0,5
69. 2,4 D	"	1	1	5
70. Sevine (Decarban)	"	0,002	0,002	0,1
71. Vinyl chloride	"	0,01	0,01	0,01
72. Dichloroethane	"	1,5	1,5	1,5
73. Aphalone	"	0,5	1	1
74. Pathorane	"	0,2	2	2
75. Dimyde	"	1	1	5
76. Ramrod	"	0,5	0,5	1
77. Treflane	"	1	1	5
78. Propanide	"	0,1	1	2
79. Diphenzoate	"	0,2	1	5
Group E. Biological Indicators				
80. Saprobacity		olygo	beta-mezo	alfa-mezo
Pantle-Book Index		< 1,5	< 2,5	< 3,2
Zelenika-Marvan-Rotstein Index		> 60	> 40	> 25
81. Species variety of the macro-zoobentos (by Shannon)		> 3	> 2	> 1
82. Macrozoobentos equalization degree		> 0,7	> 0,6	> 0,5
83. Macrozoobentos domination degree		< 0,2	< 0,3	< 0,5
84. Micro-organism total (direct) count			6	6
85. Total coli-titre	cm ³	< 0,1	< 0,1	< 0,001
86. Escherichia-coli-titre-thermoresistant	"	< 1,0	< 1,0	< 0,01
87. Patogenic micro-organisms			- Not admissible -	

Table 9-1-4-1 Permission Noise Level (BSS 14478-82)

Working place	Equivalent should level dB(A)	Level of sound pressure octave frequency lane - Hz							
		63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Production rooms at enterprise site	85	99	92	86	83	80	78	76	74
Penalize and cabins for survey and remote control: laboratories without phone extension	80	95	87	82	78	75	73	71	69
In control rooms, typist offices and direct telephone contact	65	83	74	68	63	60	57	55	54
Management office (administration)	60	79	70	63	58	55	52	50	49
Designer offices, programmers, theoretical work	50	71	61	54	49	45	42	40	38
Drivers and service personnel of agricultural transport and load vehicles	85	99	92	86	83	80	78	76	74

**Table 9-1-4-2 Highest admissible noise levels
in different residential areas and zones**

Residential areas and zones	Noise level -dB(A)	
	Day-time	Night
1. Residential areas and zones		
a) existing urban districts	55	45
existing urban districts next to major communication facilities	60	50
b) new districts	50	40
new districts next to major communication facilities	55	45
2. Central urban regions	60	50
3. Industrial districts and zones	70	60
4. Public and individual recreation area	45	35
5. Hospital, sanatorium and other medical establishments' estate	45	35
6. R&D and educational zones	45	35

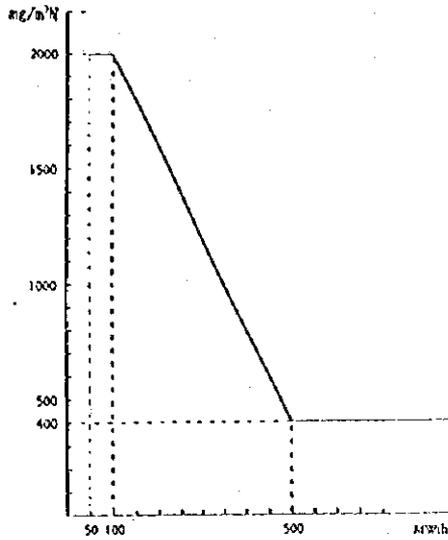


Figure 9-1-2-1 New Plant Emission Limit Values for SO₂ in the EU in mg/m³N(Solid fuels)

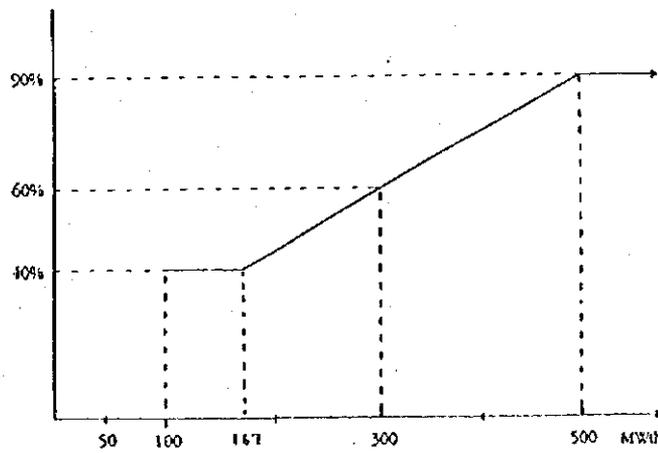


Figure 9-1-2-2 Rates of Desulfurization in the EU

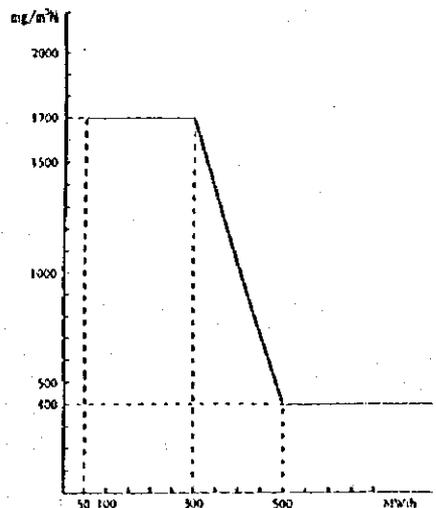


Figure 9-1-2-3 New Plant Emission Limit Values for SO₂ in the EU in mg/m³N(Liquid fuels)

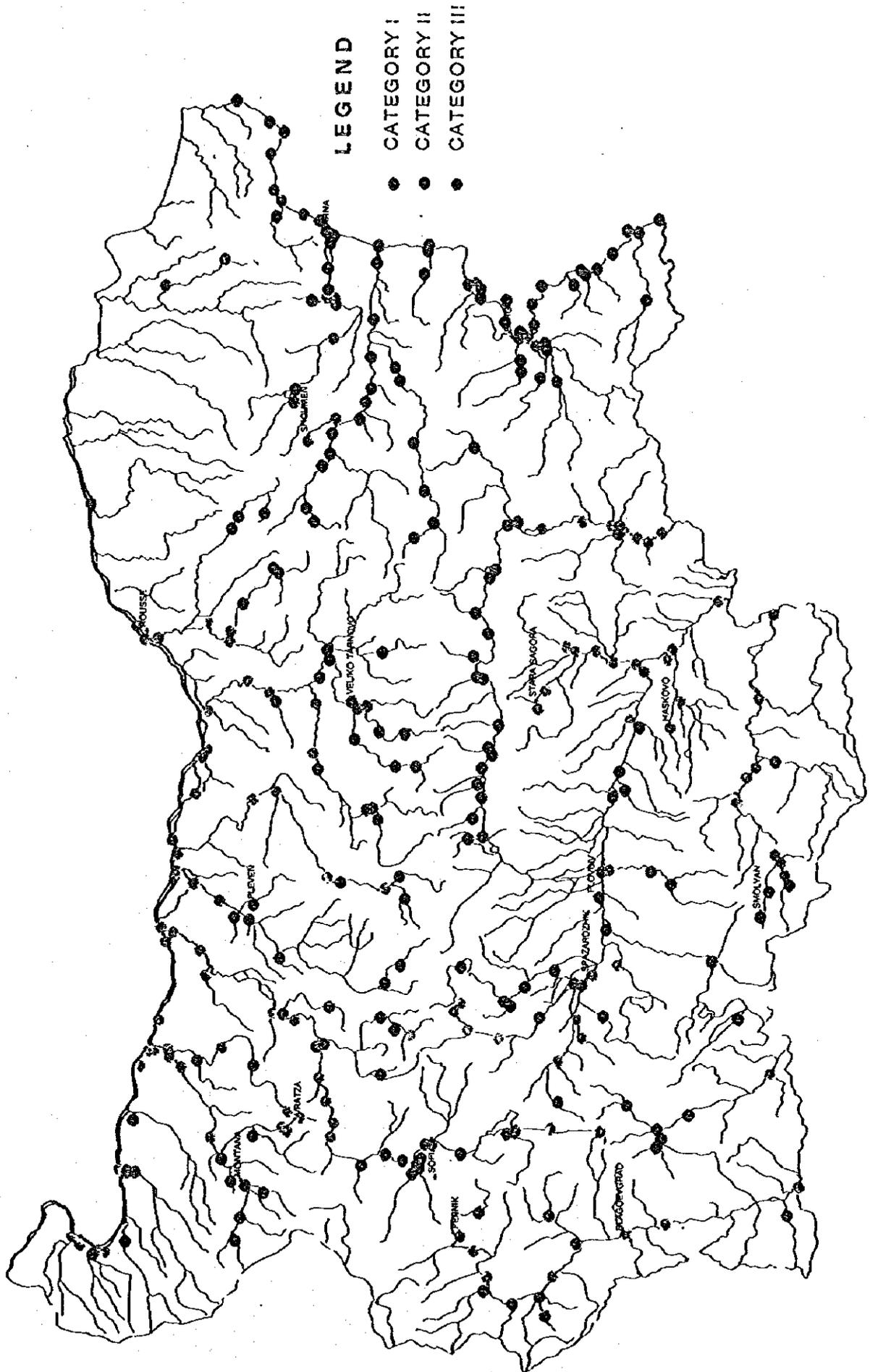


Figure 9-1-3-1 Water Quality Sampling Sites at River Network in Bulgaria

