

## 2.2.2 ボイラ

過去の事故記録によるとボイラ関係の事故が連続運転の主要な障害となっている。

現在、NAPOCOR がメーカーと協議して、出力回復の計画を策定し、その実施に努力されていることは高く評価される。

併しながら空気予熱器エレメントの閉塞、給水加熱器の漏洩、復水器のチューブブリーク等のような部分的な事故を無くして連続運転を行なうことも重要な当面の課題と考える。

その為には、定期修理や日常整備作業が着実に実行されなければならない。定期修理については、現在の組織の運用に更に機動性を持たせるべきである。

又、工程管理、工事管理及び検査、試験を厳正に実行することが重要である。日常整備については、付録-2に示すようにルーチン整備作業を確実に実施すべきである。現在、数多くの蒸気、水、油の漏洩及び制御弁や計器の不調が見られるが、これ等はルーチン整備が充分に行なわれていないための結果に他ならない。

### 1) ボイラ本体

#### a. 現 状

現在スナイダー-2号を除いて全てのユニット（ガードナー/スナイダー及びマラヤ発電所）が減圧運転中である。

主な問題点は次のとおりである。

ガードナー-1号 減圧運転中 (1981年4月より)

可能出力 定格出力(150MW)の66%

水壁管に過熱による漏洩の傾向が見られる。

ガードナー-2号 減圧運転中 (1981年2月より)

可能出力 定格出力(200MW)の70%

2次過熱器は、1982年9月に高温腐食によって全パネルを取替えている。

再熱器管は、定期修理後も高温および内部腐食部が残っている。

横置再熱器チューブにも内部腐食が見られるのでチェックの必要がある。

水壁管にも高温腐食の傾向がある。

- スナイダー 1号 減圧運転中 (1980年11月より)  
可能出力 定格出力(200MW)の70%  
2次過熱器および再熱器管には高温腐食の傾向がある。  
これはガードナー 2号の定期修理における結果と同様の減肉現象と見られる。  
横置再熱器もガードナー 2号と同様に検査の必要がある。  
更に、水壁管にも高温腐食の傾向があり停止時に点検の必要がある。
- スナイダー 2号 規定圧力で運転中  
しかし乍らこのユニットも1981年1月から1982年4月まで減圧運転をしていた。  
可能出力 定格出力(300MW)の80%  
2次過熱器に減肉、膨脹、スケーリングが見られる。定期修理後もリークが発生している。  
再熱器にもスケーリングと内部腐食がある。  
水壁管にも又、孔食が見られる。
- マラヤ 1号 減圧運転中 (1982年2月より)  
可能出力 定格出力(300MW)の80%  
2次過熱器に高温腐食、減肉、スケーリングが見られる。  
再熱管に厚い黒色のスケールがあり、次期定期修理で2次過熱器、再熱器の取替えが予定されている。  
水壁管にも膨出が見られる。
- マラヤ 2号 減圧運転中 (1982年4月より)  
可能出力 定格出力(350MW)の80%  
2次過熱器および再熱器に明らかなる高温腐食が見られる。次回定期修理で検査を要する。  
バップルウォールチューブは、次回定修で取替えが予定されている。

## b. 勧告

### (a) 減圧運転について

減圧運転について特に注意を喚起しておきたい。貫流ボイラにおける管内流動は特に注意しなければならない。

メーカーの減圧運転資料によれば圧力と蒸気流量の関係は非常に重要で、不注意な変圧運転はボイラーに大きな損傷を与える。

例としてマラヤ1号では、2100Psiで240MWを出しているが、この圧力における負荷はメーカー資料によれば175MW以下となっている。

メーカーの変圧運転要項に従った運転を是非実行されたい。

(b) ボイラチューブ事故の防止について

チューブの問題点の復旧についてはNAPOCORで計画されているが、JICA調査団も5.3.1において問題点について検討を行なった。説明は別項5.3.1を参照されたい。チューブ事故は主として、過熱と内部腐食であり、それは不適当な水質に起因する。

又、過熱器、再熱器のスプレー系統は常に整備しバルブソートの漏洩などを無くし良好な状態にしておかねばならない。

又、運転中は勿論、起動、停止時および保管時の水質管理は、新しい方法による精度の高い水質基準値を常に保持することが大切である。

(c) 燃焼管理

現在使用されている燃料油中の硫黄分が高く、空気予熱器エレメントが腐食を起し易い。

従って、燃焼は、常に良好な状態に管理しなければならない。このためには良好な燃料噴霧およびSO<sub>3</sub>の発生を抑制する効果がある低O<sub>2</sub>運転を行なう必要がある。

低O<sub>2</sub>運転を行なうためにはO<sub>2</sub>計を整備すべきである。

更に節炭器出口のO<sub>2</sub>は、オルザット分析計によって定期的にチェックを行ない、常に空気量を適正に調整すべきである。(全ユニット)

良好な噴霧を得るためにはCDFOP(定差圧燃料油ポンプ)を常に運転すべきである。(ガードナー1号及びマラヤ2号)

(d) 空気予熱器の管理

全ユニットにおいて空気予熱器の腐食と閉塞が大きな問題となっている。

これ等の防止対策として、空気予熱器出口における空気ガスの平均温度を排ガスの露点以上に保つことおよび蒸気式空気予熱器の機能を良好に保つように適正な管理を行うべきである。(全ユニット)

空気予熱器エレメントは、取付前の重量を計測し、腐食の傾向を確認して、予備品の準備をしておくべきである。(全ユニット)

又、空気予熱器出口ガスの $O_2$ を計測して、空気予熱器の空気の漏洩防止に留意すべきである。

(e) スートフロアの管理

現在、スートフロアの稼働率は極端に悪い。スートフロアは高温腐食の防止および効率の向上のためにも常に運用されなければならない。(全ユニット)

一般的に水マグの注入は $SO_3$ を減少し、高温部スラグをポーラス化し剝離性が良くなると云われる。

現在水マグが使用されているので、スートフロアは有効に利用されねばならない。なお、水マグの効果と経済性については、今後検討しておく必要がある。

(f) ボイラケーシングのガス洩れの保修

全ユニットにおいて、ボイラケーシングからのガス洩れが甚だしい。

排ガスは各設備は勿論であるが、特に電気、制御関係機器を腐食させ又、人の健康にも有害である。

早急にガス洩れの保修を行ない且つリークテストの基準を制定すべきである。

(g) 保温の不備

熱損失の低減だけでなく、他機器への悪影響を防止し、巡回点検時の安全性を確保するためにも、各装置および配管の保温は常に完全に施工しておくべきである。特に高温配管については、材質の劣化防止のためにも必要である。

(全ユニット)

### 2.2.3 ボイラ補機

現状と提言を以下に述べる。

ガードナー1号

押込通風機の容量低下

次の項目についてファンの特性カーブとの比較検討を実施すべきである。

- a) 空気流量のチェック
- b) 空気予熱器等の圧力降下
- c) 押込通風機モーター電流

d) コントロールドライブユニットの作動状況

スナイダー 2号

主燃料油ポンプの2台運転

250MWを越えるとヘッダー油圧の維持が困難となり2台運転が必要となっている。

現在の運転状態を設計値および原因と考えられる各部の状態と対比しチェックすべきである。

ガードナー 1号及びマラヤ 2号

定差圧燃料油ポンプが使用されていない。

早急に補修すべきである。

## 2.2.4 タービン

事故記録によれば、タービン事故による停止件数も多く、タービン本体にも問題があり連続運転の障害となっていることが明らかとなった。

特にスナイダー 1,2号及びマラヤ 1号においては事故件数はボイラ関係を上回っている。

NAPOCORはタービン事故の原因について再確認を行なった上でメーカーとも協議して対策を立て、実施すべきである。

タービン関係においても、ボイラ関係と同様に、安定した運転を維持、継続するためには、定期修理および日常整備保守作業の着実な施工が重要である。

### 1) タービン本体

#### a. 現 状

現在ガードナー 1号とマラヤ 2号を除いて他は全てタービン翼に大きな問題がある。

各タービンの主要な問題点は次の通りである。

タービン事故の概要(章末の「低圧タービンの現状」参照)

#### ガードナー 1号

現在特に大きな問題はない。

タービン翼は切断されたものはなく完全である。

ガードナー 2号

高圧タービン翼損傷

- 衝動段翼 1枚欠損、他の翼も強い打痕変形引っかけ発生。全数取替え。
  - スラスト軸受損傷取替え
  - 低圧最終段翼損傷。損傷翼及び対称翼を切断。
- 最終段翼 6枚が切断されている (タービン側)

スナイダー 1号

- 低圧タービン最終段翼がタービン側、発電機側共損傷。損傷翼とその対称翼を切断。
- 低圧最終段翼材質 X22Cr - M<sub>0</sub> - V 121 から焼入れをした X20Cr13 に取替え
- 再度、低圧最終段及び最終段より 2段目の翼およびタービンの一部が損傷。翼損傷は応力腐食と云われている。

LP 最終段 (タービンおよび発電機側) 翼全数カット

LP 最終段から 2段目 (タービンおよび発電機側) 翼全数カット

LP 最終段から 3段目 (タービン及び発電機側) 10枚カット 1枚欠除

スナイダー 2号

- 高圧タービン衝動段翼損傷、翼及び他の損傷部取替え
- 1981年の定期修理で LP-1 及び LP-2 の最終段翼及び最終段より 2段目の多数の羽根にクラック発見。全数翼をカット。
- 定期修理後、低温再熱管がタービンに推力を加えた為、タービン本体に極めて大きい振動を生じ、検査結果、衝動翼、HPCV-1・2・4 のスピンドルハンガーが破損していた。

高圧ローターはマラヤ 1号の予備ローターと取替え、仮設ハンガーと固定支持が高低温再熱管に設置された。

取替えた HPCV の損傷部品と破損したスピンドルは新品である。(設計変更されたもの)

HP および IP

翼は完備

LP-1 最終段 (発電機側)

翼全数カット

LP-1 最終段 (タービン側)

翼全数カット

LP-1	最終段より2段目(タービン側)	翼全数カット
LP-2	最終段	翼全数カット
LP-2	最終段より2段目	翼全数カット

#### マラヤ1号

一軸受損傷 予備品と取替え

一 18日間にタービンバランスングのために7回ユニット停止(1980年)

検査後LP-1最終段(発電機側)破損。およびLP-2のクロスオーバ管の伸縮接手4箇所が破損。

破損翼カット 損傷ベローズ新品に取替え。

LP-1	最終段(発電機側)	翼4枚カット
LP-1	最終段より2段目(発電機側)	翼全数カット
LP-1	最終段より2段目(タービン側)	翼全数カット

#### マラヤ2号

1980年、外部事故によるマラヤ1、2号のトリップがあり、タービン及び発電機の全ての軸受が損傷した。

軸受は新品の備品と取替え。ジャーナルは機械加工した。

翼は全数完備

機械加工したジャーナルの直径は基準値より小さくなっている。

#### b. タービン本体に対する勧告

技術的な資料が不十分なために詳細な検討が出来なかったがタービンの問題点について以下留意すべき事項について勧告する。

##### (a) 高圧タービン

- i. 衝動段翼の損傷防止のためには運転条件の急変を避けるべきである。
- ii. メーカーに定期修理の方法や必要なデータを提供させ実施に当っては充分その確認をしておく必要がある。

##### (b) 中圧タービン

- i. 静翼、動翼の防護のためにやはり運転条件の急変を避けねばならない。
- ii. 中圧タービンは良好な蒸気条件によって運転すべきである。そのためには、ボイラ水質は制限値を維持すると共に再熱管のスプレー調整弁を完全に補修して中圧タービンへの洩れ込みを防ぐべきである。

iii. インナケーシングの損傷についてはメーカーに損傷原因、事故再発防止対策に関する資料を提出させて、確認をしておく必要がある。

(c) 低圧タービン

i. 翼の焼入れ方法や焼戻しの効果等最終段翼及び隣接段翼の損傷に関するデータをメーカーに提出させて、保守時に有効に活用すべきである。

(d) 軸受

i. 軸受の保護のために運転条件の急変をさけるべきである。

ii. タービンのオイルフラッシングは判定基準を明確にして確実に実施すべきである。これは軸受の損傷を予防するために定期修理後必ず実施すべきである。オイルフラッシングは保温工事と同時に実施しないこと。しかし止むを得ない場合は適切な防護措置を講ずる必要がある。

## 2.2.5 タービン補機

### 1) 復水器

#### a. 現状

復水器のチューブリークの防止対策は全てのユニットで不十分である。

現在、マラヤ2号ではA側3.15%、B側1.4%と多数のプラグ管がある。この異常状態の原因の調査は充分になされねばならない。

一般に復水器真空は設計値より低いので改善すべきである。

#### b. 勧告

(a) 定期修理中の復水器細管の過流探傷検査を完全に実施すべきである。

過流探傷検査は、正しく調整し適切に使用すれば管の亀裂、腐食、侵食の状況を効果的に測定出来るものである。

日本においては、専門業者が実施し、検査結果は文書で提出される。

NAPOCORも、このようにして信頼出来る業者を教育して過流探傷検査を有効に利用することが必要である。

(b) 復水器真空を設計値や許容値に保持するために次の事項について充分検討すべきである。

i. 空気抽出器の性能チェック

ii. 復水中のO<sub>2</sub>のチェック



### Ⅲ．復水器の空気漏入のチェック

#### Ⅳ．復水器に直接、接続する真空ラインのバルブのシールの状況

この対策は水質改善にも大きく寄与する。

- (c) 定期修理中または計画停止中に復水器管の清掃を充分に実施すべきである。

清掃に使用する器具は管内面の付着物、堆積した異物を効果的に確実に除去するものでなければならない。

- (d) 復水器管の汚れを防止するために運転中の逆洗を必ず実施すべきである。

これは復水器の効率を維持するためにも有効である。

#### 2) タービンの油洩れ防止

潤滑油の漏洩は、火災発生の原因の他に復水器周辺の真空ラインから水系統への侵入、通路の汚染等、種々の弊害の因となるので、日常の点検と確実な補修を実施すべきである。

#### 3) 配管サポート

配管荷重（主蒸気管、再熱管および排気管）がタービン本体に及ぼす影響は重要で、振動発生要因にもなる。

メーカーに資料を提出させて確認を行ない、現在の仮設の支持点およびハンガーを正式な設備にすべきである。

#### 4) 補助蒸気

タービン駆動ボイラ給水ポンプの起動時等で補助蒸気量が不足する状態が発生しているが、各ユニット間の連結系統の調整弁等を整備し、その結果で再検討することが望ましい。

#### 5) その他の補機

ガードナー1号

高圧給水加熱器 #5 バイパス運転

スナイダー1号

復水器片肺運転中の循環水ポンプの振動大

スナイダー2号

サクシヨンストレーナ詰りによって250MW以上では復水ポンプ1台の容量が不足し、2台運転を余儀なくされている。

サクシヨンストレーナ、ドレンクーラ、低圧給水加熱器および圧力降下等を詳細

に調査する必要がある。

マラヤ1号

高圧給水加熱器#6B バイパス運転

高圧給水加熱器#5A及び#5Bのチューブリーク率が高い。#5Aは切離されている。

マラヤ2号

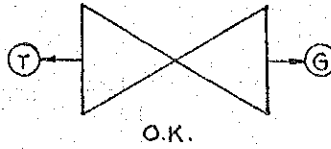
復水器管のリークが多い(SUS)。

図 2 - 1 低圧タービンの現状

• LP TURBINE PRESENT CONDITION •

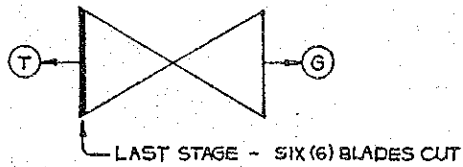
GARDNER # 1  
(GENERAL ELECTRIC)

150 MW



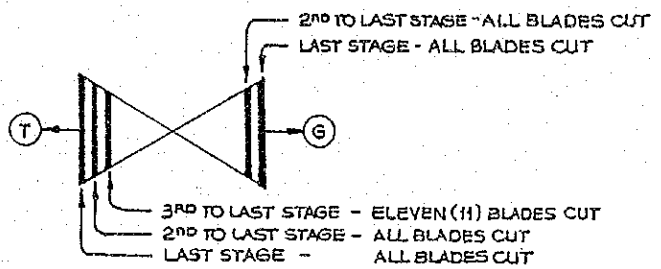
GARDNER # 2  
(SIEMENS)

200 MW



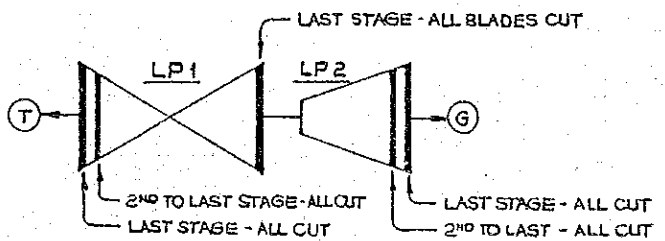
SNYDER # 1  
(SIEMENS)

200 MW



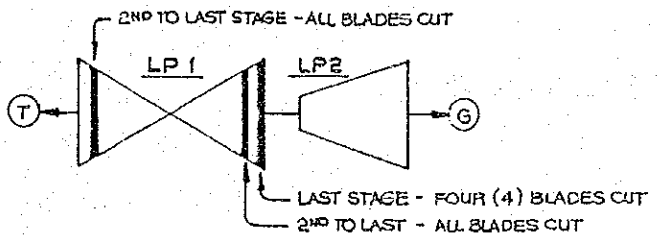
SNYDER # 2  
(SIEMENS)

300 MW



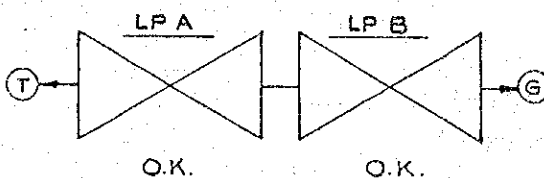
MALAYA # 1  
(SIEMENS)

300 MW



MALAYA # 2  
(HITACHI)

350 MW



HP HEATERS' PRESENT CONDITION

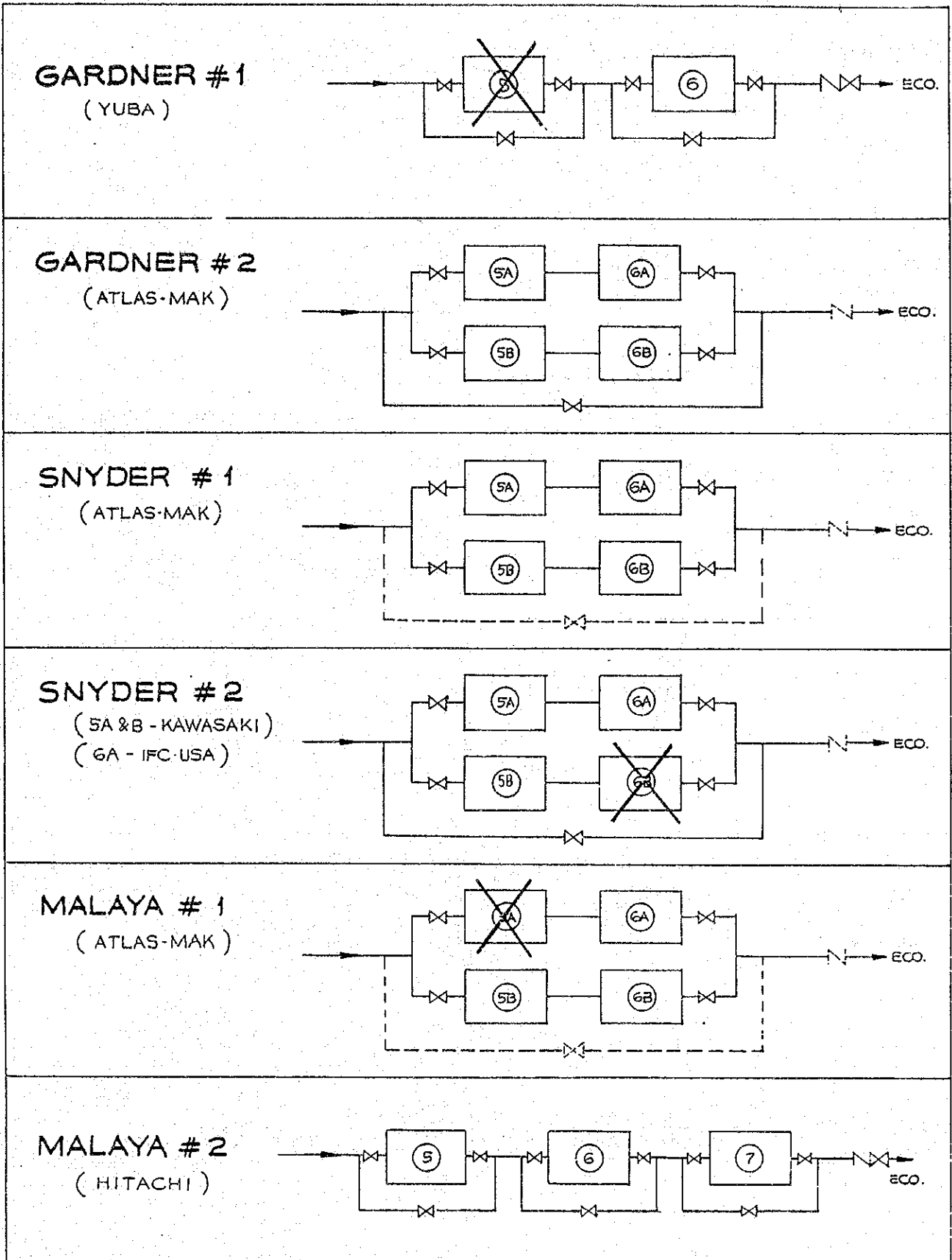


図 2-3 タービン解放点検の経緯

	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
G-1	6/6 [48] 4/10 HP IP LP } All Opened	4/6 [400] 7/10 } All Opened		10/24 [81] 1/12 Not Opened	1/13 [51] 3/5 Not Opened	1/13 [45]		[60]	[60] = ALL OPEN
G-2	[48] 4/10 2/23	[23] 1/6 1/28 Indefinite	7/11 [93] 10/22	6/6 [77] 10/22 LP Opened	6/16 9/	[49]		[60]	[60]
S-1	[51] 1/21 3/12 Indefinite	[79] 2/7 4/25 Indefinite	10/22 [133] 4/23 LP Opened					[45]	[60]
S-2		7/25 [73] 10/11 Indefinite		6/1 [82] 8/21	2/23 [175] 4/10 HP ) IP ) All Opened LP )	8/19 12/25 HP OPEN	[106]	[80]	[60]
M-1	10/19 [58]	12/16 11/13 [37] 2/19 Indefinite		2/22 [139] 7/9 HP ) IP ) All Opened				[75]	[60]
M-2				10/21 [111] 2/9 HP ) IP ) All Opened LP )				[71]	[60]

Actual result  
 NAPOCOR PLAN  
 JICA Recommend

## 2.2.6 発電機

スナイダー2号とマラヤ1号の発電機固定子端部にホットスポットによる損傷を生じていることが前回の定期検査(マラヤ1号は1980年、スナイダー2号は1981年に実施)で判明した。

ホットスポットは進相運転時に生じることは良く知られている問題である。KWUはスナイダー2号、マラヤ1号と同一設計の発電機にこの問題が生じていたため1979年に水素ガス圧力の上昇と、縮小された可能出力曲線の範囲内で運転するよう勧告した。しかしこの勧告は既存のシールオイルユニットから高い圧力の密封油を供給することが出来ないため、直ちに実施されなかった。前回の定検後水素圧力は上昇され、現在は推奨値の運転がなされている。

KWUは発電機がもしこのままで運転されるならば固定子コイルの事故発生の可能性があるとして報告している。この問題は、1980年マラヤ1号ユニットにおいて発見され、すでに2年が経過しているにもかかわらず何ら本質的な解決策がとられていない。

NAPOCORにとって最も重要なことはこの危険な状態から脱するためには一刻も早く、修理もしくは取替について方針を決定し行動に移すことである。

NAPOCORは5.3.1項の「発電機固定子端部の過熱について」に記載した事項についてKWUと協議してこの問題の解決の糸口を見出すべきである。

もしNAPOCORが修理を将来に延期しようと思うのであれば固定子端部に温度計測装置を設置することを検討するよう提言する。

## 2.2.7 制御と計装

### 1) ボイラ自動制御

ボイラの自動運転はガードナ1号およびマラヤ2号のドラム型ボイラのみが実施されていた。

貫流型ボイラのほとんどは運転開始以来、ハンチングのため自動運転がなされていない。マラヤ1号は前回の定期修理時シーメンスの技師によって調整が実施され、定期修理後2～3ヶ月の自動運転の実績がある。

調査の結果、自動運転が実施できない原因として次のとおり要約される。

- a. 弁、ベーンおよびダンパーなどの駆動装置、給水ポンプの調速装置、主タービンの電油ガバナーがその機能を失っているかもしくは応答が遅い。

従って早い応答を得るためにこれらの全てを、製造者の技術者によって完全に分解点検、調整、模擬動作試験を行なうべきである。

- b. 温度、圧力、流量、水位等の発信器は機能を失っているか、応答が遅い、またこれらのなかには故障したまま放置されているものや、予備品が入手出来ないため取外したままになっているものもある。

これらは完全に修理するか取替えるべきである。

- c. タービンの翼の破損及び切断、ボイラの減圧運転、空気予熱器の目詰り、給水加熱器の漏洩、コンデンサチューブは多数がプラグされているなど主要機器が不完全な状態にある。このような状態では実際の運転状態と先行信号の間に大きな差があり、自動制御を困難にしている。貫流ボイラの制御において、被制御機器の静特性は重要な要素である。

これらの機器は、制御を容易にし、出力を増加し、かつ信頼性を向上させるために初期の状態に復元されるべきである。

NAPOCORは制御装置のメーカーに対して定期修理時における各種調整記録及び改善のための提案等を提出するよう、又NAPOCORの保守要員の訓練を実施するよう要求すべきである。

### 2) ローカル制御および現場計器

全んどのローカル制御装置が故障したままになっているか、取外されたままになっている。これらの装置はささいな問題のように思われるが、これらの装置はプラントの運転、性能、稼働率の向上の支えとなっている。これらの装置が順調に稼働

するよう直ちに修理もしくは取替えを実施すべきである。

- 3) スナイダー2号ユニットにおいてNAPOCORは、ボイラ自動制御および起動バイパス制御装置をデジタル式制御装置に取替る事を計画し設計の段階にある。

日本の場合でも、予備品の補給が困難なことから、全自動制御を取替えた経験がある。しかし新しい装置の運転を成功させるため、全制御装置、部品の取替に先立って、下記の事項を確実に実施しておく必要がある。

- a) 前述の1) のa項からc項まで及び2) 項の実施
- b) リレー室、制御室、および現場環境の改善
- c) 新システムに安定した電力を供給するため、定周波定電圧電源装置の設置

## 2.2.8 化学管理

ガードナー/スナイダー発電所、マラヤ発電所ともボイラ給水の水質は、制限値を越えて運転されている。水質悪化の原因は、復水器漏洩と復水脱塩装置の過大評価にある。

復水器漏洩は全ユニット共通の問題で、特にマラヤ2号では頻発している。すべての水質監視計器が動いていない現状では、復水器漏洩の検知は塩分の手分析によって行っているが、検出限界が高く、 $0.1 \text{ ppm as Cl}$  ( $12 \mu\text{s/cm}$  カチオンバース導電率、制限値、 $0.3 \mu\text{s/cm}$ ) 以下の塩分は見逃されている。

復水脱塩装置はアンモニア型で運転されており、処理後の水質は処理前と同一か、または悪化しており、すべて給水制限値を上回っている。主な原因は、樹脂のアンバランスと再生用苛性ソーダの品質不良と考えられる。

スナイダー1号でのテストの結果、H-OH型で運転した場合には本来の水質が得られたので、早急に全樹脂のバランスを調整した後、現状ではH-OH型運転をすべきである。純水不足の問題はあるが、少なくともユニット起動時、復水器漏洩の場合はH-OH型運転とする必要がある。

再生頻度の増加、樹脂劣化を考慮して、ガードナー2号に専用の再生装置を設置すべきである。

また、現状の脱塩装置、復水脱塩装置とも、すべて手動で運転再生されており、水質についての監視計器も全く動いていない。従って両装置の導電率計、流量計等を修理して、規定通りの純水確保を計るべきである。



純水の不足は両発電所に共通しており、ガードナー／スナイダー発電所では増設を計画中であるが、マラヤ発電所でも復水器漏洩時に純水不足によりボイラブローが制限されており、復水脱塩装置の再生頻度増加により純水使用量も多くなるので、脱塩装置を増設する必要がある。なお、深井戸からの水量が少なくなりつつあり、Laguna 湖水の使用と逆浸透法水処理装置 (RO) の設置が望ましい。

各発電所の化学管理は殆んど発電所に任されており、水質データの統計的処理、経年変化等のデータ集約、解析はされていない。また、発電所間の情報交換、教育等も少ない。

火力発電の化学管理とともに、将来、地熱、原子力を含めた全 NAPOCOR の化学管理機関として、中央研究所を設置し、化学管理の集約と、化学処理技術の向上、教育等を計画、実施すべきである。当面、5～7名の管理スタッフをおき、将来は、火力、地熱、原子力の特殊水質分析、金属材料、公害等の問題に対処出来る設備、スタッフを揃えることを提案する。

## 2.2.9 所内電気系統

発電所の電気系統は 4,160V メタルクラッドスイッチギヤ- 480V スイッチギヤ-、および 480V モータコントロールセンタで構成されており、これらの機器はパワーハウス内に散在している。特に天井の雨もりがひどく、また地中配管よりの漏洩もあり、コントロールセンタへの侵水、電気機器の接地事故のおそれがある。これらは第一に改善されなければならない。またコントロールセンタやスイッチギヤの汚れがひどく、保守が充分行なわれていないと考えられる。

予備のコントロールセンタユニットは部品が取外されたままになっているが、これらの機器は他の使用中のものが故障した場合に使用できるよう完全な状態にしておくべきである。電気機器まわりの清掃を定期的の実施し、定期分解点検時には全てのスイッチギヤ-及モータコントロールセンタを分解点検することが必要である。

## 2.2.10 関連変電所及び送電線

火力発電所は MERALCO (MANILA ELECTRIC COMPANY LTD) が管理する 115kV 変電所および NAPOCOR の NLRC (NORTHERN LUZDN REGIONAL CENTER) が管理する 230kV 変電所に接続されている。このため運転保守に関して緊密な連絡を行ない、たとえば保守作業における三重停電などがないよう配慮すべきである。

事故発生により需給のバランスがくずれた場合には緊急に系統分離を行ない発電所の周波数低下を防ぐ必要がある。

低周波運転による低圧タービン翼の破損により長期の停電をもたらす。

過去の事故記録や実際に遭遇したトリップ事故によると発電所の保護継電器と送電線の保護継電器の協調が取られていないように思われる。これらは早急に改善されなければならない。

## 2.3 運転と保守

### 2.3.1 運 転

運転員はボイラ自動制御装置やローカル制御装置のほとんどが自動で運転されていないにもかかわらず、出力を確保するために最大限の努力を払っていることは理解できる。

起動時や事故停止時には適切な操作を行なっているが事故原因の探究についての意欲が不足しているように思われる。

また制限値に対する認識が欠けている。特にスナイダー2号ユニットおよびマラヤ1号ユニットは発電機固定子端部にホットスポットの問題をかかえており、運転員は力率、水素圧力、水素純度、冷却水温度を制限値内で運転するよう注意しなければならない。実際の操作と共に基礎知識、調査能力及び意欲の向上を推進しなければならない。

ルーチンテスト、巡視点検の励行、標準操作要領の順守、チェックシート方式の確立、及び改善を実施し、たえまなく改善して行くべきである。

中央制御室には系統図、展開接続図、標準操作要領書を設け、起動時もしくは停止時に運転員がその操作が正しくおこなわれているかどうかを確認できるよう配慮すべきである。

ボイラ蒸気温度制御不能によるユニットトリップ事故が頻発している。この事故は燃料供給過剰によるものと思われる。標準操作要領(SOP)に従って運転を行えばこれらの誤操作を防ぐことができると思われる。この目的のためにSOPは数字で表わした図表、たとえば燃料流量、弁開度等の関係図を使用すると良い。

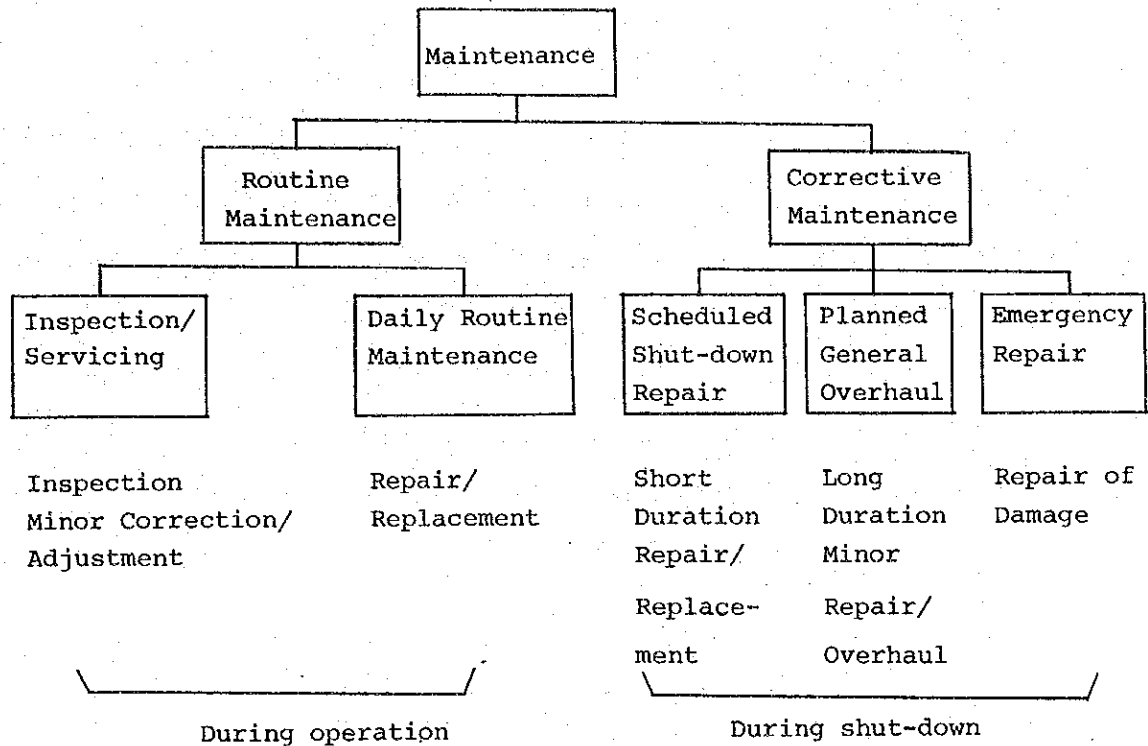
又、図面は故障原因の発見及び正しい運転のために有効である。

## 2.3.2 保 修

### 1) 事前保守

NAPOCOR は一般的に図 2-4 に示すような保守の概念をもっている。

図 2-4 保守の概念



2種類の保守というものがある。即ちユニットの運転中に運転と保守スタッフが一緒に行う事前保守とユニット停止中に実施される事後保守である。

日本及び諸外国に於いても予防保全という用語は事後保守の反対語として考えられている。

前者は運転中に機器を壊さないように維持することであり、後者は機器が壊れた後修理することである。従ってこの定義によると定期修理さえも予防保全と考えることができる。事後保守の場合は大きな設備損壊を招くかも知れず、予防保全と比べて長い目でみると不利益となるものである。

火力発電所に於いては広い意味で、特に予防保全は高い稼働率を期待する場合に

必要となる。

## 2) 日常保守

JICA 調査団はガードナー／スナイダー、マラヤ各発電所の設備についてその状況調査を行った。その結果、保守グループで実施されるべき定例的な事前保守作業が行なわれていなかった。

JICA 調査団としてはNAPOCOR が各機器の事前保守作業を実施する様推奨したい。

### a. 現 状

- (a) 全ての回転機器（ファン、ポンプ、モーター等）が汚れている。
- (b) ごみや保温材の小片等が回転機器の周囲にたくさん散乱している。
- (c) 故障した指示計（圧力や温度計等）や指示の確認できない計器がたくさんある。
- (d) 全ての制御機器（制御器や弁開度指示計等）が汚れている。
- (e) メタル・クラッド・スイッチギヤ、パワー・センター及びコントロール・センターなど電気設備がほこりで汚れている。
- (f) 燃焼ガスが発電所本館内に充満している。
- (g) 本館の雨漏れ個所が多く、これが硫酸水となって機器を腐食させている。

### b. 勧 告

発電所内の回転機器や制御機器は常にきれいに管理されていなければならない。これは日常の予防保全によって管理されるべきである。したがって、発電所全設備について日常の予防保全が実施されなければならない。

日本においては、付録-2に示す様に保守グループが日常の予防保全を行っている。JICA 調査団としては、付録-2に示す様な方法でNAPOCOR が日常予防保全を実施する様推奨したい。

### c. 予防保全に対する対策

- (a) NAPOCOR は付録-2に示す様な予防保全を実施すべきである。そしてこの予防保全点検中、機器の異常を発見したならば速やかに修理すべきである。又その部品の在庫がない場合は速やかにそれを購入すべきである。故障個所は、それが破損する前に修理計画を立て実施せねばならない。
- (b) もし運転中機器の異常を発見したならば、ただちにその工事期間、人員手配、

工具、予備品等の準備をすべきである。又、購入手続中の予備品が入手できた時も同様な作業計画により処理すべきである。

(c) JICA 調査団は NAPOCOR が作成した "Preventive Maintenance System and Procedure" は、非常に良く検討されている。この様な方針でそれぞれの発電所の保修グループが予防保全を実行していく様期待したい。

JICA 調査団の調査結果では各発電所において付録-2 に示す様な予防保全を行ってれば、ローカル計装機器の故障などは避けられたであろうと推定できる。特に計装制御グループが付録-2 に示す様な予防保全を実施する様推奨したい。

### 3) 定期修理

ボイラ、タービンやその補機などは、常に高温、高圧の蒸気や燃焼ガス等にさらされている。したがってこれらの設備はその信頼性を保つために十分な定期修理を行う必要がある。

日本では、火力発電所は定期修理を実施する様、厳格に義務づけられている。タービンは2年ごと、他の設備は毎年点検されている。

NAPOCOR では各発電所の定期修理が計画通り実施されていない。このためこれらの発電所の信頼性は低下し、発電設備のいくつかは、その被害をうけている。この影響は大きく、発電設備の寿命を短かくしている。例えばボイラチューブ、空気予熱器エレメント、タービン本体、復水器チューブ、給水加熱器等。

したがって、定期修理の延期は極力避けるべきであり、予定された工程に従って実施し、予定期間内にその点検を終了させるべきである。

このためには、定期修理の工程管理が S.O.D (System Operation Division) によって正確に計画されるべきである。又発電所側においても保修グループはその定期修理について正確な工程表を作成すべきである。

日本では、定期修理の正確な工程管理を行うため付録-6 に示す様な C.P.M (Critical Path Method) を使用している。

表2-4 は日本に於いて現在迄標準と考えられている定期修理に必要な日数を示している。

表 2 - 4 定期修理に必要な日数

年		1	2	3	4	5	
種 別		B-T	B	準B-T	B	B-T	
標準日数	250MW級	40~50	19~23	27~35	19~23	40~50	以後 繰返し
	350MW級	43~55	20~29	29~36	20~29	43~55	

註

B-T : タービン・ローター開放点検を伴う

ボイラ・タービンの精密点検

準B-T : タービン上半ケーシング開放を伴う

ボイラ・タービンの簡略点検

B : ボイラ点検及び運転中に出来ない修理作業

上記日数は特殊な保修及び取替工事を含めない場合のものである。過去1年間の運転中に起った全ての設備上の故障は、定期修理以前に主要点の解析の過程の中でチェックされるべきである。

故障の範囲のチェック、必要な記録の保管、修理作業工程の見直しを行うことにより上記修理工事を実施されるべきである。修理作業に従事する担当者は修理作業の正確さと完全性に責任をもつべきである。

#### 4) 緊急停止時の保修

実施されるべき修理作業は多くあるが、ユニットが運転中のため実施されずに残っているように思える。或る事故によりユニットが停止した場合等の機会を利用し、そういう二次的な作業を主要な作業をしながら行うべきである。

このような二次的作業は思いつきではなく、事前に充分準備された考えに基づいて行われるべきである。こういう機会に他の設備についてもチェックがなされ、異常が発見された場合は早急な修理が実施されるべきである。綿密な保修によって、連続運転が可能な設備状態が保持されるものである。

#### 5) 保修作業記録

各機器の経歴簿を完備することは保修を計画及び実施する上で非常に重要でかつ有

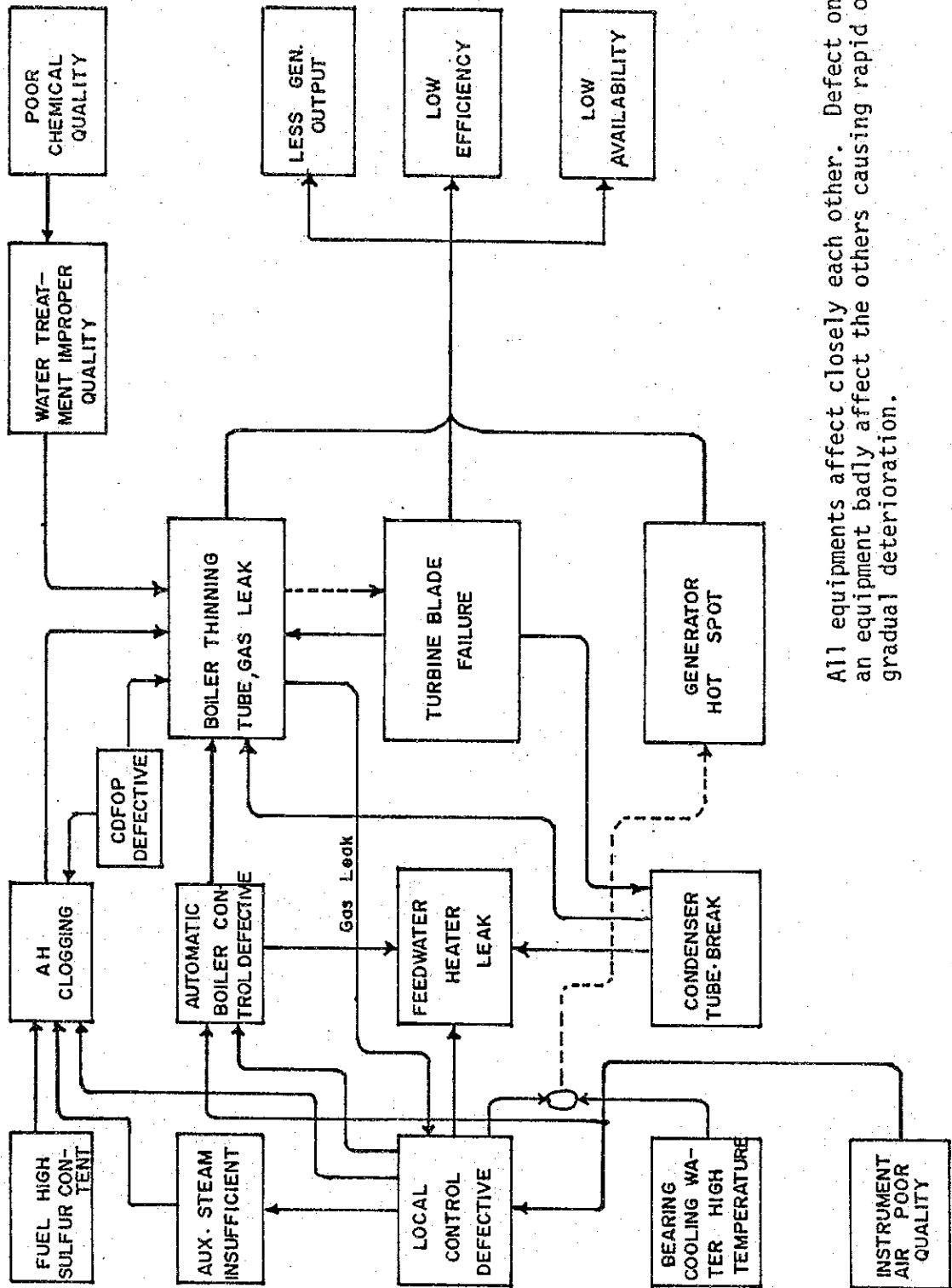
用なことである。「専門家による技術」調査チーム(以下UTLチームと  
言ひ)は全設備について設備記録台帳の構想をつくった。この台帳には設備に関す  
る重要なデータが記載されており、主要な修理/定期修理が実施される時はいつで  
もこれに記述がなされる。これら台帳の作成業務は非常に大変ではあるが、主要機  
器については台帳を作成することを勧める。

又修理作業が終わったらすぐに保修記録への記載が必要である。現在定期修理及び  
長期修理記録はQAグループによって作成されている。これらは保修計画及びその  
検討には非常に有用なものである。これらの定期修理作業は今後予防保全に参考と  
なり易い形で記録、保管することが望ましい。

予備品台帳が作成され、予備品が貯蔵又は使用される時は必ず記録されるべきで、  
その予備品数についても確認がなされねばならない。各予備品の最大及び最低の数  
は事前に決めておく必要があり、最低数に至った場合は、早急な購入、補給が必要  
である。



図 2-5 機器の劣化関連図



All equipments affect closely each other. Defect on an equipment badly affect the others causing rapid or gradual deterioration.



### 3. 電力供給の現状



### 3. 電力供給の現状

#### 3.1 ルソン島に於ける電力供給の現状

##### 3.1.1 概要

1981年末、ルソン島の全発電容量は局地配電用小容量のものを除き、3,224MWであった。内訳は水力554MW(17%)地熱440MW(14%)油焼き火力2,230MW(69%)である。水力はその殆どがマニラより北部、地熱はマニラより南部、火力がマニラ周辺となっている。ルソン島の発電所名、容量とその位置は夫々表3-1、図3-1に示してある。

表3-1 発電所の現状(1981年末)

水 力	Ambuklao	75MW	} 554 MW		
	Binga	100			
	Angat	218			
	Patabangan	100			
	Botocan	16			
	Masiway	12			
	Kalayaan	(300)		1982 運開予定 (注…運開)	
	Magat	(360)		1983 "	
	San Roque H.E.	(390)		1990 "	
地 熱	Tiwi 1~4	220	} 440 MW		
	Mak - Ban 1~4	220			
	Tiwi 5	(55)			1982 運開予定 (注…運開)
	Tiwi 6	(55)			1982 " ( " )
	Mak - Ban 5~6	(110)			1984 "
	Tiwi 7, 8	(110)			1986 "
	Tongonan	(440)			1986 "
火 力	Bataan 1	75	} 2,230 MW		
	Bataan 2	150			
	Malaya 1	300			
	Malaya 2	350			
	Snyder 1	200			
	Snyder 2	300			
	Gardner 1	150			
	Gardner 2	200			
	Tegen 1	100			
	Tegen 2	100			
	Rockwell 1~5	125			
	Rockwell 6~8	180			
	Coal Ther. 1	(300)			1985 運開予定
Coal Ther. 2	(300)		1988 "		
原子力	PNPP	(620)		1985 運開予定	

( )は建設又は計画中

### 3.1.2 電力供給系統

ルソン島の主な電力供給系統は次のものから成立っている。

NAPOCOR — フィリッピン国でルソン島以外の地区も含め発送配電を行うもので、特に発電所の建設・保守については唯一の組織である。

MERALCO — マニラ地区配電を管掌する私企業である。

COOPS — フィリッピン電化庁 (NEA) の管轄下にある地方配電公社で、電力をNAPOCOR から購入しその供給区域に売電するものである。

ルソン島の電力系統は3つに大別される。第一は北部ルソンで、Pantabangan 100MW、Angat 218MW その他の水力とBataan 225MW の火力発電所、第二はマニラ首都圏でガードナー／スナイダー (Sucat) 850MW マラヤ650MW の油焚き火力発電所、第三は南部ルソンでTiwi 220MW、Mak-Ban 220MWの地熱発電所、Kalayaan 300MW の揚水発電所が夫々の地区にある。

これ等の発電所は殆ど230MW 送電線で連系され、69kV に変降されて供給される。MERALCO の供給区域は115kV送電線が幹線になって居り、34.5kVに変降給電される。

## 3.2 需要想定と電源開発計画

### 3.2.1 需要拡大の推移

ルソン島の1972年から1981年迄の10年間の需要増加の状況が表2-2に示されている。1972年には最大需要1331MW、年間需要7555×10<sup>6</sup> kWhであったものが、1981年には夫々2225MW、13647×10<sup>6</sup> kWhと約2倍近い伸びを示している。この間の年伸び率は最大需要、年間需要とも7%、負荷率65~72%と比較的に高い。図3-2に1981年の各月の日負荷曲線を示すが、月によって大きな相違はない。図3-3に1979年以降の月間最大需要を示すが、特に大きな変化はなく、漸進的の伸びを示している。

図 3-1 ルソン送電網と発電所

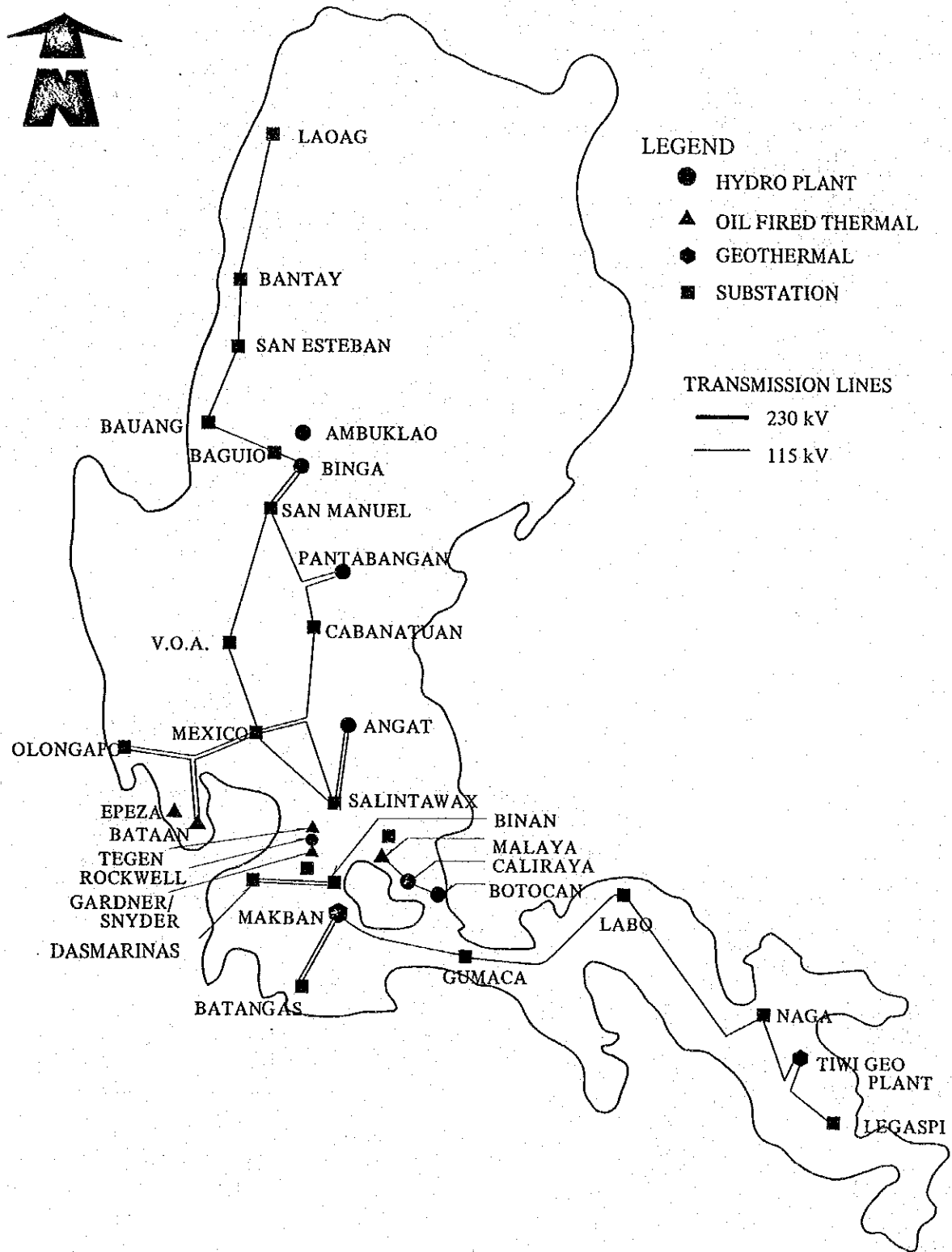


図3-2 1981年、ルソン島の日負荷曲線

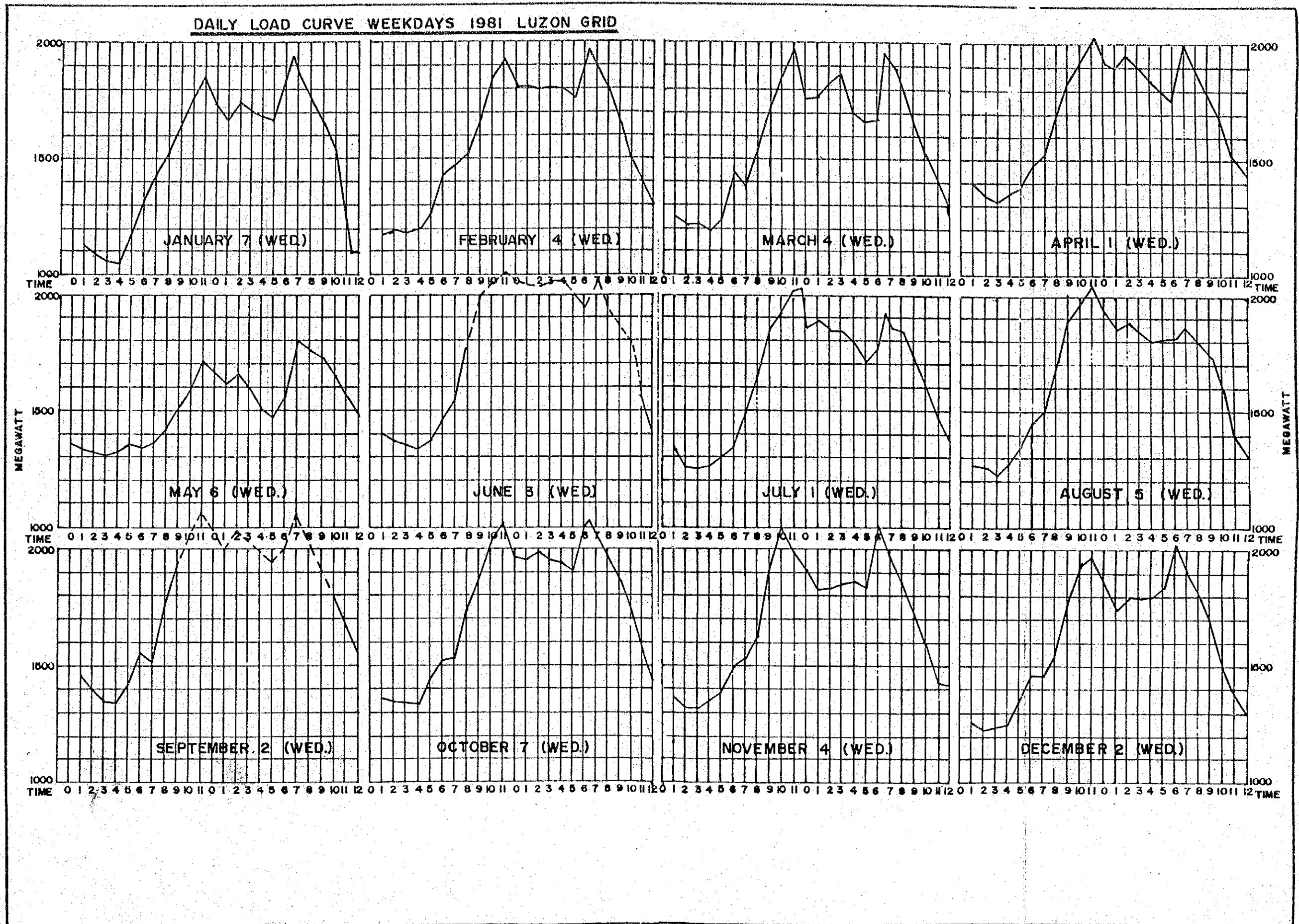




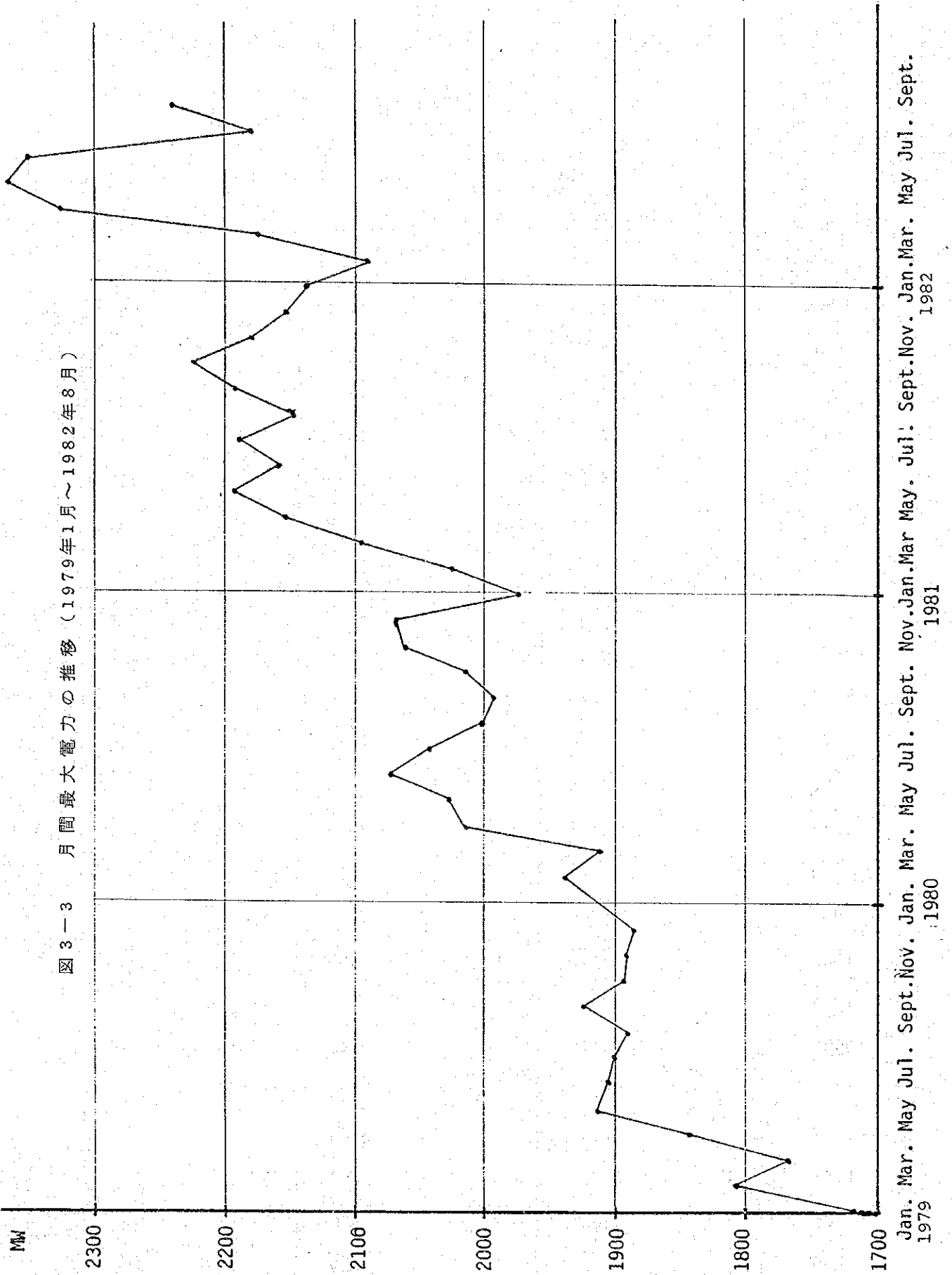


表 3-2 ルソン島の最大発電電力と発電電力量の実績及び想定

LUZON GRID

Calendar	Energy		Peak Load		Load	
<u>Year</u>	<u>Reqt. GWH</u>		<u>Mw</u>		<u>Factor %</u>	
<u>Actual</u>						
1969	6087		1020		68.1	
1970	6386	7.0%	1111	7%	65.6	
1971	7048		1205		66.8	
1972	7555		1331		64.8	
1973	8212		1335		70.2	
1974	8240		1379		68.2	
1975	9014		1513		68.0	
1976	9626		1659		66.2	
1977	10357		1709		69.2	
1978	11223		1780		71.9	
1979	12054		1926		7.2%	69.5
1980	13126	2074	7.4%	71.6		
1981	13647	2225		72.5		
<u>Forecast</u>						
1982	15080	7.0%	2380	7%	6.8%	
1983	16140		2565			
1984	17240		2745			
1985	18420		2940			
1986	19680		3145			
1987	21030		3365			
1988	22475		3600		6.9%	
1989	24020		3850			
1990	25675		4120			

図 3-3 月間最大電力の推移 (1979年1月～1982年8月)



### 3.2.2 需要想定

NAPOCOR では1981年10月、1990年までの需要想定を策定した。之によると1980年から1990年までの10年間の伸び率は最大電力で7%、電力量で6.9%となっている。全世界的な石油消費節減の趨勢、石油消費節減の国策、ルソン島以外の地域の工業化推進等の政府方針からルソン島の電力需要は急激な増加はないことになっている。6.9%の伸び率というのは現時点では妥当な数値といえよう。

### 3.2.3 電源開発計画

NAPOCOR の1981年から1990年にかけての電源開発計画は政府の電化促進と輸入石油への依存減少を基本方針としたものである。NAPOCOR の計画ではルソン島の設備容量は1990年5941MW、内訳は水力1604MW (27%)、地熱1192MW (20%)、原子力620MW (10%)、石炭火力600MW (10%)、石油火力1925MW (33%)となっている。表3-3参照。ロックウエル石油火力(305MW)は老朽のため1980年代の初期に廃止予定となっている。

表 3-3 ルソン島電源開発計画

YEAR OF COMM.	PLANT ADDITION	INSTALLED CAPACITY (MW)							ENERGY CAPABILITY AND REQUIREMENT (GWH)											
		HYDRO	GEO	COAL THER	COAL NUCL.	OIL THER	TOTAL	/1 DEP. CAP.	PEAK DEMAND	RES. CAP.	RES.	AVAIL-ABLE ENERGY (GWH)	HYDRO	GEO	COAL THER	NUCL.	OIL THER	TOTAL	GENE-RATION LEVEL	SUR-PLUS (DEF.)
1980	Existing	542	440			2230	3212	2880	2070	470	23	19097	2050	2283			13871	18204	13113	5091
1981	Masitway (1 x 12)	554	440			2105	3099	2816	2240	236	11	48	2098	3176			13297	18571	13750	4821
82/3	Tiwi Geo 5 (55)	354	495			1925	3274	3016	2400	276	12	397	2261	3507			13510	19278	15080	4198
82/5	Kalayaan 2 (150)											150								
82/7	Kalayaan 1 (150)											150								
1983	Tiwi Geo 6 (55)	1214	550			1925	3689	3337	2565	432	17	397	2766	3970			13510	20246	16140	4106
83/6-12	Magat 1-4 (360)											1103								
84/7	Max-Ban 5-6 (110)	1214	660			1925	3799	3437	2745	352	13	794	3501	4367			13510	21378	17240	4138
1985	PAPP 1 (620)	1214	660	300	620	1925	4718	4107	2940	767	26	3910	3501	4764	1989	1684	13510	25448	18420	7028
	Coal Ther. I (300)											1989								
1986	Tiwi Geo 7-8 (110)	1214	1210	300	620	1925	5269	4657	3145	1062	34	794	3501	8734	1989	3367	13510	31101	19680	11421
	Tongonan 4-5 (110)											794								
	Tongonan 6-11 (330)											2382								
1987	-	1214	1210	300	620	1925	5269	4707	3365	842	25		3501	8734	1989	3639	13510	31373	21020	10353
1988	Coal Ther. II (300)	1214	1210	600	620	1925	5569	5027	3600	877	24	1989	3501	8734	3978	3856	13510	33579	22475	11104
1989	-	1214	1198	600	620	1925	5557	5056	3850	616	16		3501	8647	3978	3910	13510	33546	24020	9526
1990	San Roque H.E.	1604	1192	600	620	1925	5941	5339	4120	629	15	1153	4654	8607	3978	3910	13510	34659	25675	8984
	NOTE :																			
	/1 Dependable capacity is the sum of the dependable capacities of all plants. For hydro plants it is the capacity that can be delivered at low or worst reservoir condition. For thermal plants it is the de-rated capacity.																			
	/2 12 MW and 37 GWH drawn for Leyte & Samar grid requirement.																			
	/3 6 MW and 40 GWH additional power for Leyte & Samar grid requirement.																			

図 3-4 エネルギーの需要・供給計画 (MW)

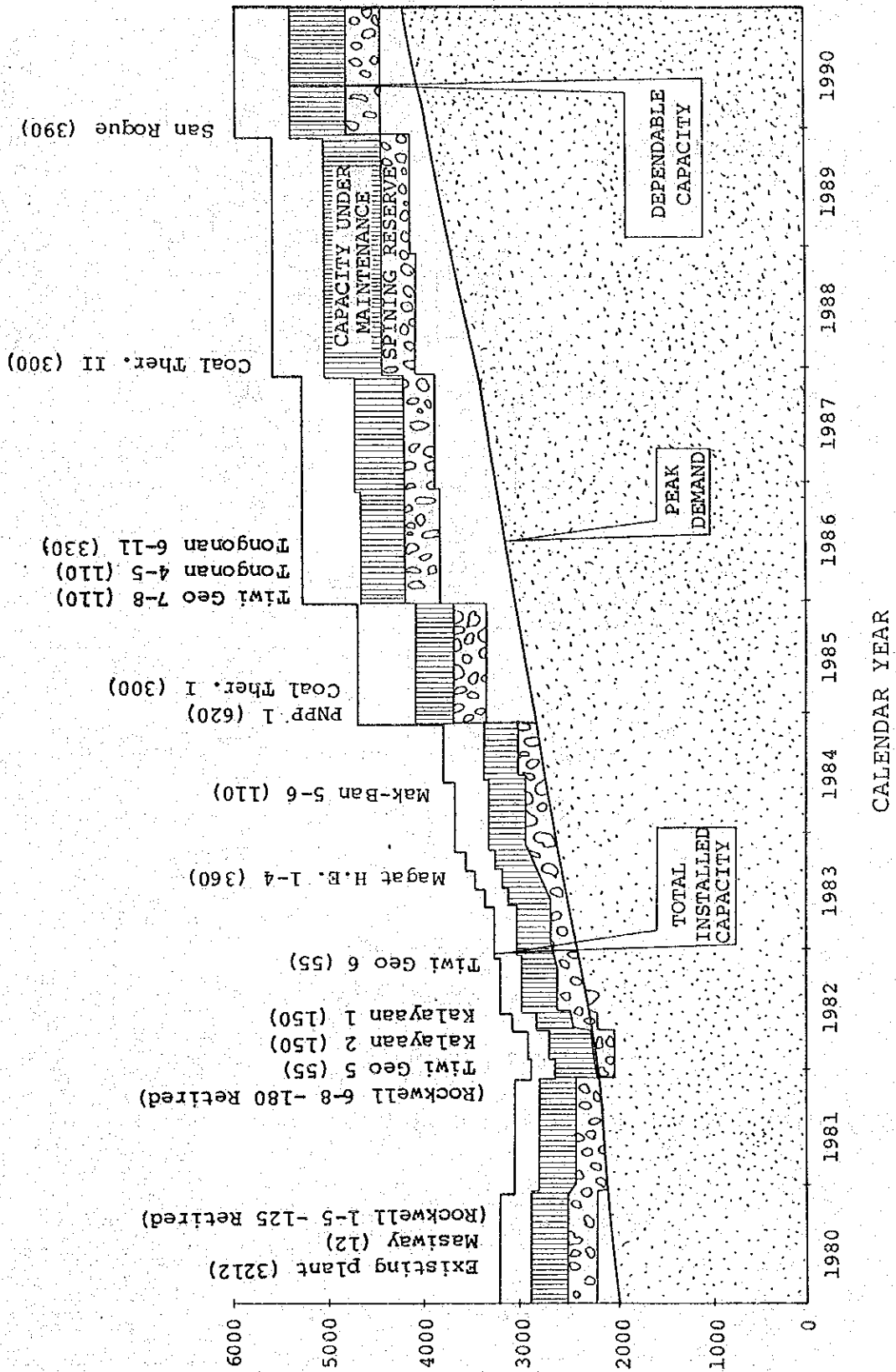
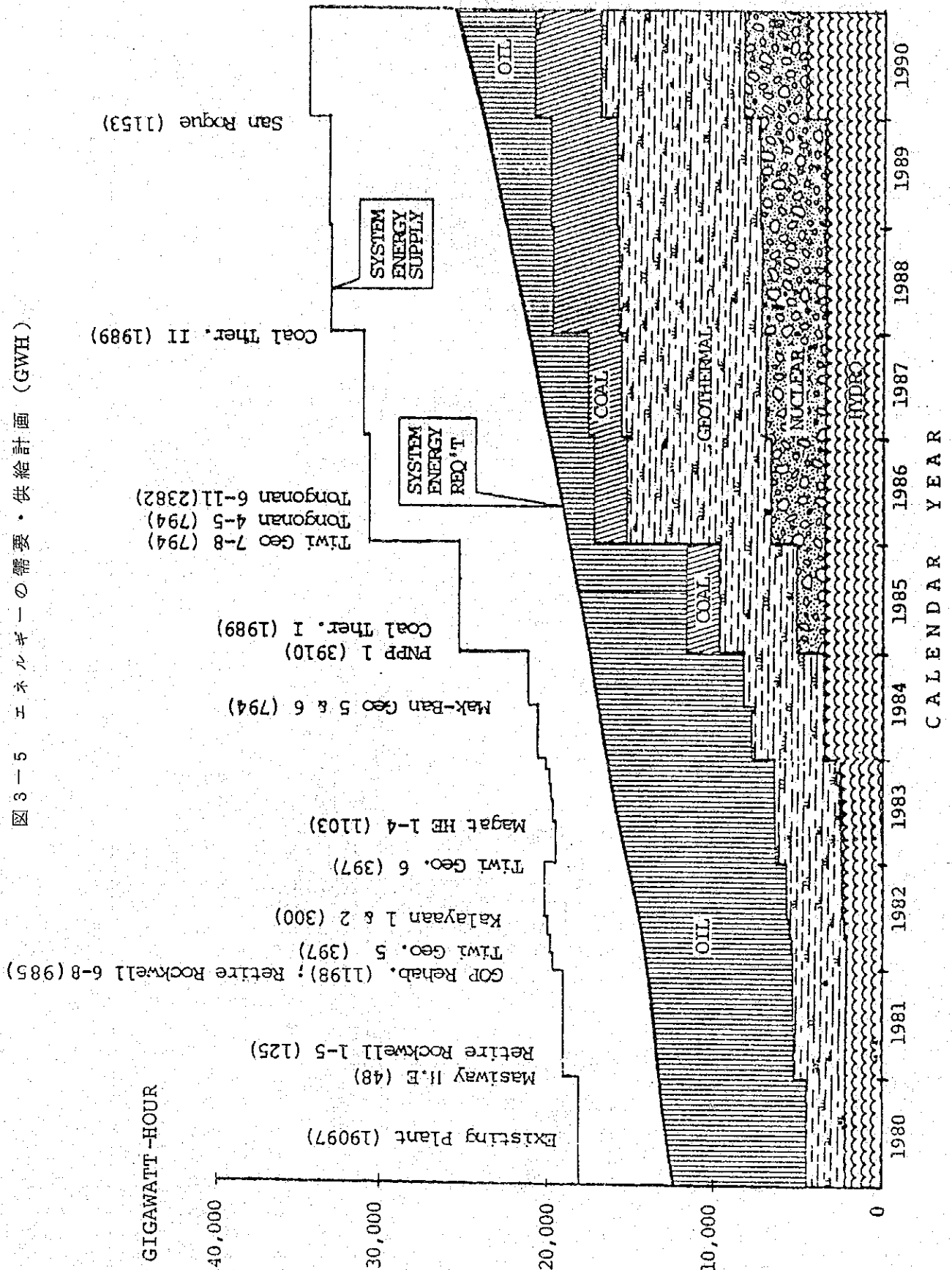


図 3-5 エネルギーの需要・供給計画 (GWH)



### 3.3 メトロ・マニラへの電力供給

メトロマニラの電力は各所にある230/115kV変電所とガードナー/スナイダー、テゲン、ロックウェルの三火力発電所から供給されている。メトロマニラ内は図3-6に示すように115kV幹線で給電されている。

230kV、115kV送電線はループ状で、変電所の母線方式は $1-\frac{1}{2}$ CB方式で事故時にも停電が少く、高信頼性のものを採用している。MERALCOの供給区域は約2600km<sup>2</sup>でメトロマニラ全域にわたり、ルソン島104,000km<sup>2</sup>の2.5%に相当する。併しルソン島で最も負荷の大きい地域であり、全島の約 $\frac{2}{3}$ の負荷を占めている。



図 3-6 ルソン島の系統概略図

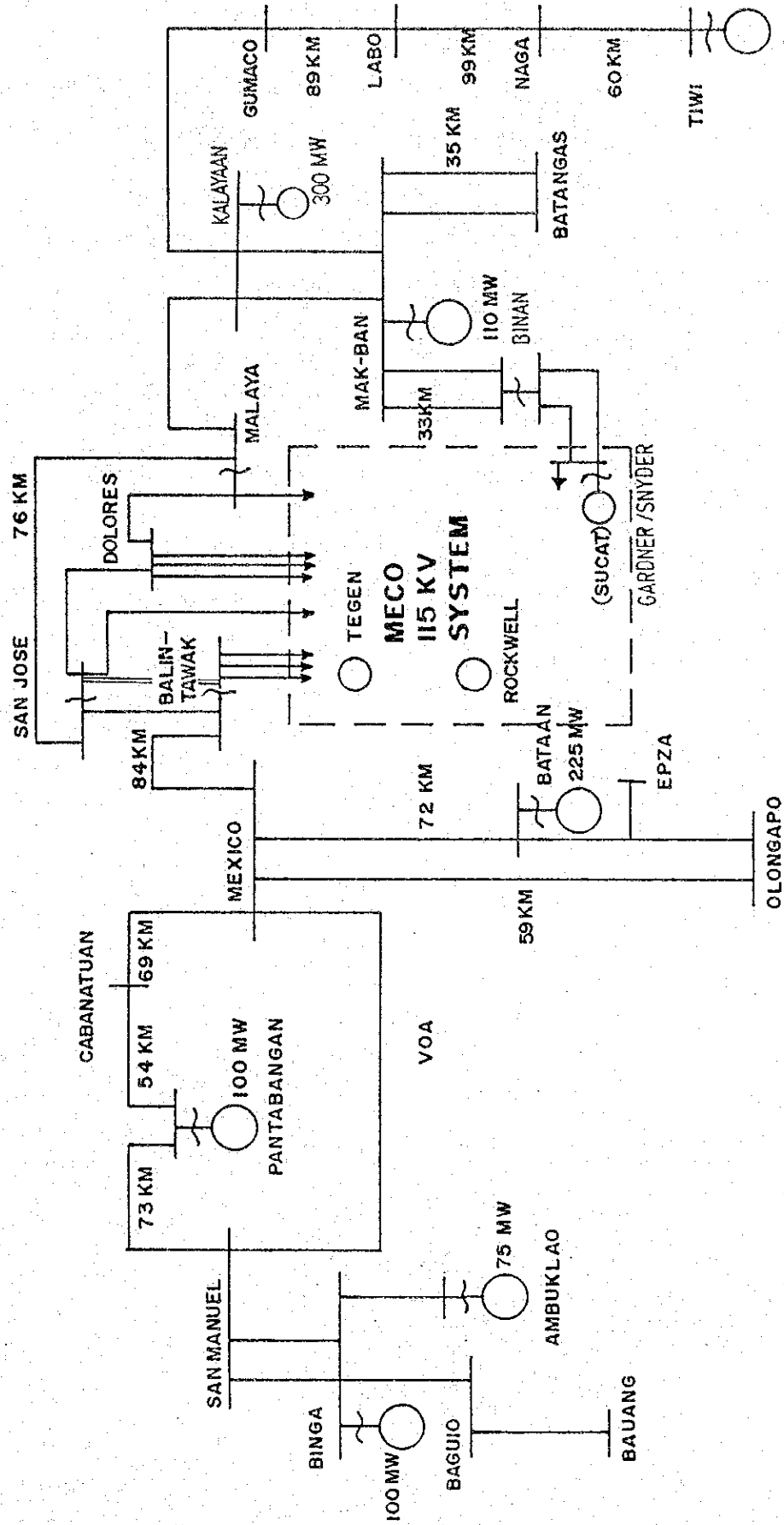
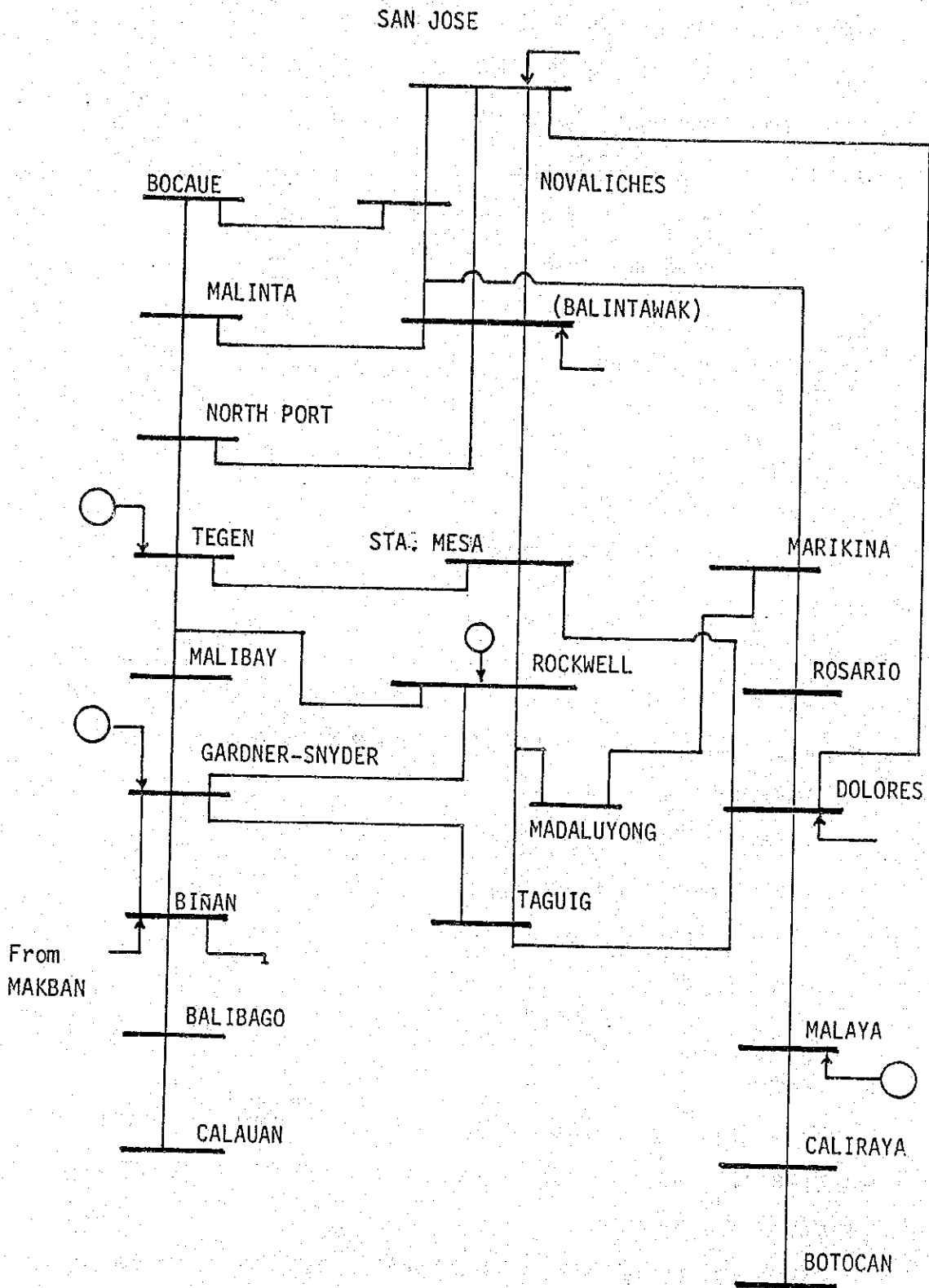


図 3-7 MERALCO の 115 KV 電力供給網



### 3.4 電力系統の火力発電所に及ぼす影響

#### 3.4.1 NAPOCOR の電力供給

##### 1) 変電所

NAPOCOR の超高圧変電所の母線方式は一般的 4 方式を比較検討の結果  $1\frac{1}{2}$  方式に定っている。この方式は遮断器を点検する時、主変圧器や送電線を止めなくてすむ。母線事故時でも供給停止しなくてよい。

##### 2) 保護方式

- a) 送電線      インピーダンス継電器 (主保護)  
                 過電流継電器 (バックアップ)  
                 再閉路……なし
- b) 変圧器      比率差動継電器 (主保護)  
                 接地過電圧継電器 (バックアップ)
- c) 接地方式    直接々地 (230kV、115kVとも)

##### 3) 通 信

PLC 方式  
現在マイクロ波設備建設中

##### 4) 給 電

###### a. 給電指令所

給電指令は NAPOCOR、MERALCO が電話連絡をとり乍ら行っているが新しい給電指令所が現在建設中で 1983 年 8 月運開の予定である。新指令所には次の装置が設置される。

データ採取・遠隔制御装置  
プロセス・コンピューター  
マンマシン・インターフェース装置  
周波数制御装置  
通信装置

###### b. 周波数制御

周波数は夜間 テゲン 発電所、昼間は水力発電所の出力で調整されている。雨期特に 8 月から 10 又は 11 月にかけては水力は全力運転するのでこの時期には周波数調整には使えなくなる。

系統擾乱の時は周波数が早急に安定しないので低周波継電器で負荷遮断を行う

よりになっている。

自動周波数調整には調整容量が出来るだけ大きい方が望ましい。この為多くの発電所が調整用に使用されるよう、現在の計画では殆どの水力と、火力ではマラヤ 2 号、テゲン 1, 2 号、Bataan 2 号が調整用に予定されている。

図 3-8 ルソン島における通信方式 (1980)

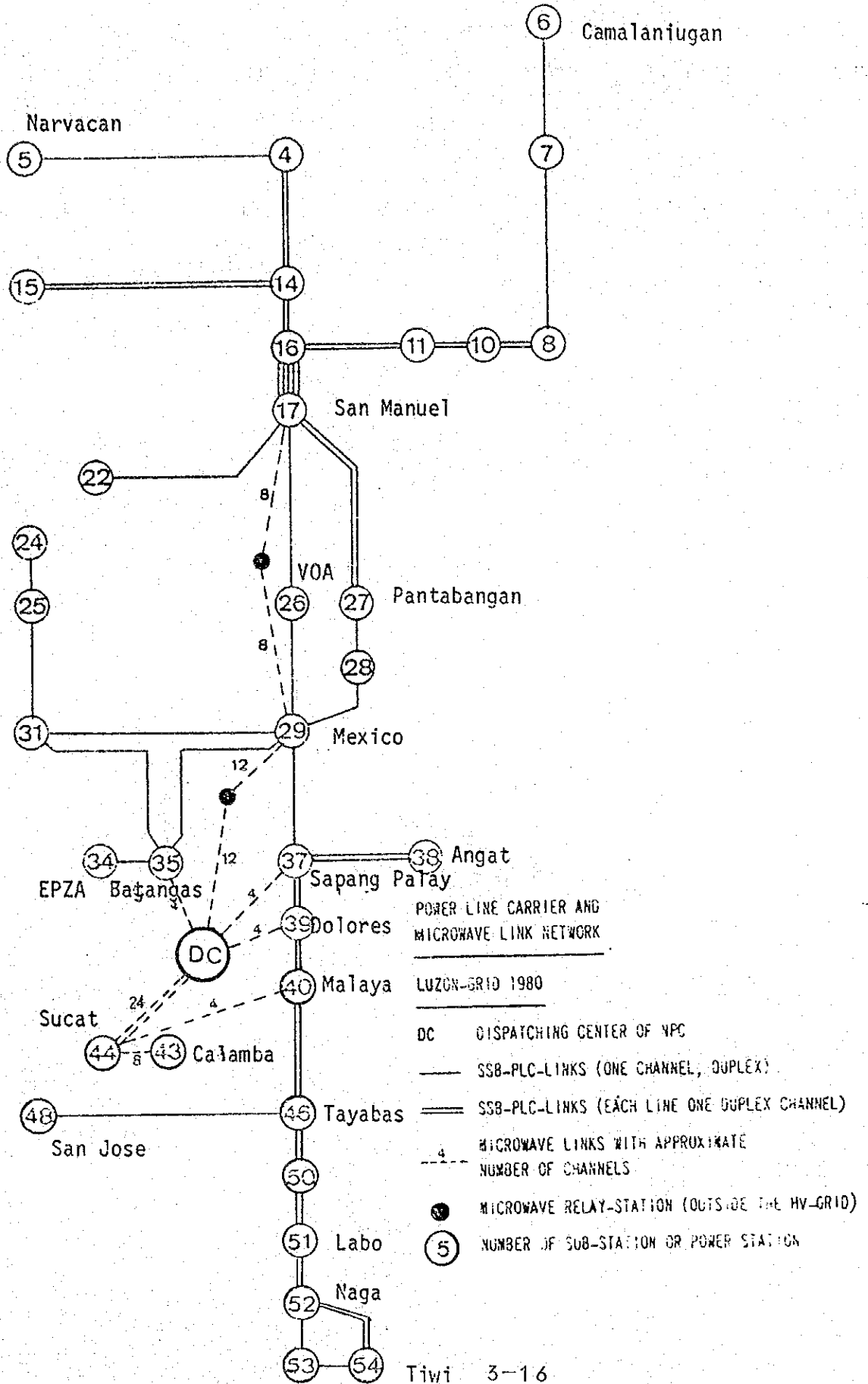
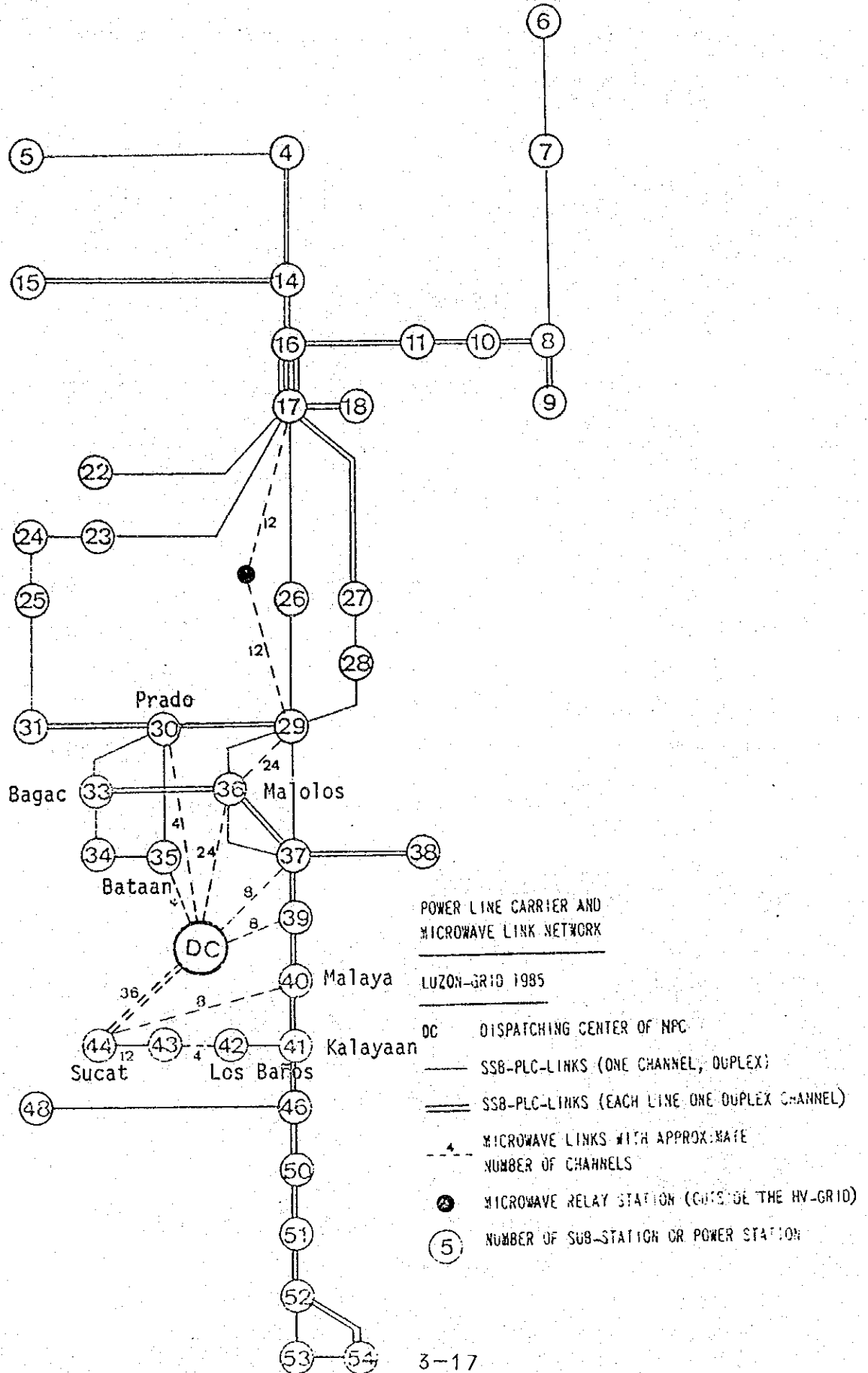


図3-9 ルソン島における通信方式(1985)



c. 電圧調整

NAPOCOR の系統での電圧調整は 69/13.8kV 変圧器の低圧側の負荷時タップ調整器で行われている。

3.4.2 系統事故

ガードナー/スナイダー発電所の電気事故を設備別に分類すると次のようになる。

		1970-1981					
		G-1	G-2	S-1	S-2	計	
1)	系統事故	9	19	10	4	42	(37%)
	送電線トリップ	2	2	2	1	1	
	台風	1	2	1	1	5	
	周波数擾乱	4	7	5	1	17	
	不明	2	8	2	1	13	
2)	変電所	5	2	1	2	10	(8%)
3)	変圧器	5	5	6	2	18	(16%)
	主変圧器	5	2	6	2	15	
	所内用変圧器	0	3	0	0	3	
4)	発電機	10	6	6	6	28	(25%)
	バックアップ継電器 (含逆電力継電器)	0	2	4	3	9	
	A.V.R.	9	0	0	2	11	
	発電機、励磁機	0	3	1	1	5	
	その他	1	1	1	0	3	
5)	所内電力系統	5	3	7	1	16	(14%)
	4160V	4	3	4	1	12	
	480 V	1	0	2	0	3	
	その他	0	0	1	0	1	
総計		34	35	31	15	114	
		(30%)	(30%)	(27%)	(13%)	(100%)	

最も多発する事故は系統擾乱で40%を占め、発電機事故は25%である。発電機事故の大部分は逆電力リレー動作によるもので之は発電機本体以外のボイラやタービン事故から来るものであることが多い。変圧器事故の割合は16%、所内系統事故が14%、変電所事故が8%である。

1) 系統擾乱によるユニットトリップ

系統事故波及でユニットがトリップした事が1970年から1981年にかけて42回もあり、その割合は37%に当る。これ等の事故はその第一原因を完全に追求されてないのでその対策も確立されていない。ユニット事故時には、その根本の原因を処置対策しないと何度も同じ事故を繰返すことになる。系統事故波及の状況は次のとおりである。

a. 他ユニットトリップの場合

ガードナー/スナイダー発電所以外の発電所事故の場合、周波数は低下するが、ルソン島の系統常数は1 Hz/140MWである。周波数低下のまま運転することはタービン羽根などに損傷を来たすおそれがある。

b. 給電線トリップの場合

給電線がトリップすれば周波数上昇し、発電所出力はそれに応じて低下する。系統周波数の急上昇を避けるためにガードナー2号、スナイダー1、2号及びマラヤ1号は負荷遮断リレーが設けてある。事故記録によれば系統擾乱のため何回もユニット・トリップして居り、この負荷遮断リレーは計画どおり動作していないようである。

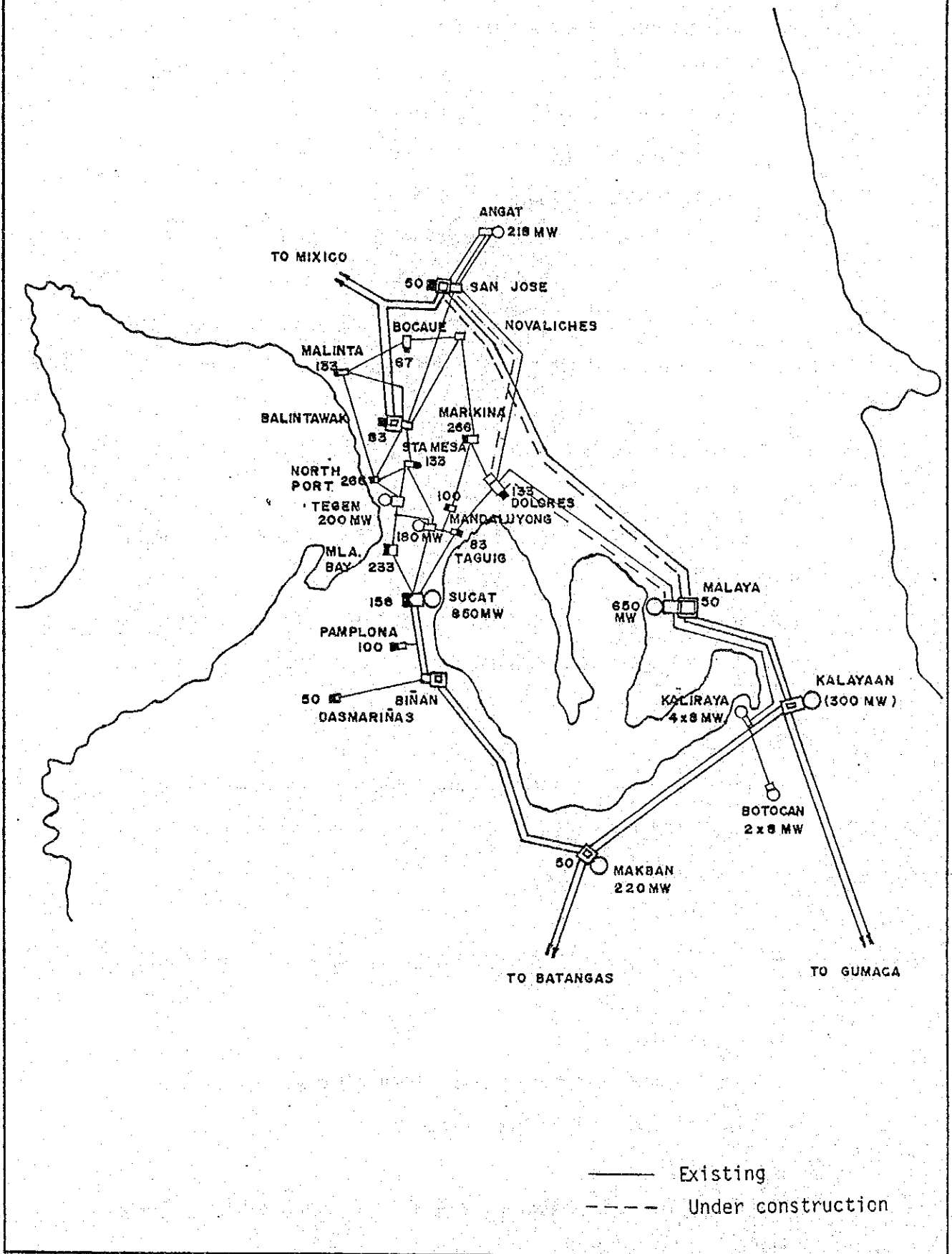
送電線事故、周波数乱調によるユニットトリップ

<u>G-1</u>	<u>G-2</u>	<u>S-1</u>	<u>S-2</u>
May 1970	May 1975	May 1973	---
----	Aug. 1976	----	----
Feb. 1978	Feb. 1978	Feb. 1978	Feb. 1978
July 1978	July 1978	----	----
---	Jan. 1979	Jan. 1979	----
---	Mar. 1979	----	----
July 1979	July 1979	July 1979	----
Aug. 1979	Aug. 1979	Aug. 1979	----
----	Mar. 1980	----	----
May 1980	May 1980	May 1980	May 1980
----	----	May 1981	----



4機全停した事故があるが、1978年2月7日の事故は Taguig - Rockwell  
115kV 送電線トリップによるもの、1980年5月12日の事故は周波数乱  
調によるものである。

図3-10 メトロマニラ周辺における送電系統



上記のように送電線が弱体で、メトロマニラの東部は一応よいが、西部は問題である。特にGSTPから引出し送電線の容量は、

GSTP - Taguig	343 MVA
GSTP - Rockwell	343 MVA
GSTP - Malibay	343 MVA
115/34.5kV 変圧器	133 MVA
115/34.5kV 変圧器	25 MVA

となって居り、ガードナー／スナイダー発電所が850MWの全力運転時にはメトロマニラへの送電線の信頼度は万全でない。更に将来南部の電源開発(Mak-Ban地熱やBatangas石炭火力)、マニラの需要増を考えるとこの問題はゆるがせて出来ないものである。

#### 勧告

##### (1) 周波数調整

ユニットトリップ時、これに伴う負荷調整を行うようになって居り、現在低周波リレーがスナイダー1、2号に設けられている。併しこのリレーを活かすとKalayaan揚水発電所の起動停止時の周波数変化でもリレーが働くのでリレーは現在使用されていない。中央給電指令所による負荷遮断が周波数維持のため必要である。

##### (2) 送電線新設

ガードナー／スナイダー発電所からBinan変電所までの間がただ一回線では将来の送電容量に不安があり、ガードナー／スナイダー発電所からロックウエルの間に送電線新設が望ましい。

##### (3) 自動オンロの採用

系統擾乱やリレー動作の状況を調査するには自動オンロを重要な発電所に設置することが望ましい。

##### (4) 高速再閉路の採用

230kV送電線の信頼性向上のためには单相再閉路方式を採用することが望ましい。この方式では事故の8割が再閉路で成功している。

##### (5) リレーの協調

各発電所のリレーは送電線リレーと協調していなければならない。今直ちに再試験することが望ましい。

(6) 事故原因の調査

事故原因は調査解明して同型機器の保修や調整に役立てられねばならない。



#### 4. 総括的事項の調査結果及び勧告



## 4. 総括的事項の調査結果及勧告

### 4.1 組織と管理

火力発電所の運営とリハビリテーション実施に関する組織には次のようなものがある。

#### 1) MMRC (メトロマニラ地区事務所)

NAPOCOR の発送電業務は副総裁を長とした Utility Operations (事業運用部) の下に、6つの地区事務所があって夫々管掌している。MMRC はその1つであるが、メトロマニラの4火力発電所のみ管掌する。Bataan 火力発電所はNLRC (北部ルソン地区事務所) に所属する。

MMRC の技術系部門には TSD (技術サービス課) と CMD (統合保修課) とがある。TSD は更に技術検討を行う係、リレーの試験を担当する係、機械設備の設計検討、新プロジェクト等を担当する係、水質燃料等の化学的問題を担当する係などに分割されている。併し、現時点では多くのメンバーが一時的に他のワーキンググループに配属され欠員となって居り、予定の業務が達成されていない。

CMD は現在仮にガードナー/スナイダー発電所に駐在し、新事務所が発電所外に計画されている。CMD の技術系部門はボイラ、タービン、補機に分けられている。CMD の技術者は発電所の大型作業に従事することになって居り、現在はどこかの発電所で必ず定期修理が行われているのでこれに従事している。

#### 2) 発電所

発電所の技術系部門は運転、技術、保修三課である。保修課は総括課 (土地、建物、車輛管理)、電気係、機械係に分れ、機械係は発電所設備の小作業を担当し、又予算を管掌する。

#### 3) QAグループ (品質管理グループ)

QAグループは1981年2月、NAPOCOR 本社に設立された。QAグループ設立の基本的考えは火力発電プラントの保守、修理、定期修理、運転を改善し、より十分な発生電力を確保することにある。QAグループの第一の責務は手続、特性、許容誤差、仕様に関する標準のエンジニアリング、品質管理、監査、体系を確立すると共に之を実施することである。

QAグループの機能は2つに分けられる。(a)どのような方法がこの品質に関して効



果的に遂行できるかを検討分析すること、(b)QAグループが計画・管理し検討した結果を管理部門に報告すること、即ち特定の発電所や部門に検討結果を提供し、適当な対策に役立たせることである。

QAグループはエンジニアリング/管理、検査、監査の3つのワーキンググループから成る。エンジニアリング/管理グループは品質管理計画や標準仕様を策定し、全部門に適用できるデータバンクの維持を計る。予防的検査は検査グループ、事後対策的検査は監査グループで夫々行われる。

現在、QAグループは総員15名であるが、9名が検査グループ、3名がエンジニアリンググループ、3名が管理職である。監査グループは発足していないが近く6名が指名されることになっている。QAグループの今日迄の活動実績としては、定期修理記録や長期停止作業時の点検、記録、事故の調査や対策検討などがある。この記録は今までには作られてなかっただけにQAグループで作られる記録は今後極めて効果的と思われる。資機材購入時の仕様書作成や受取試験は調達業務の一環であるが、人員不足で十分には行われていない。

#### 4) P & P (計画)グループ

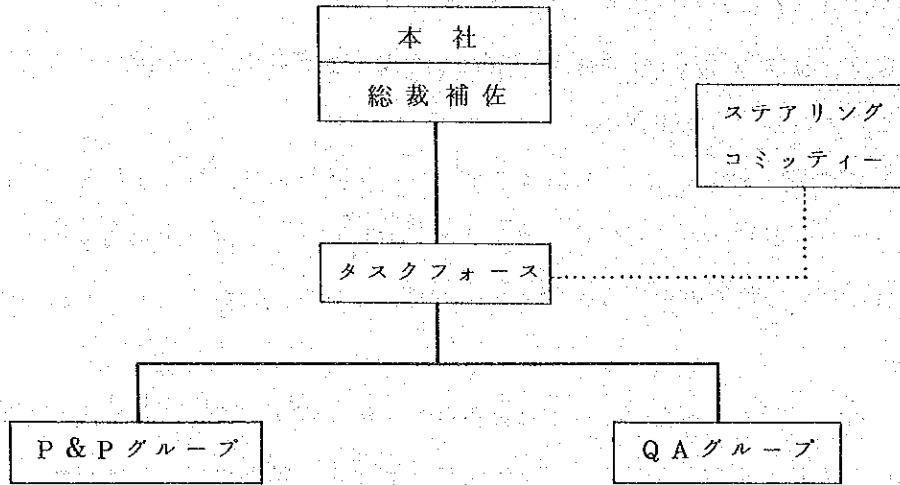
リハビリテーション計画の推進のためにTSD所属の技術者の中から相当数がP & Pグループに配属され、計画作成や監督を管掌している。又このグループはCMD、発電所、メーカーと協力し、定期修理の計画や資機材の購入、技術的知見の蒐集等を担当する。

#### 5) タスクフォース (機動チーム)

リハビリテーション計画の推進と協調のために1981年12月、本社内にP & PグループとQAチームのメンバーでタスクフォースが結成された。このチームはリハビリテーション計画を推進するために定期修理工程管理、資材調達、評価等の作業を進めて居り、顕著な実績をあげているが、今後リハビリテーション推進に当って最もネックである工程管理と資材調達促進に更に効果が上がることを期待するものである。

タスクフォースの構成は次のようになっている。

図 4 - 1 タスクフォースの機構図

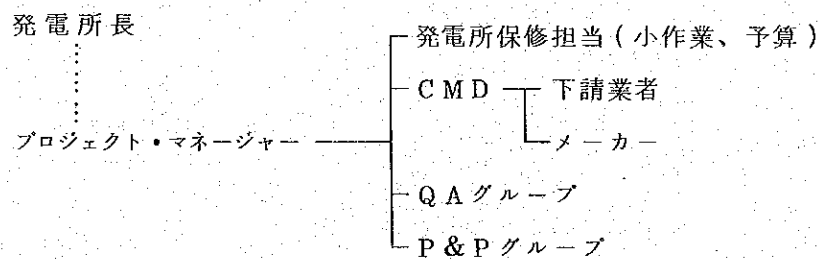


定期修理の実施に当っては若干の問題がある。

a. 定期修理実施のための組織

定期修理着手に先立ってプロジェクトマネージャーが指名される。定期修理時の組織は次のようになっている。

図 4 - 2 定期修理のための組織



プロジェクト・マネージャーは発電所の管理職から選ばれ普通、運転当直長が指名されることが多い。プロジェクト・マネージャーの職務は定期修理を調整し、関係者の協調を計ることである。現在NAPOCORの定期修理は非常に長期間かゝって居り、殆どが100日を超えるという状況である。長期化するにはそれなりの理由があるが、現在の定期修理の短縮は可能である。

現在の定期修理は多くのグループで実施されているための責任が明確にされず

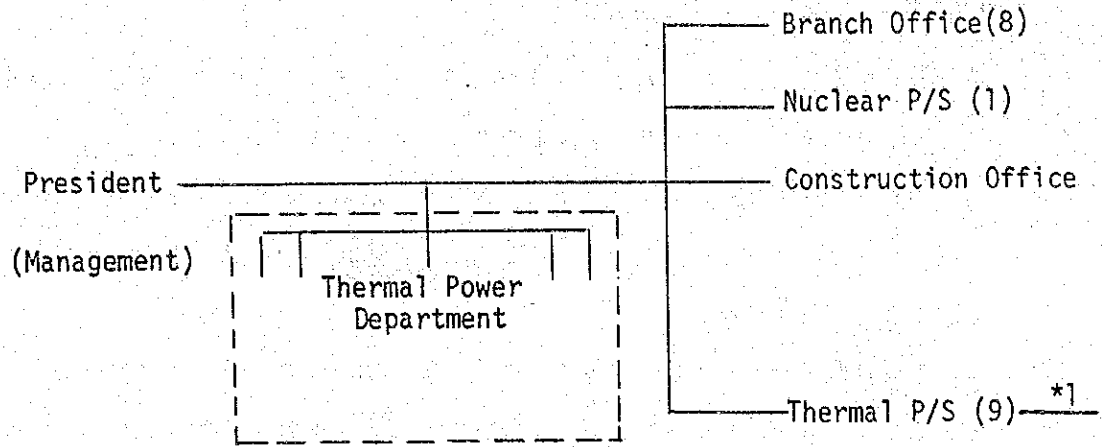
円滑且効率的運用が出来てないようである。加うるに日常保修と直接関係のない部門からプロジェクト・マネージャーを選任することは効率的且円滑な定期修理の推進といった面から問題がある。

発電所の保修担当が資機材購入を担当し、CMDが実際の定期修理作業を実行する。この方式も一貫性がない。

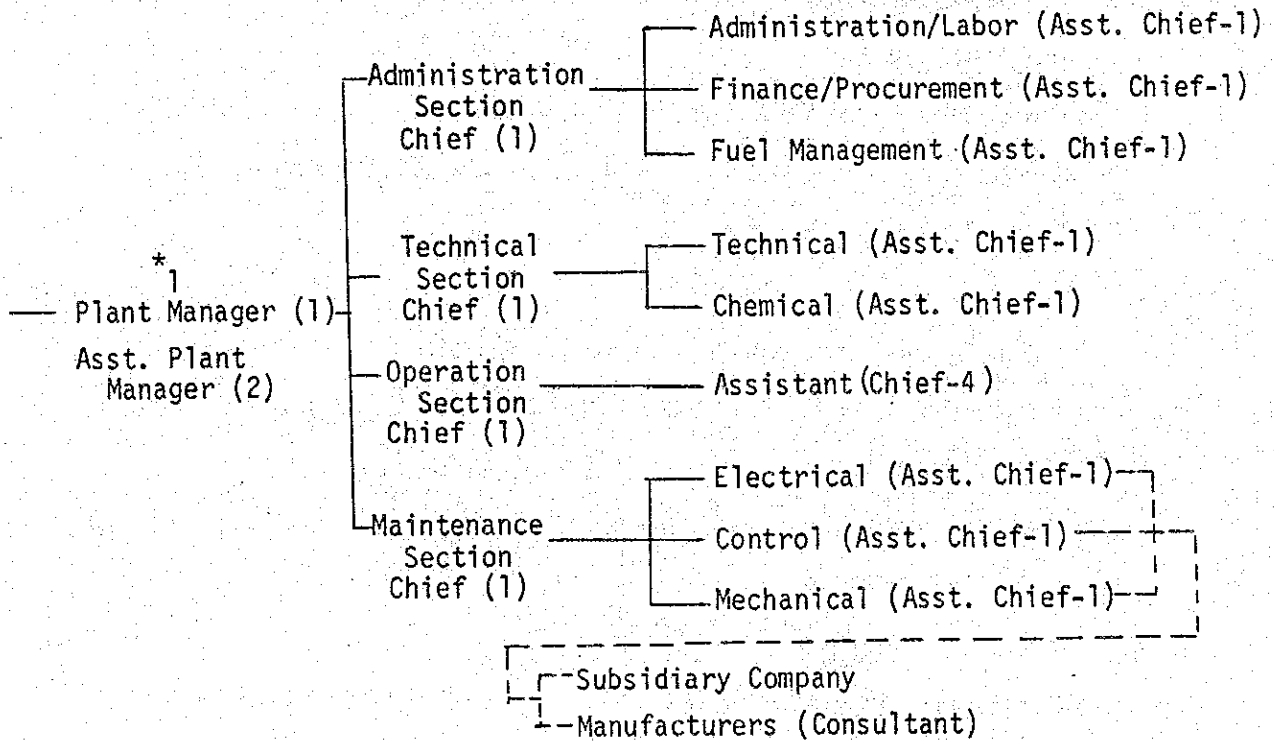
上記の問題点を解決するにはP&Pグループで定期修理工程の管理を行い、定期修理は発電所長の管掌下に行われることが望ましい。定期修理の将来の作業の進め方として発電所の保修課が作業を担当し、CMDが助勢するという形が望ましい。

参考として日本の某電力会社の保修組織を下図に示す。発電所長は大きな権限を有し、発電所に関する全ての事項に責任を有する。定期修理も日常保修と同じ組織で行われる。

図 4-3 日本の某電力会社における火力発電所の組織



Head Office Organization



#### b. エンジニアリングの為の組織

発電所に於ては解析グループ、MMRC に於てはTSDがエンジニアリング担当部門と考えられる。併しTSDは欠員のため機能せず、解析グループはエンジニアリングにまで手が回らないでいる状況である。保修課と計測係は業務が多くエンジニアリングの余裕がない。

日本の電力会社の一例として、保修作業は全て子会社で行い、発電所の保修担当は主としてエンジニアリング業務を行っている状態である。

現在NAPOCORは発電所に計画グループを設置することを含め機構改革を計画中である。エンジニアリングの担当をどうするか十分に検討すべきである。

#### c. 子会社制採用の検討

子会社制とすれば保修作業を一セクションで実施することが可能になる。日本の某電力会社では日常保修のみならず定期保修も子会社で実施させている。発電所員はエンジニアリングのみ行う。子会社でも多少はエンジニアリングが可能であり、定期修理や建設工事も可能で、従って従業員を流動的に配属出来、円滑効率的運用が可能である。

特にNAPOCORの発電所では適当な下請会社がないために計装関係の保修が貧弱である。体制上の相違があるのでNAPOCORに同じ制度を採用できないと思われるが検討されることが望ましい。

#### d. 職 級

調査段階で各部門とも職級について不満があることが分った。この点については種々の理由があるが、年齢経験年数から判断すると運転部門と他部門では相当大的な違いがある。之は士気低下の一因ともなっている。

NAPOCORではこの点について組織改訂の計画があると聞くが、職場規律の確立に役立つことであろう。

#### e. 人事交流

人員配置が特定部門に偏っているようである、この勧告は困難なことであるが、管理職も含めた人事交流が士気高揚のためにも技術レベル向上のためにも実施が望まれる。

図4-4A 日本の火力発電所の組織

A - ELECTRIC POWER COMPANY

		A1-P/P	A2-P/P	
		500MW x 2	156MW x 1 375MW x 1 500MW x 1	
Plant Manager - 1  Asst. Plant Manager - 2	Administration Section (Sec. Chief-1)	Administration/Labor (Asst. Chief - 1)	9	11
		Finance/Procurement (Asst. Chief - 1)	5	5
		Fuel Management (Asst. Chief - 1)	3	3
	Technical Section (Sec. Chief-1)	Technical (Asst. Chief - 1)	5	6
		Chemical (Asst. Chief - 1)	4	5
	Operation Section (Sec. Chief-1)	(Asst. Chief - 4)	32	40
	Maintenance Section (Sec. Chief-1)	Electrical (Asst. Chief - 1)	3	3
		Control (Asst. Chief - 1)	8	7
		Mechanical (Asst. Chief - 1)	6	7
	TOTAL -----		94	106

図4-4B 日本の火力発電所の組織

B - ELECTRICAL POWER COMPANY

		<u>Plant Facilities</u>	<u>B-1 P/P</u> 450 MW x 2	<u>B-2 P/P</u> 450 MW x 2 600 MW x 2	
Plant Manager - 1 Asst. Plant Manager - 2	Administration (Sec. Chief-1)		12	27	
	Technical Section (Sec. Chief-1)	Research	7	10	
		Instrument	9	15	
		Chemical	6	11	
	Operation Section (Sec. Chief-1)	Operation	40	76	
		Business	1	11	
	Maintenance Section (Sec. Chief-1)	Electrical	7	11	
		Mechanical	16	26	
	TOTAL --			113	194

表 4-1 職 級 の 比 較 表

Job Grade	Maintenance	Operation	Technical Services
20	Mechanical Maint. Supt. A (1) Elect. Maint. Supt. A (1)	Optn Prin Engr B (10)	Tech. Serv. Supt A (2)
19	Mech Maint. Supervisor (2) Elect. Maint. Supervisor (1)		Prin. Tech. Anal. (4)
18			
17		Sr. Cont. Engr/Optr B (20)	
16	Sr. Maint. Engr/Foreman (3) Sr. Elect. Engr/Foreman (3)		
15		Sr. Cont. Engr/Optr A (50)	Sr. Tech. Anal. B (9)
14		Sr. Equip Optr. B (30)	Sr. Tech. Anal. A (5)
13			
12		Sr. Equip Optr A (20)	Equip./Control Tech B (20)
11	Sr. Machinist (2) Sr. Elect'n B(1) Sr. Mech'n B (4) Gen Supv. (1)	Control Operator C (10) Sr. Electrician B (5)	
10	Sr. Mechanic A (8) Sr. Electrician A (6)	Equip. Optr. C (10)	
9	Mechanic B (9) Plant Electrician B (7)		
8			
7			
6			Equip & Cont. Tech. A (6)

( ) Positions : GSTP



表 4-2 子 会 社 の 人 員 表

AT SOME ELECTRIC POWER COMPANY IN JAPAN

<u>Office</u>	<u>Plant Facilities</u>	<u>Mech.</u>	<u>Elect.</u>	<u>Business</u>	<u>Total</u>	<u>Remarks</u>
A	75 MW x 1 156 MW x 2 220 MW x 1 375 MW x 1	16 (1)	9	3	29	( ) Manager & Asst. Manager
B	156 MW x 2 600 MW x 2	26 (1)	18	4	49	
C	156 MW x 2 250 MW x 1 375 MW x 1	15 (1)	16	2	33	
D	250 MW x 2	28 (2)	15	5	50	
E	250 MW x 2	14 (1)	8		23	
F	Geo: 12 MW x 1 55 MW x 1	11 (1)	5		17	
G	500 MW x 2	22 (1)	21	4	48	
H	156 MW x 3 175 MW x 1	27 (1)	22	3	53	
I	156 MW x 1 375 MW x 1 500 MW x 1	26	17	3	46	
J	66 MW x 1 156 MW x 1	16	8	3	27	
K	375 MW x 1 500 MW x 1	22 (1)	16	3	42	
L	500 MW x 1	18	14	2	34	

圖 4-5 NAPOCOR の組織

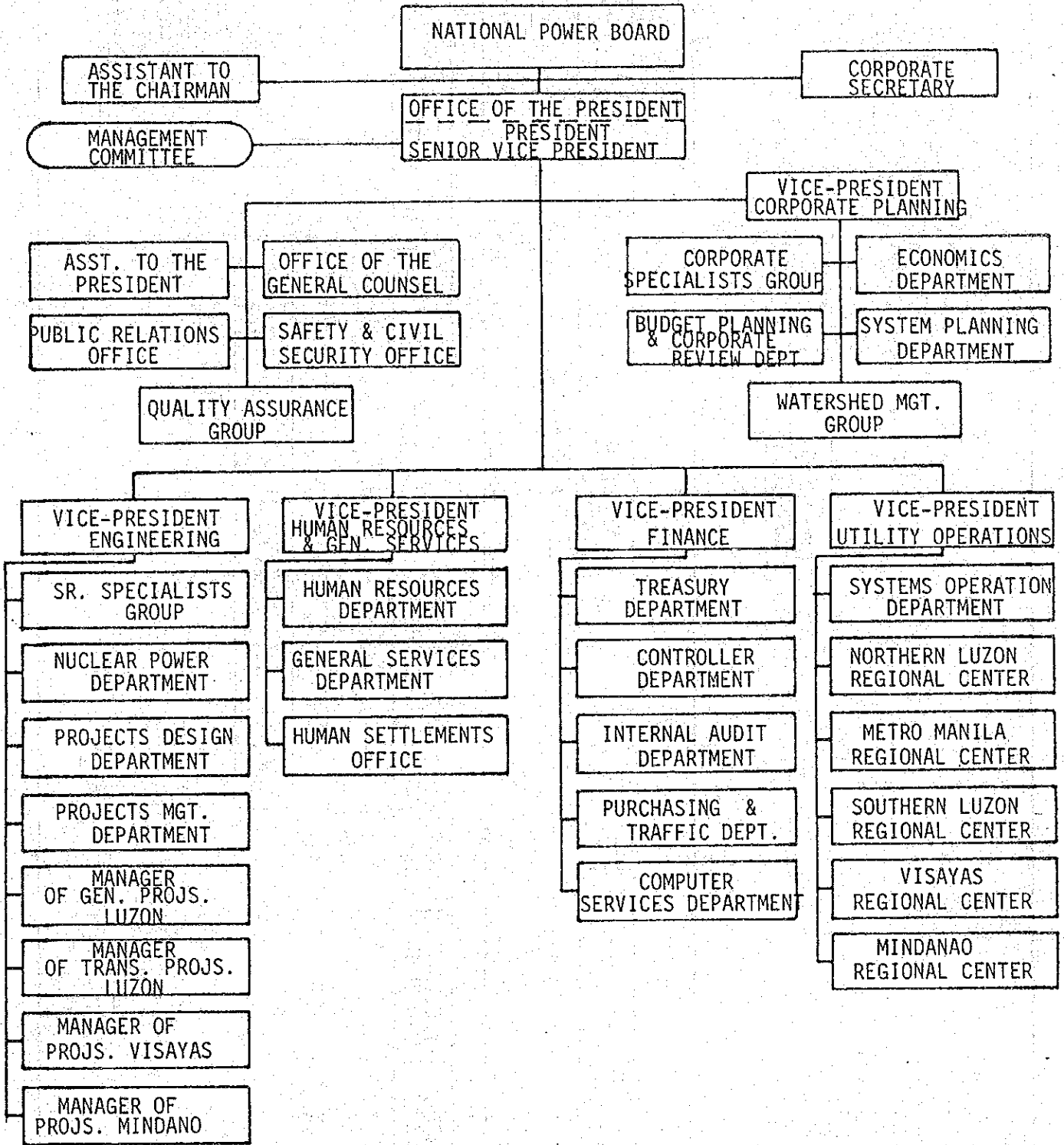
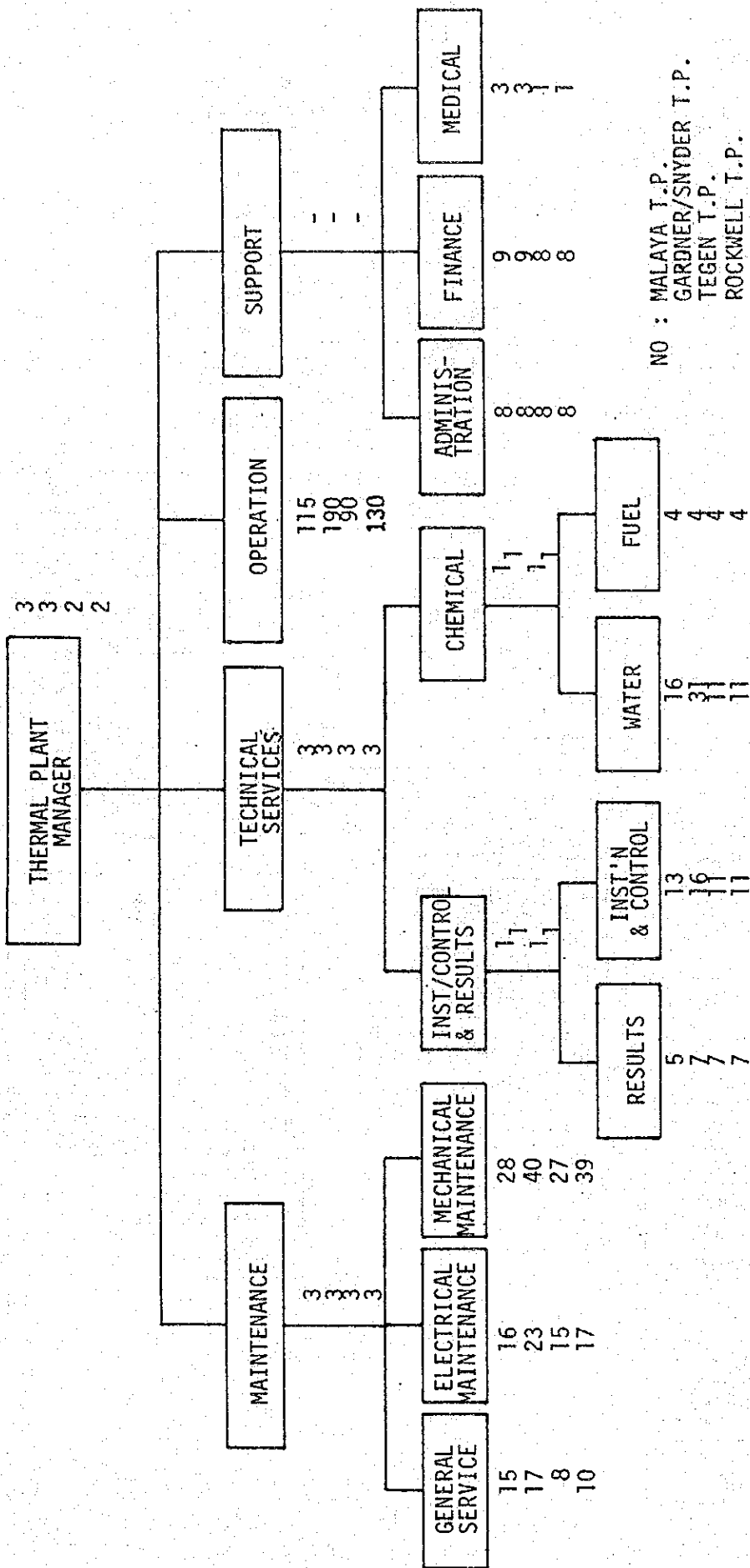


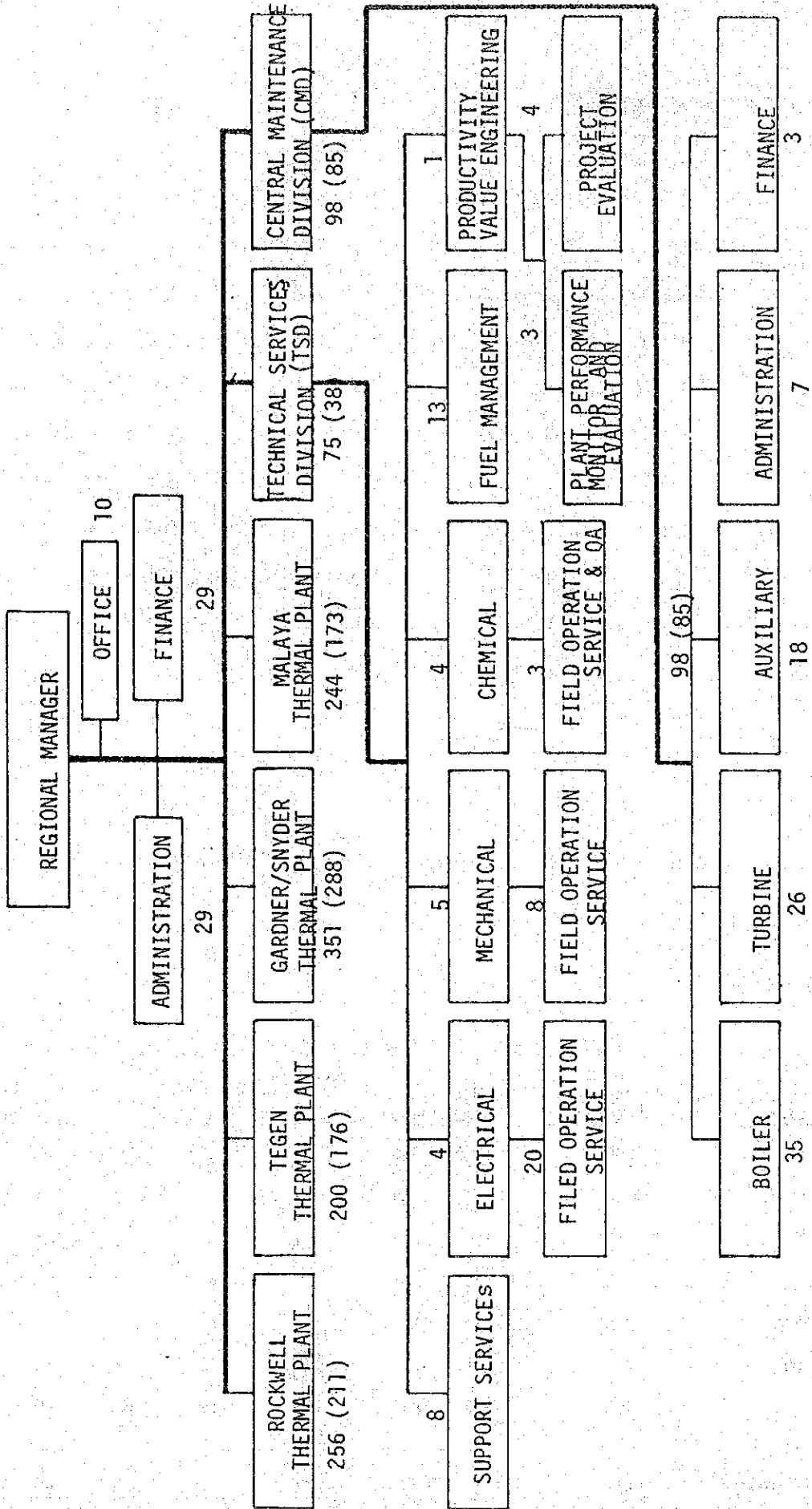
図 4-6 火力発電所の組織 (NAPOCOR)



NO : MALAYA T.P.  
GARDNER/SNYDER T.P.  
TEGEN T.P.  
ROCKWELL T.P.

AS of Jan. 1980

図 4-7 MMR C の組織



NO : POSITIONS  
 ( ): Filled  
 AS of Jan. 1980

#### 4.2 人材と訓練

##### 4.2.1 人材

人材問題はNAPOCORの電気供給事業の安定運営にとって重要且緊急の課題である。多くの人との対話や諸資料の調査を通じて諸設備は適宜運用され、又諸規程はNAPOCOR以前に火力発電所を所有していたMERALCO時代以来からよく整備されていることも分った。現在設備が荒廃し、保守が不完全になっている原因はMERALCOからNAPOCORへの組織変更時に多数のベテラン技術者が海外に流出したことがあげられる。1981年4月作成のNAPOCOR組織図ではMMRCの定数は1,292名であるが、実際には988名で欠員304名であった。1981年末には190名が新規採用された、内訳は技術者30、運転員94、作業員54、事務員12であるが、一方60名が退職し全体で1,118名となっている。約200名のベテラン技術者が退職したことによる訳でこれがNAPOCORの技術能力を大巾に低下させたことは否定できない。

表4-3 MMRCの退職者数の推移

1978	1979	1980	1981	1982 1/4	Total
1	64	47	60	13	185

表4-4 MMRCの人員内訳

Station	Approved T.O. Positions	Manpower Complement		Increase	Hirees Made		Resignations Made	
	1981	1981	1980		1981	1980	1981	1982
TSD	75	39	38	1	4	2	1	2
CMD	98	91	85	6	8	4	1	-
TEGEN	200	182	166	16	26	6	8	6
ROCKWELL	256	218	211	7	47	5	16	8
MALAYA	244	209	173	36	34	9	14	14
GSTP	351	327	288	39	66	22	20	17
OTHERS								
TOTAL	1292	1118	988	130	190	51	60	47

MERALCO 時代でさえ比較的にならな事故が多かっただけに技術能力が落ちた後ではその運用が一層困難になるのは当然である。欠員を補うために新規採用が行われたが、この人達が高度の技術を身につけるには相当時間が必要である。発電所のエンジニアリングを担当する技術課と保修課でその欠員が目立っている。

NAPOCOR に於ける新規採用、教育訓練は次のような手順で行われている。

#### 1) 新規運転員の採用

従業員の新規採用はMMRC 又は本社で各所からの要請に応じて行われる。

#### 2) 昇 進

- a. 運転訓練生として 4～6 ヶ月
- b. 装置運転員C ( 機器・装置の巡視や運転日誌記録に従事 ) 約 1 年
- c. 上級装置運転員B ( 一階補機担当 ) 約 1 年
- d. 上級装置運転員A 又は B ( ボイラ、タービン装置 ) 約 2 年
- e. 上級制御運転員A 約 2 年
- f. 最終的に上級制御運転員B となる。

( 昇進は全て上位職が空位になった時だけで、その他は現職に止まる )

人員増員の場合注意せねばならないのは、発電所の運転や保修のように業務量が定まっている所で人員を増したのでは一人当りの業務がへり士気低下の因になりかねないことである。従って新従業員にどのような仕事を付与するか十分に把握しておかねばならない。

新入従業員のみでなく、既成従業員に対しても下記の向上策が講ぜられなければならない。

i. 再訓練…………… 4.2.2 で記述

ii. 管理職による業務指導

社会環境に相違があるので組織のあり方について外国で好成績を上げているからといって直ちにこの国に導入する訳にはいかないが、一般的に業務はその重要性に応じた責任者の管理職に報告され、管理職が諒解し、その指導の下に行われねばならない。特に発電所の起動停止とか特殊作業などが実施される時は責任者である管理職立会の下になさるべきである。併しこれ等は各人の士気を高めるよう指導さるべきであって、全てが管理職の判断に任され各人の管理

者依存が強くなり責任放棄のような形になってはならない。

### iii. 所内人事交流

現在発電所内で人材不足と思われるのは制御・機械保修部門であるが、他部門から異動補充することが望ましい。勿論余裕のある部門はないが、現在制御部門は完全に機能を喪失しており、この部門の充足は最も急を要する。

### iv. 要項や図面の整備備付

従業員が流出しても現場の技術・データが何等かの形で保管されておれば急激な技術低下は来さないものである。現在の発電所では中央制御室に運転手順書や図面が1枚もなく、保修部門に過去の事故修理記録などが整理されていない。全て各人のノウハウに依存している状況である。之等要項、記録は全て整備して担当者が変わっても常に蓄積した技術力は温存されるように心がけるべきである。

### v. 職場環境整備

現在の劣悪な職場環境は従業員の勤労意欲をつみとり職場規律を乱す原因になっている。ガス漏洩、照明不点を修理し、職場を明るく清潔にしないと従業員のバイタリティは期待できない。

## 4.2.2 訓練

### 1) 訓練計画

NAPOCOR は訓練には極めて熱心で立派な訓練計画や緊急時処置要項など作成されて居り、又訓練センターの計画も着々進められ、その熱意には敬意を表するものである。緊急時処置要項は1981年12月に完成し、5ヵ月かけて150人の従業員に徹底を計り、所期の成果を上げたという事である。

表 4 - 5 訓練実績の要約  
(MMRC 従業員に実施されたもの)

<u>Year</u>	<u>MTP</u>	<u>Rockwell</u>	<u>GSTP</u>	<u>Tegen</u>	<u>TDS</u>	<u>CMD</u>	<u>Others</u>	<u>Total</u>
1980	121	161	96	104	41	22	36	581
1981	70	79	102	66	22	18	53	410

昨年までは運転員の再訓練としてガードナー／スナイダー発電所に各所から運転員を集めて上級制御運転員が講師となって1ヵ月講義式教育を行ない、その後夫々の職場でマンツーマン式に1級上位の指導者がついてOJT（職場内教育）で質疑説明を行わせるという方法で実施していた。今年はやり方を変え、マラヤ発電所で6月から4ヵ月予定で1日4時間、直につく前に直全員に講義式教育をするという方式をとっている。2～3回受講状況を見学したが連日の教育に拘らず熱心に討議しているのに感心させられた。教材の内容も立派であったが全員に配布されていなかったのが惜しまれる。訓練の日程は次のとおり。



表 4 - 6 火力発電所運転員再教育コース

授業期間	話 題
1	建屋、補助設備系統
2	所内用、制御用空気系統
3	復水器冷却水系統
4	燃料油系統
5	燃焼空気・ガス系統
6	給水系統
7	復水系統
8	炭酸ガス、水系統
9	水処理系統
10	発電機密封油系統
11	潤滑油系統
12	湖水設備
13. 14	起動バイパス装置
15	貫流ボイラー 設計、構造、概要
16. 17	－ 冷機、暖機、急速起動の要領と解説
18	－ 通常停止と緊急時停止の要領と解説
19. 20. 21	故障処置法
22 ~ 29	2号ボイラー
30 ~ 33	1号タービン
34. 35	1号タービンを冷機、暖機、急速起動時の要領と注意事項
36	1号タービンの部品・構造
37	1号タービンを通常停止、緊急停止時の要領と注意事項
38. 39	故障処置法
40 ~ 49	2号タービン
50	発電機、励磁方式
51	発電機運転要領
52 ~ 55	運転監視方式
56 ~ 58	制 御
59 ~ 62	緊急時対策

現在ブレーンストーミングやケーススタディ、討論などを併用していたが、逐次全発電所に及ぼしたい意向である。

## 2) 勸告

- a. 発電所で最も手簿と考えられる制御・機械保修について何等訓練教育計画がないようである。社内の適当な講師、メーカなどの社外講師により充実を計るべきである。
- b. 教育資料が折角作られていながら活用されていない。全員に配布し、有効な活用を計るべきである。JICA調査団は教育資料を作成提出する予定となっているが、火力発電所運転保修の理論的説明をめざしたものであり、配布の上は有効な活用を期待するものである。
- c. 先進国の火力発電所・工場に於て運用状況を視察し、その技術を習得することは特に効果的である。現在問題点の多い工程管理、制御・機械保修、化学業務について中堅技術者を海外に派遣、技術習得に当らせることが望まれる。そしてこれ等の人々は帰国後、講師として技術の普及に努めるべきである。
- d. NAPOCOR は教育に極めて熱意を示しているが、現状の改善には徹底的教育が不可欠であり、この教育は管理者の責務である。マンネリ打破のため常に教育方法の改善が検討されるべきで、その一例を示す。

これ等教育を通じて自己の業務に対する向上意欲と業務による充実感を見出せるようにしなければならない。

### 4.2.3 訓練センター

NAPOCOR は1984年5月開設予定で Bagac Bataan に訓練センターの計画を進めている。火力発電所以外に水力発電所、変電所、送電線関係者の訓練も予定され、特に火力発電所向には訓練用シミュレータが設置される他、次のプログラムが予定されている。

- a. 発電所運転員訓練（水力、地熱、内燃力発電所を含む）25日間、その後5ヵ月OJT、1年間の訓練対象200名
- b. 機械保修員訓練 25日間、OJT5ヵ月、年200名対象
- c. 電気保修員訓練 25日間、OJT5ヵ月、年200名対象
- d. 計装制御員訓練 25日間、OJT5ヵ月、年100名対象

- e. 非破壊検査法訓練 2週間、OJT2ヵ月、年100名対象
- f. 腐食対策法訓練 2週間、OJT2ヵ月、年100名対象
- g. 石炭取扱員訓練 2週間、OJT2ヵ月、年100名対象
- h. 環境汚染対策訓練 2週間、 年100名対象
- i. 溶接士訓練 25日間、OJT5ヵ月、年200名対象
- j. 燃料油、潤滑油分析技術訓練 2週間、年100名対象

完成の後、これだけの教育が実施されれば飛躍的な技術向上が期待されると  
思われ、その一日も早い完成を望むものである。シミュレータはスナイダー2号  
を模倣し、ABCは取替予定のBailey NW-90を使用する予定と聞いている。  
特に貫流ボイラに問題が多く、同型プラントが4台あるところから、シミュレ  
ータは極めて効果的と予想される。

現在どのようなプログラムが組込まれるか判明していないが、起動、停止、  
事故処置、操作は必ず組込まれると思われる。当面、各発電所毎にチームを作  
り2週間程度で早期習熟を計ったがよいのではないかと思う。現在の運転員は  
シミュレータの対象実機に慣れていたので短時日でも理解でき成果が期待でき  
る。特に自動運用に殆んど慣れていないので自動運用の習得、事故対策などに  
なれておく必要がある。

#### 4.2.4 技量と職場規律

JICA調査団は各発電所の視察、又起動操作や定修作業等に立合った経験か  
ら発電所員が多額の努力を払って運転維持に努めていることは評価でき  
ると思う。併しながら重要な自動ボイラ制御装置(ABC)や計器類が使  
用不能になっていること、ボイラ周りがガス漏洩と照明不点で巡回もよ  
く出来ないようになってきていることは所員にこれ等を解決しようとする意  
欲が欠けているように思われる。計器類の不調から水質不良になり、ボイラ、  
タービンが損壊するに至っていることを考えると計器保修は重要な業務である  
ことが分る。又、ガス漏洩は小さい中であれば運転中でも修理可能である。全  
て故障は小さい中に片付ける習慣をつけるべきであり、定期修理時に徹底的な修理  
と検査確認を考えるべきである。保修については今日までに各方面からいろい

る勧告が出ているが、要は確実に実行することである。定期修理時の工程管理のまづさがひいては全発電所をクリチカルな状態に追込んでいる。

本件に関してJICA調査団として勧告することは難しい。この問題は国民性、慣習、文化に起因するものが多いからである。併し現状を脱却し、問題を解決していくには従業員の職場規律確立は避くべからざるものである。この為には管理職がよく業務の報告をうけ、内容を熟知し、管理職の指導の下に業務を進めていくと共に不断の教育を推進していくことが必要であろう。

表 4-7 教育訓練の方法

<u>Time</u>	<u>Purpose of Training</u>	<u>Items and Contents</u>	<u>Duration</u>	<u>Methods/Text</u>	<u>Trainer</u>	<u>Remarks</u>
At assignment	To instruct the outline of work in power station and to give knowledge on the new job	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Outline of the power station                             <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Organization</li> <li>2) Details of the job, part of the job</li> <li>3) Situation in the electric network</li> <li>4) Outline of facilities</li> </ol> </li> <li>2. Outline of the Boiler, Turbine, Generator                             <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Main flow</li> <li>2) Properties of steam/water</li> <li>3) Kinds of fuel and its properties/combustion</li> <li>4) Material selection, corrosion/erosion</li> </ol> </li> <li>3. Outline of automatic control                             <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Basic instruction on elec. and instrumentation</li> <li>2) Control system of B-T-G</li> <li>3) How to read sequence</li> <li>4) Concept of each interlock</li> </ol> </li> <li>4. Outline specification of B.T.G and attendant facility</li> </ol>	2-4 weeks	<ul style="list-style-type: none"> <li>*Desk study</li> <li>*Training text books</li> <li>*Desk study &amp; field explanation with schematic diagrams</li> </ul>	*Assistant chief/staff	*Actual field observation will be included.
1 month after assignment	To promote experience and interest based on own experience and leadership of seniors, and	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Main points of machinery/equipment operation</li> <li>2. Main points of supervisory, record &amp; its necessity</li> <li>3. Proficiency of handling, operation, maintenance</li> <li>4. Actual example of each kinds of control</li> </ol>	3 months	<ul style="list-style-type: none"> <li>*Actual observation study (man to man)</li> <li>*Training text books &amp; handling standards</li> </ul>	*Work leader	<ul style="list-style-type: none"> <li>*Full time trainer will be available all the time.</li> <li>*Examination will be applied to check the effects of training.</li> </ul>

<u>Time</u>	<u>Purpose of Training</u>	<u>Items and Contents</u>	<u>Duration</u>	<u>Methods/Text</u>	<u>Trainer</u>	<u>Remarks</u>
	to give self-awakening in the job	<ol style="list-style-type: none"> <li>5. Work standard and practice of ordinary work</li> <li>6. Handling way of rotating machineries</li> <li>7. Outline of anti-pollution facilities</li> </ol>				
4-6 months after assignment	To give further knowledge based on actual experience in actual plant and give enough practice for regular operator	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Details of B.T.C and attendant facilities</li> <li>2. Details of Control, Protection &amp; Monitoring System</li> <li>3. Detailed handling methods based on each standard</li> <li>4. Actual observation in periodical inspection plant</li> <li>5. Actual join in start-up/trial run after periodical inspection</li> </ol>	6 months	Ditto	Work leader	*Examination will be applied and re-training will be done on insufficient items
Occasional-ly 1 time/ 1-2 months for each items	Step up of operation technology for abnormal and/or emergency conditions	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Main points for equipments, machineries check/inspection</li> <li>2. Main points on plant start up and shut down</li> <li>3. Review on past records of troubles and failures</li> <li>4. Review on improvement of handling and safety</li> <li>5. Establish training program and actual training on assumed troubles and failures</li> </ol>	Occasionally 1-2 hours	Gathering education style	Assistant chief/work leader/staff	

<u>Time</u>	<u>Purpose of Training</u>	<u>Items and Contents</u>	<u>Duration</u>	<u>Methods/Text</u>	<u>Trainer</u>	<u>Remarks</u>
10-15 years after assignment	To give necessary knowledge required for leader of the place of work	<ol style="list-style-type: none"> <li>6. Establish of knowledge on high pressure fluids and hazardous goods</li> <li>7. Important point education on each unskillfulness points</li> <li>8. Establish and modification of handling standard</li> </ol>	3 days	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gathering education</li> <li>• Discussion style</li> <li>• Publication style</li> </ul>	Chief/assistant chief	
		<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Leadership and its way for their subordinates</li> <li>2. Improvement measures of job</li> <li>3. Keeping measure of safety, sufficient circumstances</li> <li>4. Review on example of troubles, failures</li> <li>5. Management/countermeasure on abnormal/emergency stage</li> </ol>				

#### 4.3 資材の調達

火力発電所の分解点検工事、保守作業に必要な材料や予備品を正しく迅速に調達するためにNAPOCORの関係者は最大の努力を払っているにもかかわらず、現在の調達方法には納期が長いこと、入手した装置や材料が技術的な要求事項に適合しないなどのいくつかの基本的な問題点を含んでいる。

このためJICAの事前調査に記載されている従来の調達方式は現在コンピュータを使用した新しい方法に変更される予定である。

調達方式の概要を把握するため、この背景と新方式について、以下に記載する。

##### 4.3.1 購入市場

###### 1) 国内市場

表4-8に記載された装置及び材料はフィリッピンで生産され、国内の市場で入手できる。

###### 2) 外国市場

フィリッピンの国内市場で調達できないものは外国市場で入札もしくは製造者への直接発注により購入している。



表 4 - 8 フィリッピンにおいて調達可能品リスト

(for power plant use)

Air Conditioner	Electric Fan
Heater	Television
Battery	Bulb
Electric cable	Circuit breaker
Conduit	Flourescent light
Floodlight	Fuse
Plug, Rec.	Motor starter (low voltage)
Welding machine	Transformer (up to 300 kVA)
Acetylene gas	Low pressure pipe
Nitrogen gas	Oxygen
Stainless steel belt	Reinforcing bars
Cement	Electrode, (welding)
Paint	Iron plate
Valves (low pressure)	Wire
Gasket	Packing
Insulation	Pump

#### 4. 3. 2 新しい購入方式

下記の新購入方式は購入計画書の作成から、物品の入荷までに適用され

1983年より採用される。

##### 1) 購入計画

購入計画の手順は4つのモジュールから成る。

- a. 購入計画書の作成
- b. 購入前の資格審査及び引合価格ファイルの作成
- c. 購入計画書確認/承認及び
- d. 購入計画書の見直し

この手続は発電所に必要な品目を予測するために計画されている。

第1のモジュールは発電所において購入すべき品目を立案するためのものである。

購入計画書の様式は購入品目を発電所運営に必要な各種活動、すなわち(1)運転上必要な品目、(2)プラントに必要な一般的品目、(3)ワークオーダーアイテムの3グループに分けて、記載するようになっている。

計画書は予算引当のため購入要求元で作成され承認のため Regional Channel すなわち Regional Finance Office 及び Regional Administrative Office (資金及調達)へ提出される。

第2のモジュールは購入品目の標準化、供給業者の資格審査及び引合価格ファイルの作成より成る。最低の価格が第3のモジュールで使用される。集積された基本データは購入契約においても使用される。

第3のモジュールは購入計画書にある品目の発注契約に必要な承認又は認可を与える。Regional Finance Office は情報センターのように

- (1) 外部関係機関の承認を取るべき品目の審査
- (2) 適正レベルの承認手続を通すための認可申請書の作成及びチェック
- (3) 購入計画書に対する予算引当ての確認及び認可

第4のモジュールは認可された購入計画書の見直しが必要となった場合にこの変更のために設けられている。

これらは、(1)Responsibility centersの実施内容の変更及び、(2)価格の増加を含む。

##### 2) 購入の過程

購入の過程は次のモジュールで構成される。

- a. 購入請求書の作成及び手続
- b. 入荷品の点検及び受領
- c. 一般受領証の作成
- d. 緊急購入依頼書の作成
- e. 購入要求元への品目の配達

第1のモジュールは購入手続第1ステップである。

購入請求書のデータはシステムに入力され最終アウトプットとして購入注文書が出力される。

システムモジュールはコンピュータファイルを通して対応する購入請求品目が認可されているかどうかをチェックし購入注文書を作成するために見積書のファイルを検索する。もしそのRegion内でその品目が入手出来ないが他の地域又は本社で得られるようであれば“Request/Authorization to Purchase and Deliver”がモジュールによりプリントアウトされる。

第2のモジュールは検査及び受領報告書を通して管財人又は管理人による納入検査、受領のための文書を作成する。購買のデータはシステムにインプットされる。

第3のモジュールは現金/一般受領証の作成を行なう。現金/一般受領証のプリントアウトは第2のモジュールおよび取引達成のために必要な文書が完備したと言う信号によって実行される。

第4のモジュールは緊急購入のためのものである。すなわち、特定の品目が国内で入手可能か、又モジュールの中に引合価格があるかどうかのチェック機構である。このモジュールは又緊急購入により購入計画書の見直しが必要であると言う信号を発する。

第5のモジュールは精算の段階における相互に登録するための装置である。

全ての品目が管財人又は管理人の責任下にあるものとして入力されているのでモジュールは品目が発送され、配達され、エンドユーザーによって受取られるとすぐにこれらの清算を実施する。この装置は又購入請求元に代価の支払いを請求し勘定書を出力する。

これらの登録は“Requisition and Issue Voucher”（請求書及び領収書）もしくは認可された“Shipping Report”によって実行される。

#### 4.3.3 現行の調達方法における問題点

- 1) 物品の調達には長期間を要し、ほとんどの場合が期限内に到着しないため発電プラント停止の長期化、定期修理期間の延長の原因の1つとなっている。
- 2) 配達された品物で時には必要な仕様を備えていないものもある。
- 3) 基本的なプラントの性能が注文書に添付された仕様書が不完全なため、供給メーカーによって保証されない場合があった。
- 4) 到着した予備品の検査及び試験方法が適切でない。

#### 4.3.4 勧告及び提言

前4.3.3項で述べたような問題を解決するために、次のような勧告もしくは提言を行なうものである。

##### 1) NAPOCOR が立案中の新しい資材購入方式についてのアドバイス

NAPOCOR が計画中のコンピュータを使用した新しい資材購入システムは十分な準備と適切な運用が行われれば、購入期間の短縮に有効であろう、このためには次のような点に注意すべきであろう。

- a. 購入計画を確実に実施し緊急購入を最小限にするため、定期的な保修及び分解点検に対する適切な購入計画を立てることが重要である。

最近NAPOCOR の役員会に提案された新しい発電所の機構はこの目的のために有効であろう。

- b. 緊急購入の制限、すなわち緊急購入は発電所が突発的な故障に見舞われた時に行なうべきもので、これをみだりに実施すべきではない、現在この緊急購入システムは主に溶接棒や発電機の水素ガスなど消耗品の購入に適用されているがこれらは月間及び年間の消費量を予測して正規のインターバルで購入すべきであると考える。

緊急購入はあくまでも発電所の突発的な故障の修理用部品、材料の購入にのみ適用すべきである。

##### 2) 仕様書の作成及び見直し

- a. 仕様書は、購入品の配達条件、検査、価格、性能などを決定づける最も重要な書類である。現在仕様書の作成は発電所の保修課が行なっているが優秀な技術者が外国に流出しているため発電所の技術者が懸命な努力を払っているにもかかわらず

ず基本的な問題に遭遇している。

従って発電所で作成された重要品目の仕様書は優秀な技術者を有する、リハビリテーションタスクフォースのようなグループによって見直しを行なうことが必要であろう。

又、同時に発電所保守要員を連続的に教育し、技術的能力の向上をはかるべきであろう。

- b. 標準仕様書 - 購入計画書に添付される仕様書を完全にするために装置/材料の標準仕様書もしくはその様式を確立すべきである。

同時に、発電所の安定した運転を行なうため、応札の評価を簡単にする必要があるがこのためには信頼できる評判の良い業者の標準的な事前の資格審査のリストが必要である。この事前資格審査のリストは毎年見直されるべきである。供給業者の一覧表には主要機器、材料の納入を行なっているメーカーも含めるべきである。

標準仕様書は最低、次の事項について記載すべきである。

- (1) 機械装置、計器、配管材料など
  - (a) 装置の当初の仕様書、図面
  - (b) 環境条件を含めた設計条件
  - (c) 要求性能
  - (d) 数 量
  - (e) 材料の品質
  - (f) 適用規格
  - (g) 塗 装
  - (h) 検査、試験及び記録
  - (i) 提出すべき図面及びデータ
  - (j) 入荷期日、場所、梱包、輸送などの配達条件
  - (k) 据付図、配管図、系統図などの関係図面
  - (l) 供給の範囲の確認
  - (m) 他の供給業者との取合が必要な場合は、その調整
  - (n) 保証条件

## (2) 材 料

- (a) 当初の仕様書
- (b) 数 量
- (c) 材料の品質
- (d) 適用規格
- (e) 塗 装
- (f) 検査、試験及記録
- (g) 提出すべき図面及びデータ
- (h) 入荷期日、場所、梱包、輸送など配達条件
- (i) 供給範囲
- (j) 他の納入者との調整が必要な場合はその調整
- (k) 保証条件

上記(1)、(2)に記載した所要条件は全ての機器に当てはまるわけではないが全ての仕様書はこれらの項目を参照して必要な項目についてはもれなく記載すること。

## 3) 配送スケジュールの管理

発電所において作成された保守、分解点検の工程と機材の入荷時期の調整をはかるために購入依頼書の作成時期、発注伝票、検査及び試験、入荷の時期など配送スケジュールについて連続的に管理する機構を Regional Center に設置することを提言するものである。

## 4) 単価方式

製造メーカーから購入するものや比較的小さな装置や材料など応札方式が適用できないものや、または不適當なものについては、納期の短縮のためもしくはプラントの良好な性能/保証を得るため、あるいは価格を正当なレベルに維持するために、単価方式を適用することを提言する。

基本単価の設定のためには同様な機器の価格を広範囲に調査し、十分な注意を払って正当な価格レベルに単価を設定すべきである。

## 5) 購買及び経理関係者の海外派遣

購買及び経理関係者を海外の電力会社もしくは先進の工場に派遣し、購買及び材料の管理方式を観察及び研究させることを推奨する。

総合的なリハビリテーション計画を実行するためには、短時間で信頼性のある分解点検を行なう必要があり、このためには必要な機材がタイムリーに入荷し、又材料の使用を誤まったりしないようにする必要がある。このため資材の購入システムの改善が是非必要である。