

ANNEX 1.

SUMMARY OF MAJOR REHABILITATION WORKS

SUMMARY OF MAJOR REHABILITATION WORKS

ITEM		MALAYA -1	MALAYA -2	SUCAT -1	SUCAT -4	SUCAT -2	SUCAT -3	MANILA -1	MANILA -2	BATAAN -1	BATAAN -2	BATANGAS CF-1	REMARKS
Boiler a. Superheater	Detailed inspection of SH tubes	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	☆ 1992	
	Replacement of SSH tube	● ☆ Partial 1992	● ☆ Partial 1992	●	●	●	●	●	●	●	●		
	Replacement of roof SH tube	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	*	* Primary SH
	Replacement of deteriorated/ thinning tube	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	☆ 1992	
b. Reheater	Detailed inspection of RH tubes	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	☆ 1992	
	Replacement of RH tube	●	● ☆ Partial 1992	●	●	●	●	●	●	●	●	☆ 1992	
	Replacement of deteriorated/ thinning tube	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	☆ 1992	
	Detailed inspection of W/W tube	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●		
c. Water Wall	Replacement of W/W tube	●	● ☆ Partial 1992	●	● ☆ 1992	●	●	●	●	●	●		
	Repair of leaking boiler casing and gas, air duct	● ☆ 1992	●	●	●	●	●	●	●	●	●	☆ 1992	
	Replacement of SH and RH attenuator spray nozzle	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●		
	Modification of steam atomizing burner system	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	*	* Coal Burner
d. Bottom Hopper	Repair of bottom ash hopper	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●		
	Replacement/repair of safety valve	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●		
	Replacement/repair of FDF/GNF	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	☆ 1992	* Transfer of PDF
	Replacement of heating elements and parts	●	● ☆ 1992	●	●	●	●	●	●	●	●	☆ 1992	

LEGEND: ●-Implemented ○-1st Priority ○-2nd Priority ☆-to be implemented in overhaul

LEGEND: ●-Implemented ○-1st Priority ○-2nd Priority ☆-to be implemented in overhaul

ITEM	MALAYA -1	MALAYA -2	SUCAT -1	SUCAT -4	SUCAT -2	SUCAT -3	MANILA -1	MANILA -2	BATAAN -1	BATAAN -2	BATANGAS CF-1	REMARKS
c. Steam Coil Air Heater	●		●	④	◎	◎	* ◎	* ◎	◎	◎		*Additional of SCAB
d. Fuel Oil Firing System	●	●	●	④	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
	●	●	☆ 1993	④	◎	◎	◎	◎	◎	◎		
	●	●	●	④	◎	◎						
e. Ash Handling System	●	●	●	④	◎	◎	◎	◎			☆ 1992	
	●	●	●	④	◎	◎	◎	◎			* ☆ 1992	*EP
f. Auxiliary Steam System	●		●	④	◎	◎	◎	◎				
	Aux. B		●	④	◎	◎	◎	◎				
g. Soot Blower	●	●	●	④	◎	◎	◎	◎	◎	◎	☆ 1992	
h. Piping System	●	●	●	* ④	* ◎	* ◎	◎	◎	◎	◎		* Inspection of main steam pipe
i. Smoke stack.	☆ 1993	☆ 1992	●	④	◎		○	○	☆			
j. Stacker and Reclaimer											☆ 1992	
k. Cool Yard											☆	
l. Conveyor											☆ 1992	
m. Transfer Tower											☆ 1993	
n. Mill											☆ 1992	

ITEM	MALAYA -1	MALAYA -2	SUCAT -1	SUCAT -4	SUCAT -2	SUCAT -3	MANILA -1	MANILA -2	BATAAN -1	BATAAN -2	BATANGAS CF-1	REMARKS
Turbine												
a. HP Turbine												
Major inspection	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●		
Replacement of inner casing				●	●	●	●	●				
Replacement of turbine rotor		☆ Blade 1992	● Blade	●	●	●	●	●	* ●	* ●		*Diagnosis of remaining life
Major inspection	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●		
Replacement of inner casing	●			●	●	●	●	●				
Replacement of turbine rotor	☆ 1993		● Blade	● Blade	●	●	●	●	* ●	* ●		*Diagnosis of remaining life
Major inspection	●	●	●	●	* ●	* ●	●	●	●	●		
Replacement of turbine rotor	● Blade 1993	☆ Blade 1992	●	●	● Blade 1990	● Blade			* ●	* ●		*Diagnosis of remaining life
Replacement of casing				☆ 1994								
Replacement of turbine main valve							● MSV	● MSV		● Parts		
Reblading of BFP turbine	☆ 1993											
Replacement of tubes	● Aux 1992	● 1983	● Partial	●	● 1991	● Partial 1991	* ● 1986	● 1991	☆ 1993	☆ 1993	☆ 1992	*Air cooling zone only
Installation of on-line cleaning and Debris filter system							☆ 1993	☆ 1993	● 1992	☆ 1993		
Replacement of LP heater	● #3	☆ #2,3 1992		●	● #3	● #3		● #3				
Replacement of HP heater	● #5A, #5B 1993	☆ #5A 1992	☆ #6 1992	● #5A, 5B #6A, 6B	● #5A, 5B #6A, 6B	● #6A, #6B 1991	● #5, 1983 #6, 1981, 1983	● #5, #6 1983	● #1, #2 HP#1, 2	● HP#1, 2		
Installation of HP heaters by-pass line	●				●	●						

ITEM	MALAYA -1	MALAYA -2	SUCAT -1	SUCAT -4	SUCAT -2	SUCAT -3	MANILA -1	MANILA -2	BATAAN -1	BATAAN -2	BATANGAS CF-1	REMARKS
d. Deaerator		●		☆ 1994					☆ 1993			
e. Turbine Oil Pump	● JOP		●	●								
f. Turbine lube Oil purifying system	●											
g. Air ejector					●							
h. Extraction • Steam line	●			●								
i. House Service Closed Cycle Heat Exchanger			☆ 1993	●	●	●	○	○	○ Tube			
j. Boiler Feed Water Pump	● ☆ 1993								● 1991			
k. Circulating Water Pump	●		●	●					●	●	☆ 1992	*BFP Outlet valve
l. Condensate Water Pump							☆ 1993	☆ 1993	● Parts	● Parts		
m. Piping System	●	●	●	●	●	●	●	☆	●	●		
n. Others			●									
				*					☆	☆		* Additional installation
o. Cooperation with manufacturer	● ☆ 1993	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	

ITEM	MALAYA -1	MALAYA -2	SUCAT -1	SUCAT -4	SUCAT -2	SUCAT -3	MANILA -1	MANILA -2	BATAAN -1	BATAAN -2	BATANGAS CF-1	REMARKS
Electrical Equipment a. Generator	* ☆ 1992	☆ Bushings 1992		⊙			* ⊙	* ⊙	⊙	⊙		* Diagnosis of remaining life
	⊙	*	⊙	⊙			⊙	⊙	⊙	⊙ 1991		* Diagnosis of remaining life
b. Exciter	⊙ ☆ 1992			⊙	⊙							
				⊙	⊙				⊙	⊙		
c. Gas and Seal oil									⊙	⊙		
d. Batteries and CVCF/UPS	* ⊙	* ⊙					☆ ⊙	☆ ⊙				* Additional silicon dropper
				⊙	⊙				☆			
e. Emergency Diesel Generator	⊙ ☆ 1993	⊙										
f. Motor		☆ CMP 1992	⊙ RWP	⊙ RWP CMP			⊙ CP, BFP CMP	⊙ CP, BFP CMP		⊙ AOP		
g. Switchgear							⊙ P/C, T, Z	⊙ P/C, T, Z	☆ VCB			
	⊙ E				⊙ B, T, SS VF	⊙ B, T, SS VF			☆ P/C			
h. Power Cable			⊙	⊙	⊙ 4.16kV 480V	⊙ 4.16kV 480V	⊙ 4.16kV	⊙ 4.16kV	⊙ 15kV			
i. Switchyard			☆ GCB	⊙ GCB, DS	⊙ GCB, DS	⊙ GCB, DS			⊙ GCB, LA	⊙ GCB, LA		
j. Communication Facilities	☆	⊙			☆		☆		☆		☆	
k. Others	⊙											
					⊙	⊙	⊙	⊙	⊙		☆ 1992	

Instrument and Control	ITEM	MALAYA -1	MALAYA -2	SUCAT -1	SUCAT -4	SUCAT -2	SUCAT -3	MANILA -1	MANILA -2	BATAAN -1	BATAAN -2	BATANGAS CF-1	REMARKS
Instrument and Control	Additional recorder for condensate flow, turbine speed/cam position, condenser vacuum & generator output	●	●	●	●	●	●						
	Replacement of local gauge and meter	●	●	●	●	●	●						
	Replacement of control board recorder and indicator	☆ 1993	☆ 1993	●	●	●	●	○	○	◎	◎		
	Replacement/modification of ABC and start-up system	● N-90	☆ N-90	● N-90	● N-90	● N-90	● N-90	◎ N-90	◎ N-90	◎ N-90	◎ N-90		
	Spare parts	●	●	●	●	●	●	◎	◎	◎	◎		
	Replacement/modification of fuel oil control system		● Burner			◎	◎						
	Installation of furnace/smoke monitoring TV	●	●	●	●	●	●	◎ Smoke	◎ Smoke	☆	☆		
	Replacement of boiler metal temperature measurement	● ☆ 1992	☆ 1993	●	●	●	●						
	ABC and start up control overhaul/calibration and fine tuning	●	●	●	●	●	●	◎	◎	◎	◎		
	Deaerator, Heater & condensate drain control	●	●	●	●	●	●	○	○	◎	◎		
	Replacement/repair of local control	●	●	●	●	●	●	○	○	◎	◎		
	Others	● ☆ 1992	● ☆ 1992	●	●	●	●	○	○	◎	◎		
	Replacement/repair of EHC	●	●		●	◎	◎				◎		
	Replacement of relay for plant interlock	●	●		●	◎	◎	○	○				
	Improvement of central control room air conditioner	● ☆ 1992	● ☆ 1992							*	☆ 1992		* Repair
	Additional control/station service air compressor and modification of piping	● CONT 1992	● ☆ 1992	●	●					☆ SWYD		☆ SS 1992	

ITEM	MALAYA										MANILA				BATAAN		BATANGAS		REMARKS
	-1	-2	SUCAT -1	SUCAT -4	SUCAT -2	SUCAT -3	-1	-2	-1	-2	-1	-2	-1	-2	-1	-2	-1	-2	
Instrument and Control																			
Additional first out indicator	●	●																	
Modification of alarm system	●	●																	
Additional alarm and annunciator	●	●	●	●	●	●										◎			
Modification for load run-back	●	●	●	●	●	●	FDF, CWP FDF, CWP FDF, CWP FDF, CWP	●	●	●	●								
Additional/replacement of protective relay	●	●					GEN	◎	◎										
Replacement of fuel oil flow meter	●	●	●	●	●	●					○	○	○	○	○	☆			
Replacement of drum level transmitter/indicator		●	●								☆	☆	☆	☆	☆	☆			
Replacement of mercury type float, temp. & press. switches	☆										○	○	○	○					
Replacement of BFP minimum flow and control valve			●								☆	☆							
Additional sequence of event recorder			●	●	●	●					◎	◎	◎	◎	◎	◎			
Replacement of flue gas O2 measurement			●	●	●	●					◎	◎	◎	◎	◎	◎			
Replacement of turbine supervisory instruments	●	☆		●	●	●									◎	◎			
Additional generator H2 purity meter	●	●	●	●	●	●					○	○	○	○	☆	☆			
Replacement of turbine wall stress evaluator					◎	◎													

ITEM	MALAYA -1	MALAYA -2	SUCAT -1	SUCAT -4	SUCAT -2	SUCAT -3	MANILA -1	MANILA -2	BATAAN -1	BATAAN -2	BATAAN BANGGAS CF-1	REMARKS
<u>Secondary Water Treatment</u> a. Chemical Feed System b. Chemical Feed Control	●	☆ 1992	●	●	●	●	●	●			●	
	●	☆	●	●	●	●					●	
	●	☆	●	●	●	●					●	
<u>Sampling Rack</u>	●	●	●	●	●	●	●	●	☆ 1992	☆ 1992	☆	
<u>Monitoring Instrument</u> <u>Cooling Water</u> a. House Service Closed Cycle Heat Exchanger	●	●	●	●	●	●	○		☆	☆	☆	
	●	●	●	●	●	●	●	●	○	○	●	
	●	●	●	●	●	●	●	●	○	○	●	
	●	●	●	●	●	●	●	●	○	○	●	
b. Condenser Cooling Water	●	●		●	●	●	○		○	○	●	
				●			○ Wash P	○ Wash P	○	○		
		☆ 1992		☆ 1992								
											☆ 1992	
Reinstallation of gantry crane												
Replacement/repair of circulating water pipe line									* ○	* ○	* ☆ 1992	* Including marine pipe

6.2 地 熱 発 電 所

ルソングリッド内の地熱発電所は、Tiwi、Mak-Banの2発電所で、設備容量は各330MW(55MW×6)、計660MWであり、系統内に占める地熱発電設備容量の構成比は1990年現在15%、年間発生電力量の構成比は24%、設備利用率は、Tiwi発電所68%、Mak-Ban発電所88%であった。

TiwiがMak-Banに比較して著しく低いのは蒸気量が不足していることによる。もし、蒸気量が必要量確保されれば、85%以上の設備利用率が得られることは確実である。

6.2.1 Tiwi地熱発電所の現状と問題点

1. 地熱蒸気供給量

設備容量330MW(55MW×6ユニット)を維持して行くのに必要な蒸気量は3,125t/hrであるが、蒸気供給事業者PGIが供給しうる蒸気量は、1991年7月末現在2,360t/hrである。765t/hrが不足しており、それは出力80MWに相当する。

2. 蒸気設備、発電設備の現状

過去5カ年間(1986～1990)のプラント停止回数は325回で、停止延日数は1,476日であった。延全日数の13.5%になる。

停止日数の構成比を原因別にみると次の通りである。

- プラントオーバーホール/メンテナンス	57.4%
- 電力系統事故	12.4%
- PGI 蒸気供給システム故障	10.2%
- 蒸気ストレーナ掃除	7.1%
- MSV, CVのスティック及びガバナ故障	4.4%
- 温水ポンプ故障	3 %
- 所内電気系統事故	1.6%
- 冷却水配管故障他	3.7%
- 発電機スリップリングブラシスパーク	0.2%

3. 蒸気設備、発電設備の問題点と対策

(1) 機械設備

a. オーバーホール

オーバーホールの頻度と停止延日数は、蒸気質が悪いほど大きくなる。

Tiwi地熱発電所は、蒸気質の改善を目的に、1990年に蒸気スクラバー装置を設置した。現在では、年に1回又は2回のオーバーホールでプラントの安全性は維持出来ると判断されている。

オーバーホール1回に要する停止日数は、最大13週間を要しているが、予備ローター／ダイヤフラムがあると最悪の場合でも3週間以内で終了することが可能となる。

かかる観点から予備ローター／ダイヤフラム一組を購入する。

b. タービン水洗装置の設置

近年タービン水洗装置が開発され、発電中にプラントを停止することなく、ノズルやタービンプレードに蓄積したスケールを除去することが可能となった。タービン水洗装置を各ユニットに設置し、連続運転時間の延長、出力低下の防止、接触事故の予防を行う。

c. 主冷却水管のライニング

主冷却水管、温水管は腐蝕が著しく、最大腐蝕量は管肉厚の75%にも及んでいる。これらの配管は埋設管で、上部にハイブリッド型ガスコンプレッサも設置されているので、このまま腐蝕が進行すれば、配管は土圧や重量物により圧壊することも心配される。

腐蝕量に相当する肉厚のステンレス鋼板(SUS 304)でライニングし、圧壊と腐蝕の進行を予防する。

d. 発電機ガスクーラ自動洗浄装置の設置

発電機水素ガスクーラのチューブ内に藻が発生し、また泥土が蓄積して、熱貫流率が低下するので、出力制限やプラントを停止し、チューブの内面掃除を行っている。

水素ガスクーラにチューブ洗浄用ブラシを設置し、プラント停止又は出力制限することなく、チューブ内を常時自動的に清掃出来るよう改造する。

e. ハイブリッド型ガス抽出装置の設置

発電所の出力増加（約29MW）と硫化水素ガス着地濃度の低下、蒸気飛散による腐蝕防止などを目的にNo.1, 2, 5, 6ユニットには、ハイブリッド型ガス抽出装置を設置中である。同様の理由によりNo.3, 4ユニットも共用のハイブリッド型ガス抽出装置1台を設置し、同様の改善を行う。（出力増加約11MW）

f. 運転員輸送車と保修作業車の購入

Tiwi発電所従業員は、255名でその内訳は、運転員123名、保修員70名、その他62名である。

発電所専用車として現在配置されている車は、プラントA, B, Cで計1台である。

運転員の勤務形態は、4直編成、3交替勤務であるが、交通手段が不備のため交替勤務が時間通りに行われ難く、場合によっては、2直連続勤務の止むなきに至る場合もある。これは発電所の運転維持上極めて重大である。

地熱発電所と社宅は山間僻地にあり、公共の交通機関はない。発電所に現在配置されている車の数は不足し、かつ、老朽化し取り替えの時期にある。

交替勤務者の円滑なる輸送、事故発生時の保修員、保安員の速やかな輸送、緊急時に速やかに対応するため、小型バス（29人乗り）1台、ウインチ積載型ジープ（7人乗り）1台を購入したい。

(2) 電気設備

a. 発電所内電気設備

(a) 発電機関係

発電機本体については、固定子、回転子とも現在の所、特に問題は認められないが、運開以来10年以上を経過しているNo.1～No.4ユニットについては固定子コイル用ウェッジ取り替え、回転子コイルの巻替えの検討及びリテーニングリングの詳細検査が必要と考えられる。励磁回路については、スリップリングの修理、ブラシホルダー及びブラシの取り替えが必要である。発電機固定子温度センサ端子板の水素ガスシールを詳細点検する必要がある。又、AVRも部品の腐蝕のため一部取り替えが必要である。

(b) 4. 16kV, 480Vスイッチギヤ及び480Vモータコントロールセンタ

集中式空調装置が現在故障中のため、電気室扉が常時開放され、パワーハウス内の空気が電気室に侵入し、これに含まれる硫化水素ガスが電気機器、リレー類、計器等に腐蝕、劣化等の悪影響を与えている。空調設備の復旧が急務である。

(c) 発電機用遮断器の設置

系統事故によるプラントトリップが多いため、所内単独運転を容易にし発電所運用の柔軟性を高めるために発電機用遮断器の設置が望ましい。

b. スイッチヤード電気設備

前述の如く蒸気エジェクタ排気中の蒸気及び硫化水素ガスによりスイッチヤードの電気設備、特に導体露出部、碍子、断路器、架空地線、遮断器、制御装置等に腐蝕や絶縁低下、動作不良などが発生している。

根本的な対策として蒸気エジェクタ排気の効果的な拡散装置を早急に設置する必要がある。

(3) 計装・制御設備

コンデンサより排出されるNCGに含まれる硫化水素ガスの拡散が充分でないため、種々の問題を計装・制御設備にも生じているが、特に中央制御室はプラントA,B,Cとも空調が故障しており、風を入れるため窓を開けたまま運転している。このため外気中の硫化水素ガスが中央制御室内部へ侵入し、室内に設置してある計装・制御機器に対し腐蝕、絶縁劣化等の悪影響が出つつあり、空調設備の修復を急ぐ必要がある。主な計装・制御設備のリハビリテーション項目は下記の通りである。

- a. ホットウエル・レベルコントロール装置の修理
- b. 制御盤の記録計の取り替え
- c. 制御盤の指示計及びトランスミッタの修理、取り替え
- d. 制御用空気供給装置の点検修理及び新規増設（3台）
- e. 薬品自動注入装置の設置

6.2.2 Mak-Ban 地熱発電所の現状と問題点

1. 蒸気供給量

蒸気供給量が不足している兆候は現在の所はない。

2. 発電設備の現状

過去5カ年間（1986～1990）のプラント停止回数は239回で、停止延日数は839日であった。延全日数の7.7%になる。

停止日数の構成比を原因別にみると次の通りである。

- プラントオーバーホール／メンテナンス	58.8%
- 所内電気系統事故	16.3%
- 冷却水配管故障	8.3%
- 水素ガスクーラ掃除	5.5%
- PGI 蒸気供給装置故障	4.2%
- 復水器真空低下	3.9%
- 発電機スリップリングブラシスパーク	1.3%
- ガバナ系統故障	1.3%
- 電力系統事故	0.5%

3. 蒸気設備、発電設備の問題点と対策

(1) 機械設備

a. オーバーホール

オーバーホールの頻度と停止延日数は、蒸気質が悪いほど多くなる。

Mak-Ban地熱発電所は、蒸気質の改善を目的に、1990年に蒸気スクラバー装置を設置した。現在では、年に1回又は2回のオーバーホールでプラントの安全性は維持出来ると判断されている。

オーバーホール1回に要する停止日数は、最大12週間を要しているが、予備ローター／ダイヤフラムがあると最悪の場合でも3週間以内で終了することが可能となる。

かかる観点から予備ローター／ダイヤフラム一組を購入する。

b. タービン水洗装置の設置

近年タービン水洗装置が開発され、発電中にプラントを停止することなく、ノズルやタービンブレードに蓄積したスケールを除去することが可能となった。タービン水洗装置を各ユニットに設置し、連続運転時間の延長、出力低下の防止、接触事故の予防を行う。

c. 主冷却水管のライニング

主冷却水管、温水管は腐蝕が著しく、最大腐蝕量は管肉厚の75%にも及んでいる。これらの配管は埋設管で、このまま腐蝕が進行すれば、配管は土圧や重量物により圧壊することも心配される。

腐蝕量に相当する肉厚のステンレス鋼板(SUS 304)でライニングし、圧壊と腐蝕の進行を予防する。

d. 発電機ガスクーラ自動洗浄装置の設置

発電機水素ガスクーラのチューブ内に藻が発生し、また泥土が蓄積して、熱貫流率が低下するので、出力制限やプラントを停止し、チューブの内面掃除を行っている。

水素ガスクーラにチューブ洗浄用ブラシを設置し、プラント停止又は出力制限することなくチューブ内を常時自動的に清掃出来るよう改造する。

e. 硫化水素ガスの拡散とアフターコンデンサの設置

No. 1～No. 4ユニットは、現在蒸気エジェクタが常用で、ガスコンプレッサが予備となっている。

ガスコンプレッサは、現在サージングがあり、腐蝕も著しいので再使用は不可能と判断される。

蒸気エジェクターには、アフターコンデンサがないので、蒸気は飛散して周辺機器を濡らし、腐蝕を促進している。よって、アフターコンデンサを設置して、蒸気の飛散防止を行い、周辺機器が腐食するのを防止する。

さらに硫化水素ガスの着地濃度を下げるため NCGの排出位置を冷却塔の強制通風口まで延長し、ガス拡散の促進を計る。

f. 運転員輸送車と保修作業車の購入

Mak-Ban発電所従業員は、271名でその内訳は、運転員 135名、保修員63名、その他73名である。

発電所専用車として現在配置されている車は、プラントA, B, C で計1台である。

運転員の勤務形態は、4直編成、3交替勤務であるが、交通手段が不備のため交替勤務が時間通りに行われ難く、場合によっては、2直連続勤務の止むなきに至る場合もある。これは発電所の運転維持上極めて重大な問題である。

地熱発電所と社宅は山間僻地にあり、公共の交通機関はない。発電所に現在配置されている車の数は不足しており、老朽化し、取り替えの時期にある。

交替勤務者の円滑なる輸送、事故発生時の保修員、保安員の速やかな輸送、緊急時に速やかに対応するため、小型バス（29人乗り）1台、ウインチ積載型ジープ（7人乗り）1台を購入したい。

(2) 電気設備

a. 発電所内電気設備

(a) 発電機関係

発電機本体については、固定子、回転子とも現在の所、特に問題は認められないが、運開以来10年以上を経過しているNo.1～No.4ユニットについては固定子コイル用ウェッジ取り替え、回転子コイルの巻替えの検討及びリテーニングリングの詳細検査が必要と考えられる。励磁回路については、スリップリングの修理、ブラシホルダー及びブラシの取り替えが必要である。発電機固定子温度センサ端子板の水素ガスシールを詳細点検する必要がある。

又、AVR も部品の腐蝕のため一部取り替えが必要である。

(b) 4.16kV, 480Vスイッチギヤ及び480Vモータコントロールセンタ

集中式空調装置が時々故障するため、電気室扉が開放される時があり、パワーハウス内の空気が電気室に侵入し、これに含まれる硫化水素ガスが電気機器、リレー類、計器等に腐食、劣化等の悪影響を与えている。

早急に硫化水素ガスの拡散装置の設置、空調設備の整備が必要である。

又、発電機用マグネブラスト遮断器は、接触抵抗により加熱して焼損事故を起した事があり、No.2,3,4ユニットは既にガス遮断器に取り替えられている。No.1ユニットの遮断器も取り替えることで検討する必要がある。

480Vモータコントロールセンタでは設計上の問題点として1台の冷却塔ファンモータが接地した時に全ての冷却ファンがトリップし、プラントトリップに至るので、この系統の地絡選択遮断を検討する必要がある。

又、冷却ファンモータの接地、焼損事故が多いのでこの原因の詳細調査が必要である。

b. スイッチヤード電気設備

前述の如く蒸気エジェクタ排気中の蒸気及び硫化水素ガスによりスイッチヤードの電気設備、特に導体露出部、碍子、断路器、架空地線、遮断器、制御装置等に腐食や絶縁低下、動作不良などを発生している。

根本的な対策として蒸気エジェクタ排気の効果的な拡散装置を早急に設置する必要がある。

また旧式のOCBをSF₆ガス遮断器に取替える必要がある。

(3) 計装・制御設備

Mak-Ban 発電所の場合Tiwi発電所と異なり、中央制御室の空調設備は正常に運転しており、Tiwi発電所の場合の様な制御室内の機器・計器の腐蝕、劣化はまだ発生していない。但し、外気に露出した場所にある計装、制御機器は硫化水素ガスによる腐蝕、劣化を生じている。

計装・制御設備の主なリハビリテーション項目は下記の通りである。

- a. ホットウエル、レベルコントロール装置の修理
- b. 制御盤の記録計の取り替え（旧式化による）
- c. 制御盤の指示計及びトランスミッタの修理、取り替え
- d. タービン監視計器の取り替え
- e. 制御用空気供給装置の点検修理
- f. 薬品自動注入装置の設置

6.2.3 リハビリテーション計画の策定

1. 工事項目の選定基準

リハビリテーション工事項目と優先順位は、過去5カ年間の事故原因別構成比とオーバーホール実施時の調査結果をベースに現地調査し、下記のリハビリテーションに関する基本方針に基づき策定した。

- (1) プラント停止の停止延日数が多かった事故の原因除去を目的とした改善項目、修繕項目
- (2) 万一故障して停止した場合、それが重大かつ甚大なコストを必要とするばかりでなく、復旧に長期間を要する設備は事前に更新する。
- (3) 設備の公害防止又は環境保善上必要な改善
- (4) 現在又は将来予備品の入手が困難となる旧式の設備で安全運転上欠くことのできないものの事前更新
- (5) 採用によりオーバーホールの頻度と期間が短縮し、発生電力量の増加と、経済性を高める項目
- (6) 改善を実施することにより、運転又は保守の費用を大きく節減できる項目
- (7) 将来にメンテナンスを延ばした場合、多額の費用と多くの時間を必要とする部品の更新又は供給

2. Tiwi地熱発電所のリハビリテーション項目

上記選定基準に基づき策定したTiwi発電所のリハビリテーション項目と優先順位は、Table 6-2-1 に示す通りである。

3. Mak-Ban地熱発電所のリハビリテーション項目

Mak-Ban発電所に関するリハビリテーション項目と優先順位は、Table 6-2-2 に示す通りである。

Table 6-2-1 Power Plant Rehabilitation Items and Priority

Power Plant: Tiwi

No.	Rehabilitation Item	Unit No.						Priority			Remarks
		1	2	3	4	5	6	1st	2nd	3rd	
<u>Mechanical part</u>											
M- 1	Procurement of turbine spare rotor, nozzle and diaphragm	-	-	-	-	0	-	0	-	-	Scope of PGI, steam supplier ditto ditto
M- 2	Installation of water washing equipment	0	0	0	0	0	0	0	-	-	
M- 3	Main cooling water pipe inner lining with stainless steel and addition of electrolytic protection system	0	0	0	0	0	0	0	-	-	
M- 4	Replacement of aux. cooling water pipeline including the headers	0	0	0	0	0	0	0	-	-	
M- 5	Installation of hybrid type gas extraction system including removal of ejector steams discharge point to downstream of cooling tower fans	-	-	0	0	-	-	0	-	-	
M- 6	Partial replacement of cooling tower materials	0	0	0	0	0	0	0	-	-	
M- 7	Installation of automatic tube cleaner for generator H ₂ gas cooler	0	0	0	0	0	0	0	-	-	
M- 8	Procurement of vehicle	0	-	-	-	-	-	0	-	-	
M- 9	Procurement of honing machine	-	0	-	-	-	-	0	-	-	
M-10	Additional steam production wells	0	0	0	0	0	0	0	-	-	
M-11	Installation of steam scrubber system	-	-	0	0	-	-	0	-	-	
M-12	Modification of rupture disk blowout line	0	0	0	0	0	0	0	-	-	
<u>Electrical part</u>											
E- 1	Inspection of generator rotor windings	0	0	0	0	0	0	0	-	-	Detail study is needed
E- 2	Inspection of retaining ring of generator rotor	0	0	0	0	0	0	0	-	-	
E- 3	Rewedging of generator stator windings	0	0	0	0	0	0	0	-	-	
E- 4	AVR replacement	0	0	0	0	0	0	0	-	-	
E- 5	Adoption of selective tripping for GTF motor control center ground faults	0	0	0	0	0	0	0	-	-	
<u>I & C part</u>											
IC-1	Replacement of control board recorders	0	0	0	0	0	0	0	-	-	3 sets
IC-2	Repair or replacement of air conditioning system	0	0	0	0	0	0	0	-	-	
IC-3	Repair or replacement of control board indicators /transmitters	0	0	0	0	0	0	0	-	-	
IC-4	Replacement of TSI	0	0	0	0	0	0	0	-	-	
IC-5	Replacement of automatic chemical dosing system	0	0	0	0	0	0	-	0	-	
IC-6	Additional installation of control air compressor	0	-	0	-	0	-	0	-	-	

Table 6-2-2 Power Plant Rehabilitation Items and Priority

Power Plant: Mak-Ban

No.	Rehabilitation Item	Unit No.						Priority			Remarks
		1	2	3	4	5	6	1st	2nd	3rd	
<u>Mechanical part</u>											
M- 1	Procurement of turbine spare rotor, nozzle and diaphragm	o	-	-	-	-	-	o	-	-	Scope of PGI. steam supplier ditto
M- 2	Installation of water washing system	o	o	o	o	o	o	o	-	-	
M- 3	Main cooling water pipe inner lining with stainless steel and addition of electrolytic protection system	o	-	o	o	o	o	o	-	-	
M- 4	Replacement of aux. cooling water pipeline including the headers	o	o	o	o	o	o	o	-	-	
M- 5	Installation of automatic tube cleaner for generator H ₂ gas cooler	o	o	o	o	o	o	o	-	-	
M- 6	Installation of after-condenser including removal of ejector steam discharge point to downstream of cooling tower fans	o	o	o	o	-	-	o	-	-	
M- 7	Partial replacement of cooling tower materials	o	o	o	o	o	o	o	-	-	
M- 8	Remodeling of main stop valve	o	o	o	o	o	o	o	-	-	
M- 9	Procurement of vehicles	o	-	-	-	-	-	o	-	-	
M-10	Procurement of honing machine	-	o	-	-	-	-	o	-	-	
M-11	Installation of steam scrubber system	-	-	o	o	-	-	o	-	-	
M-12	Modification of rupture disk line	o	o	o	o	o	o	o	-	-	
<u>Electrical part</u>											
E- 1	Inspection of generator rotor windings	o	o	o	o	o	o	o	-	-	6 sets
E- 2	Inspection of retaining ring of generator rotor	o	o	o	o	o	o	o	-	-	
E- 3	Rewedging of generator stator windings	o	o	o	o	o	o	o	-	-	
E- 4	AVR replacement	o	o	o	o	o	o	o	-	-	
E- 5	Replacement of generator stator temperature sensor terminal board	o	o	o	o	o	o	o	-	-	
E- 6	Replacement of defective disconnecting switches in switchyard	o	o	o	o	-	-	o	-	-	
E- 7	Replacement of switchyard circuit breakers	o	o	o	o	o	o	o	-	-	
E- 8	Adoption of selective tripping for CTF motor control center ground faults	o	o	o	o	o	o	o	-	-	
<u>I & C part</u>											
IC-1	Replacement TSI sensors/parts	o	o	o	o	-	-	o	-	-	
IC-2	Replacement of control board recorders	o	o	o	o	-	-	o	-	-	
IC-3	Replacement of control board indicators/transmitters	o	o	o	o	-	-	o	-	-	
IC-4	Replacement of chemical dosing system	o	o	o	o	-	-	-	o	-	

Table 6-2-3

SUMMARY OF GEOTHERMAL POWER PLANT FACILITIES

POWER PLANT	PLANT OUTPUT	GEOTHERMAL WELL					PLANT CYCLE	COOLING TOWER	TURBINE								GENERATOR				COMMISSIONING	
		PRODUCTION WELL		REINJ. WELL		TOTAL STEAM FLOW			TOTAL HOT-WATER FLOW	UNIT NO.	TYPE	RATED OUTPUT	STEAM PRESSURE	STEAM TEMPERATURE	EXHAUST PRESSURE	SPEED	MANUFACTURER	RATED CAPACITY	VOL. TAGENCY	FREQ. HZ		MANUFACTURER
		NUMBER	TOTAL DEPTH	MAX. MIN. DEPTHS	WELL NUMBER																	
	kW		m	m		t/h	t/h															
MAK-BAN	330,000	58		MAX. 3,141 MIN. 655	21	3,249		SINGLE FLOW INDUCED FLASH	CROSS FLOW INDUCED DRAFT	1	DOUBLE FLOW	55,000	5.68	162.3	101.6	3,600	M.H.I.	68,750	13.8	60	MITSUBISHI ELECTRIC	SEP 1979
								DO	DO	2	DO	55,000	5.68	162.3	101.6	3,600	DO	68,750	13.8	60	DO	NOV 1979
								DO	DO	3	DO	55,000	5.68	162.3	101.6	3,600	DO	68,750	13.8	60	DO	AUG 1980
								DO	DO	4	DO	55,000	5.68	162.3	101.6	3,600	DO	68,750	13.8	60	DO	OCT 1980
								DO	DO	5	DO	55,000	5.68	162.3	101.6	3,600	DO	68,750	13.8	60	DO	SEP 1984
								DO	DO	6	DO	55,000	5.68	162.3	101.6	3,600	DO	68,750	13.8	60	DO	DEC 1984
TIWI	330,000	77		MAX. 2,970 MIN. 457	7	2,360		SINGLE FLOW INDUCED FLASH	CROSS FLOW INDUCED DRAFT	1	DOUBLE FLOW	55,000	6.10	160.6	101.6	3,600	TOSHIBA	69,000	13.8	60	TOSHIBA	JAN 1979
								DO	DO	2	DO	55,000	6.10	160.6	101.6	3,600	DO	69,000	13.8	60	DO	MAY 1979
								DO	DO	3	DO	55,000	6.10	160.6	101.6	3,600	DO	69,000	13.8	60	DO	JAN 1980
								DO	DO	4	DO	55,000	6.10	160.6	101.6	3,600	DO	69,000	13.8	60	DO	APR 1980
								DO	DO	5	DO	55,000	6.00	164.4	101.6	3,600	DO	69,000	13.8	60	DO	DEC 1981
								DO	DO	6	DO	55,000	6.00	164.4	101.6	3,600	DO	69,000	13.8	60	DO	MAR 1982

6.3 水力発電所

6.3.1 水力発電設備の現状と問題点

本調査の結果判明した水力発電設備の現状と問題点は次の通りである。

1. ルソン系統の水力発電所の概要

ルソン系統の水力発電所は 11 箇所、設備容量は1,226.16MWである。(Table 6-3-1 参照) 1990年において、同系統の水力発電電力量は 2,369 GWhで、水力発電の占める割合は、設備容量で 28.4%、発電電力量で 12.6% であった。水力発電所のダムは NIA (National Irrigation Administration) 所有の灌漑用ダムが多く、また、上水道供給を兼ねたものもあって、渇水期の4月から6月にかけてはとくに利用率が低い。

Ambuklao発電所は、堆砂が取水口レベルを超過したのに加え、1990年7月の地震で大きな被害を受け、発電機室に浸水したため目下リハビリテーションを行っている。最終的に完成するのは 1995 年になる予定である。

この他、Botocan 発電所で遮断器取替のため作業停止中のほかは全機運転中であつた。

2. 水力発電所土木設備

(1) ダム

NAPOCOR 所有の Ambuklao, Binga, Caliraya及び Botocanダムの内、問題のある箇所はすでに修復工事に着工している。特に今回の調査で大きな問題となるのは、Ambuklao, Binga 両ダムの堆砂対策である。堆砂量は両ダムとも、すでに総貯水量の45%を超えている。

Ambuklao貯水池には年間 3,600,000 m³の土砂流入があり、細粒のシルトが取水口周辺に集中して堆積している。その標高は、既に取水口レベルを超過し、1990年以降、発電所は運転を停止している。NAPOCOR では取水口周辺を浚渫する計画であるが、浚渫には同発電所の立地条件、浚渫土砂の処理場所、道路事情等多くの問題がある。従って、取水口を、堆砂の進行に伴って取水位を

Table 6-3-1 HYDRO POWER PLANT DATA

Regional Center	Power Plant	Installed Capacity (MW)	Unit Nos.	Unit Capacity (MW)	Date Of Commis.	Remarks
NLRC	Magat	360	1 2 3 4	90 90 90 90	1983 1983 1983 1983	
	Ambuklao	75	1 2 3	25 25 25	1956 1956 1957	
	Binga	100	1 2 3 4	25 25 25 25	1960 1960 1960 1960	
	Pantabangan	100	1 2	50 50	1977 1977	
	Masiway	12	1	12	1981	
	Angat	228	1 2 3 4 Aux1 Aux2 Aux3 Aux4	50 50 50 50 6 6 6 10	1967 1967 1968 1968 1967 1967 1978 1986	
	Sub Total	875	22			
SLRC	Kalayaan	300	1 2	150 150	1982 1982	Pumped Strage Power Plant
	Caliraya	32	1 2 3 4	10 10 10 10	1945 1945 1947 1950	
	Botocan	16.96	1 2 3	8 8 0.96	1948 1948 1960	
	Barit	1.8	1	1.8	1957	
	Cawayan	0.4	1	0.4	1959	
	Sub Total	351.16	11			
Total		1,226.16	33			

上げられる構造に改良すべきであると考ええる。

Binga 発電所においては、1991年にシルト面が取水口敷高に達し、リハビリテーション計画を実施中である。Binga ダムへの土砂流入量は Ambuklao ダムに比べると少なく、浚渫によって当分の間は維持できると考えられるが、長期的には取水口の改良が必要になると思われる。

Calirayaダムのサービススピルウェイの漏水量が1991年8月から急増し、NAPOCOR において対策を検討中である。

(2) その他の構造物

その他の土木構造物については、一部の発電所で水車周辺の漏水、導水路からの漏水等が見られたが、ただちに運転に支障があるものはなかった。

3. 水力発電所電気設備

(1) 水車及び発電機

a. 1990年における事故停止の回数は 89 回、停止時間の合計は777.46時間であった。1 回当たりの停止時間が最も長いのは Masiway発電所 1号機の発電機空気冷却器の事故による 143.60 時間であった。

b. NAPOCOR における水車及び発電機事故の特徴として、同じ種類の事故が繰返し発生している事があげられる。即ち Magat発電所では、励磁装置関係の事故が1990年に16回発生している。また、Binga 発電所では水車ガイドベーンの弱点ピンの折損事故が同じく1990年に21回発生している。

事故を未然に防止する為には徹底的な原因究明が必要であり、そのためには事故の内容、運転状況などについての詳細な記録が不可欠となる。機器別、原因別等の詳細な記録をもとに事故の原因を究明し、設備及びその保全のあり方に反映すべきと思われる。

(2) その他設備

運転中の一部の発電所で水車カバーより漏水等を見受けたが、ただちに運転に支障があるものはなかった。また、短期間の調査で断定することは出来ないが、振動等の現象も少なく比較的良く整備されている。

スイッチヤードの電気設備については、6.4.1 の3で述べる。

6.3.2 リハビリテーション計画の策定

Ambuklao発電所の取水口改造と Magat発電所の励磁変圧器の取替を計画した。

1. 土 木 設 備

Ambuklao貯水池の堆砂対策については、既に J I C A による調査が実施され、1988年3月に報告書が作成されている。同報告書では次の5案について検討を行い、工事費、停電時間、施工性、維持費、経済性より判断してe案の垂直型取水塔改造を提案している。

- a. 大型浚渫船による排砂
- b. 取水塔周辺防護壁構築
- c. 大容量排砂設備新設
- d. 傾斜型取水塔改造
- e. 垂直型取水塔改造

本調査では、現地調査結果に基づいて同報告書のレビューを行い、同じ結論に達した。現在実施中の Ambuklao 発電所のリハビリテーションは1995年に完了する予定となっているので、早急に本改造工事を実施するのが望ましい。

2. 電 気 設 備

Magat 発電所発電機の静止型励磁装置用乾式変圧器は、事故が多く、設計及び構造上の問題があると思われるので、乾式モールド型変圧器への取替を計画した。

スイッチヤードの電気設備については、6.4.2 の2で述べる。

6.3.3 各計画の優先度付けの方法と優先順位

優先度は (1)Ambuklao発電所の取水口改造、(2)Magat発電所の励磁変圧器取替の順とする。

6.4 送電線及び変電所

6.4.1 送変電設備の現状と問題点

本調査の結果判明した送変電設備の現状と問題点は次の通りである。

1. ルソン系統の概要

ルソン系統は、Fig. 6-4-1に示すように、ルソン島を南北に縦断する230kV系統で構成され、一部に115kV系統が使用されている。2次送電電圧は69kVである。

電源は、主として北部に水力発電所、マニラ周辺に火力、地熱、揚水発電所、南部に地熱発電所が配置されている。

230kV系統は

- ・Magat発電所からAmbuklao、Binga発電所を経由してBauang変電所に至る北部系統
- ・Binga 発電所からMexico変電所を経由してSan Jose変電所及びBalintawak 変電所に至る中部系統
- ・Bauang変電所からHermosa変電所を経由してSan Jose変電所に至る中西部系統
- ・San Jose変電所からKalayaan発電所、Binan変電所を経由してSucat発電所に至るマニラ外輪系統
- ・Tiwi発電所からKalayaan発電所に至る南部系統

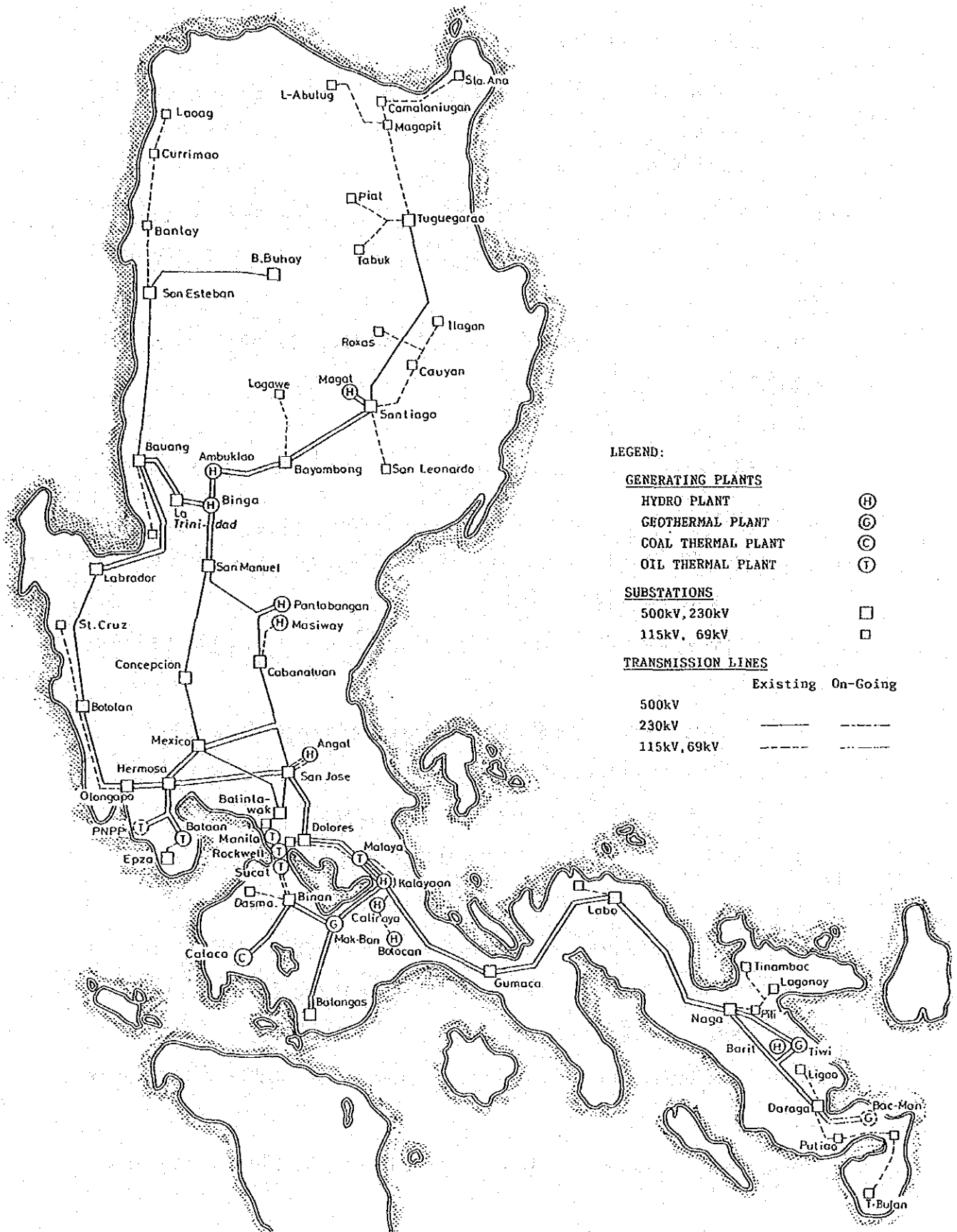
に大別される。このうち、中西部系統は1991年12月に運転開始された。

230kV系統の殆どは1ルート2回線又は1ルート1回線のループ構成となっているが、一部に1回線の放射状系統がある。支持物はすべて鉄塔である。電線はすべて ACSR 795MCMで、単導体、複導体及び4導体が使用されている。

115kV系統には鉄塔と木柱が使用されている。鉄塔線路は1ルート2回線であるが、木柱線路は1ルート1回線である。電線は ACSR 795MCMと336.4MCMである。

なお、マニラ周辺地域のMERALCO 系統は115kV で、Balintawak、San Jose、

Fig. 6-4-1 LUZON GRID POWER SYSTEM DIAGRAM



Dolores、Binan 変電所及びMalaya、Sucat 発電所から供給されている。

69kV系統は、殆どが木柱1回線の放射状系統である。電線は ACSR 336.4MCMと4/0が多い。

ルソン系統における1990年末の送電線回線延長及び変電所の箇所数と容量は次のとおりである。

	送 電 線	変 電 所	
	回線延長 (km)	箇所数	容 量 (MVA)
230kV	3,232	22	3,485
115kV	442	6	310
69kV	2,976	46	467
34.5kV以下	524		
Total	7,174	74	4,262

2. 送 電 設 備

(1) 230kV系統

a. 230kV系統は、線路事故が多く、以下に述べる問題点が見られるが、系統構成に係わる大きな問題はない。

b. 北部系統では、送電線事故に伴う水力発電所の系統分離と渇水期における電圧降下が系統上の問題点である。また、南部系統では、架空地線の断線により Tiwi 発電所の系統分離事故が発生している。

北部系統の問題点は、中西部系統の完成により解決される。南部系統については、架空地線のアルミ覆鋼線への取替が必要である。

c. 1990年の事故回数は 100km当り 5.6回（日本の約6倍）で最高は Binga - San Manuel線の24.8回であった。第7章で述べるとおり、事故原因を究明し、事故減少対策を推進する必要がある。

d. 南部系統における架空地線の腐食

架空地線には亜鉛メッキ鋼線が使用されているが、場所によっては数年で発錆を生じ、断線事故発生の原因となっている。部分的に取替が行われて

いるが、アルミ覆鋼線への計画的な取替が必要である。

本調査の際入手した新品の亜鉛メッキ鋼線の亜鉛付着量が規定値と比べ著しく小さかった。仕様書の標準化と各級機関への配布及び購入品の試験の強化が必要である。

e. 南部系統における碍子ピンの腐食

碍子ピンの腐食も架空地線と同じく、かなり広範囲に発生している。この腐食は漏洩電流の直流分による電食が原因である。

腐食碍子の取替は年間予防保全計画によって実施されている。しかしながら、耐蝕碍子 (Zinc Sleeved Insulator) が規格化されているにも拘らず、樹脂製の碍子が一部に使用されていた。

f. 台風時の送電鉄塔の倒壊

気象観測記録によると、200km/hourを越える瞬間風速がかなり記録されている。今回調査した Naga - Tiwi線 (1987倒壊) 及び Santiago - Bayombong線 (1989倒壊) の設計風速はいずれも165km/hourであり、強度不足によるものである。

対策としては、部材による鉄塔の補強と基礎の強化による対策または支線による補強対策が考えられるが、前者は技術的にも経済的にもフィージブルとは考えられず、支線による補強が適当と考えられる。

g. 鉄塔設計又は建設時の問題

耐張鉄塔と懸垂鉄塔の誤用や、耐張鉄塔とすべき鉄塔に懸垂鉄塔が使用されているケースが見られた。台風の頻度が高く、しかも I K L (Isokeraunic Level) が大きい現地の実情から、クリアランスにはもっと留意すべきである。

h. アークホーン

I K Lの大きい実態を考慮してアークホーンを取付けるべきと考える。

(2) 115kV系統

a. 木柱線路は、1回線構成で事故が多いが、巨長が短く、特に問題はない。

b. 1990年における100km当りの事故回数は、鉄塔線路が 5.2回、木柱線路が 20.9回、合計で14.1回 (日本の約5倍) であった。

(3) 69 kV系統

- a. 69kV系統は、その殆どが木柱1回線の放射状系統で、事故が非常に多く停電時間も長い。1990年の事故回数は100km当り58.5回（日本の約12倍）、1回線当りの停電時間は7.0時間であった。第7章で述べるとおり、事故原因を究明し、事故減少対策を推進する必要がある。
- b. 台風時に長時間停電した線路がある。このなかには、木柱の運搬が困難なため復旧作業が遅延したケースがあり、線路のルート変更が必要である。
- c. 洪水の際、流木による断線のため長時間停電した線路がある。これはクリアランス不足に起因するものであり、鉄塔化が必要である。
- d. 碍子のフラッシュオーバーによる破損事故がみられる。アークホーンを使用していないため、不良碍子の発生頻度が高いので不良碍子の活線検出を実施する必要がある。
- e. 台風による事故を含めて木柱の倒壊が多く、木柱の予防保全を強化すべきである。

3. 変電所及び水力発電所スイッチヤードの電気設備

(1) 230kV変電所及び水力発電所

- a. 1990年の事故回数は25回、1回当りの停止時間は10.5時間であった。
これは、他設備の事故と比較し、また、老朽機器の多いことを考慮すればそれほど多い回数ではない。しかし事故の内容、原因等についての詳細な記録がなされていない。機器別及び原因別等の詳細な記録をもとに事故の原因を究明し、設備及びその保全のあり方に反映すべきと思われる。
- b. 電力変圧器
一部の変電所や水力発電所で変圧器本体や冷却系統に漏油箇所を見受けたが、ただちに運転に支障があるものはなかった。
- c. 遮断器、断路器
母線方式は1 1/2遮断器方式を採用している。このため1回線当りの遮断器、断路器等の設備台数が多い。

230kV 変電所及び水力発電所の遮断器台数は、230kV 遮断器が 211台、115kV 遮断器が 47 台、69kV遮断器が 103台、合計 361台で、これを製作年度別にみると下表のようになり、OCB（油遮断器）とACB（空気遮断器）に古い設備が多い。また、69kV遮断器のほとんどがOCBである。

230kV 遮断器製作年度別設備台数

製作年度	～1960	1961～70	1971～80	1981～	Total (%)
OCB	9	11	17	0	37 (17.5)
ACB	0	9	7	0	16 (7.6)
GCB	0	0	87	71	158 (74.9)
Total	9	20	111	71	211 (100)

115kV 遮断器製作年度別設備台数

製作年度	～1960	1961～70	1971～80	1981～	Total (%)
OCB	1	3	11	0	15 (31.9)
ACB	0	10	3	0	13 (27.7)
GCB	0	0	15	4	19 (40.4)
Total	1	13	29	4	47 (100)

69kV遮断器製作年度別設備台数

製作年度	～1960	1961～70	1971～80	1981～	Total (%)
OCB	1	14	57	16	88 (85.5)
ACB	0	2	7	0	9 (8.7)
GCB	0	0	4	2	6 (5.8)
Total	1	16	68	18	103 (100)

遮断器製作年度別設備台数 (合計)

製作年度	～1960	1961～70	1971～80	1981～	Total (%)
OCB	11	28	85	16	140 (38.8)
ACB	0	21	17	0	38 (10.5)
GCB	0	0	106	77	183 (50.7)
Total	11	49	208	93	361 (100)

これらの設備の中には漏油やガス漏れの遮断器もある。また、至近年度において遮断容量が不足するものもあるため一部の変電所では取替え工事が行われている。

断路器は、手動操作方式が多く、操作機構が固くなって開閉困難なもの及びピン型碍子を使用した設備などがある。

d. その他設備

230kV変電所で分岐母線の接続部にボルト締付け型のコネクタが使われており過熱による変色が見受けられた。圧縮型コネクタを使用すべきである。

(2) 69kV変電所

今回の調査で NPOCORの69kV変電所設備を直接調査することは出来なかったが、設備容量も3~10MVAの小さな変電所で設備も少なく、別に問題は無いものと思われる。

また、NPOCORの69kV変電所は、逐次 Cooperativeに譲渡されている。

(3) 予備部品の整備

変電所の各機器は各国、各メーカーより購入されている。これに対し、それぞれの機種に合わせて多種類の予備部品を完備し保有することは運用も難しく、また、古い機器の部品は製造が中止されているケースが多い。

一方、GCB（ガス遮断器）本体内部の部品の取替え作業には高度の技術が必要とし、取替え後の性能にも影響するため、例え予備部品を保有していても専門家の指導が必要となってくる。従って系統運用上最も重要な230kV遮断器については、予備として標準仕様の遮断器を必要な箇所に保有し、万一の場合は設備全体を取替えて使用する事を推奨する。

6.4.2 リノベーション計画の策定

6.4.1 で述べた問題点のうち、供給信頼度の向上と保守作業の省力化に効果的なリノベーション計画を次のとおり策定した。なお、個別サイトについては Feasibility Study の際、詳細な調査が必要である。

1. 送電線

(1) 架空地線の取替

230kV 送電線の架空地線 566km のアルミ覆鋼線への取替を計画した。

(2) 河川又は道路横断箇所（69kV 線路）の鉄塔化

Area Office から要請のあった河川横断箇所 20 箇所、幹線道路横断箇所 9 箇所について鉄塔化を計画した。

(3) 復旧作業が困難な区間（69kV 線路）のルート変更

Tuguegarao - Camalaniugan 線 #307-345 間 10km のルート変更を計画した。

(4) 不良碍子検出器の整備

送電線保守班のグループごとに 1 セット、合計 22 セットの整備を計画した。

2. 変電所及び水力発電所スイッチヤードの電気設備

(1) 遮断器の取替

遮断器の個別取替計画は次のとおりである。なお、取替え機種については、遮断器として最も信頼度が高く、かつ保守作業の省力化を考慮して GCB（ガス遮断器）を採用することとした。

a. 遮断容量が至近年度に不足する遮断器の取替計画

1995 年度までに遮断容量が不足する遮断器 11 台の取替を計画した。

b. 230kV OCB および ACB の取替計画

230kV 遮断器は、GCB 158 台、OCB 37 台、ACB 16 台、合計 211 台である。

OCB および ACB は老朽度が甚だしく、またメンテナンス上にも問題があるので、現在取替中の 20 台を除く残りの 33 台について取替を計画した。

c. 構造上問題がある GCB の取替計画

ガス漏れ等構造上問題がある 230kV GCB 4 台の取替を計画した。

d. 115kV, 69kV 遮断器の取替計画

115kV 及び 69kV 遮断器は、GCB 25台、OCB 103 台、ACB 22台、合計 150 台である。このうち、Area office 及び発電所から要請があったOCB 及び ACB 33台の取替を計画した。

(2) 断路器の取替

前記の取替遮断器と直列に接続されている断路器は、開閉困難な断路器、ピン型碍子を使用した断路器、その他経年劣化が甚しく構造上問題がある断路器が多いのでこれらの取替を計画した。なお、個々の取替計画については F/S の際に現地調査を行い、さらに検討が必要である。

(3) 予備遮断器の整備

230kV GCB 3 台 (NLRC 2 台、SLRC 1 台)

6.4.3 各計画の優先度付けの方法と優先順位

事故発生時の影響度、保安及び運転保守上の問題を考慮して優先順位は次のとおりとした。

1. 架空地線の取替
2. 遮断容量が至近年度に不足する遮断器の取替
3. 230kV 遮断器の取替
4. 河川又は道路横断箇所の鉄塔化
5. 復旧作業が困難な区間のルート変更
6. 不良碍子検出器の整備
7. 115kV, 69kV 遮断器の取替
8. 断路器の取替
9. 予備遮断器の整備

第7章 維持管理・運転保守改善計画

第7章 維持管理・運転保守改善計画

7.1 総 論

7.1.1 現状と問題点

1. 維持管理改善計画の意義

今回の調査において維持管理（運転管理及び保守管理）が課題としてとりあげられた。これは、次の理由あるいは認識に基づいている。

第1：「リハビリテーション／リノベーションを実施しても、維持管理すなわち運転管理、保守管理が悪ければその効果は長続きせず、従って、その投資効果もまた、不満足な結果に終るだろう。換言すれば、メンテナンスの効率を改善する必要がある。

第2：運転及び保守管理の担当部署は、電力供給の信頼性、効率性を支える目立たないけれども最も重要な業務を荷なっている。従って、各部署における業務努力を評価し、改善への取組みを奨励し、また支援する必要がある。

2. 現状と問題点

ルソン系統電力設備の現状は、次の2つに象徴されている。

- ・電力供給信頼度の低下

- 供給制限（いわゆるブラウンアウト）及び事故停電の頻発

- ・電力供給の質の低下

- 電圧の低下、周波数の不安定 など

Fig. 7-1-1は、上記の現状の原因として、現地調査訪問先で聞かれた“生の声”をアレンジしたものである。

明らかに供給力不足が根本にある。

根本原因

対 策

||

供給力不足

新規電源開発遅延 → 新規電源の開発推進

バタンガス 1 号 300MW 運開 (1984 年)

以来 7 年間 NAPOCOR 新規電源の運開なし

既設電源が能力を発揮していない

供給予備力 31% → ほとんど 0 %

→ リハビリテーションの実施

1990 年現在の供給予備力

設備容量 - 最大電力 = 供給予備力

$\left(\begin{array}{c} 4,321\text{MW} \\ (100\%) \end{array} \right)$	$\left(\begin{array}{c} 2,973\text{MW} \\ (69\%) \end{array} \right)$	$\left(\begin{array}{c} 1,348\text{MW} \\ (31\%) \end{array} \right)$
---	--	--

対 策

- ・新規電源の開発推進
- ・既設電源のリハビリテーションの実施

即効性、経済性の点から当面の重要課題として推進する必要がある。

- ・運転保守改善

新設でもリハビリテーションでも投資効果を生かすも殺すも、運転保守の如何にかかっている。

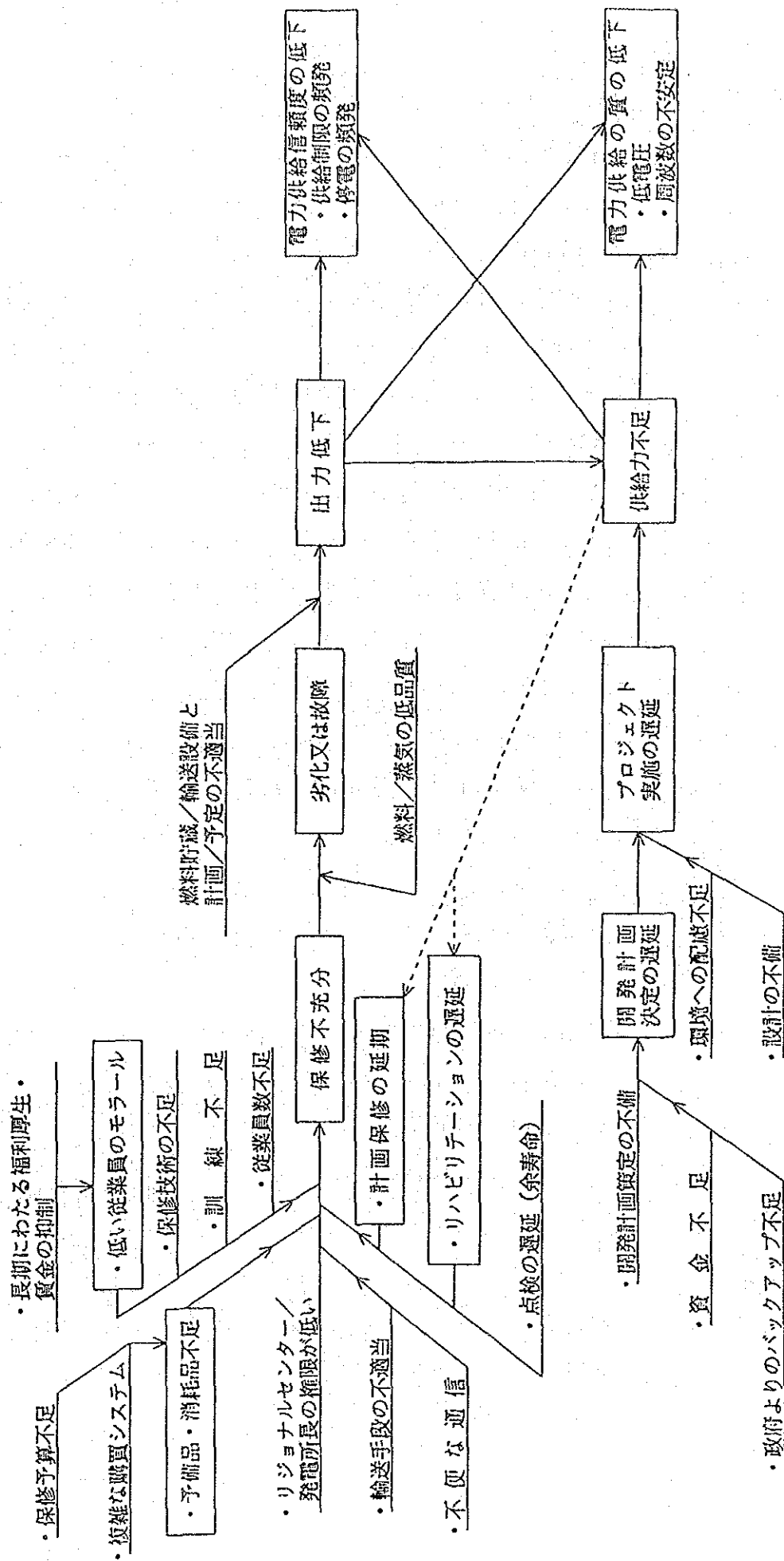
そこで運転保守の改善に係わる問題点への取組み方から入りたい。

Fig. 7-1-1 要因解析図

現 状

電力設備

原 因



(1) 問題点とその改善へのアプローチ

a. アプローチの手がかり

問題点へのアプローチの手がかりは、次のとおりである。

- ・ 今回の調査で入手した資料及び情報
- ・ NPOCOR本社 品質保証部(Q.A) が実施した1990年度年次監査報告書
(Annual Audit Report)
- ・ ADB が実施した運転・保守管理調査報告書 1987年

b. 管理体制(Management and Administration System)の調査

今回の調査において聞かれた問題点の一つに、「物品の調達遅延」があった。この種の問題改善のためには、業務の管理体制の調査も必要である。

JICA事前調査団は、NPOCOR との間で同意した "Implementing Arrangement" の中で、『本調査はNPOCORの管理体制 (Management and Administration System)の改善の検討を含む』と述べている。

c. 改善計画の調査項目

全社大の問題については、この7.1 総論で扱うこととし、リージョナルセンター及び地方の発電所などについての問題は、組織も含め 7.2項以降に述べる。

全社大の問題としては、次の項目を取りあげた。

- ・ NPOCORの本社組織
- ・ 機器資材購買システム
- ・ 要員計画
- ・ 教育訓練計画
- ・ 従業員のモラル

(2) NPOCOR本社組織

a. 現 状

NPOCORは、本調査の期間中に当る1991年8月から11月にかけて全社大の組織の見直しを実施した。

1991年8月に社長を含むトップマネジメントの交代があり、その下で本社組織・機構の改正が実施された。改正前と改正後とを比較してみると、組織の構成が機能的に再編成され、よりスッキリとしたものになっている。

(Table 7-1-1参照)

運転・保守管理に係わる主な改正点は次のとおりである。

エンジニアリング部

- (a) Plant Betterment Services 部が提案されている。
- (b) オペレーション部とエンジニアリング部に夫々あった品質管理部 (Quality Assurance) をエンジニアリング部に統合し、これに、従来独立していた Safety & Security 部を加えて一つの部になっている。
- (c) 従来、水力、火力、送電部に分れていたが、これを計画／設計部と建設部に編成替えしている。

オペレーション部

- (a) Senior Vice President は1名であったが、ルソン担当とビサヤス及びミンダナオ担当の2名となり、後者が独立して、オペレーション部は2つの系統に分れた。
- (b) Systems Operation 部内の編成替え及び従来独立していた Efficiency & Reliability 部の System Operation への統合が見られる。

そ の 他

Corporate Affairs の Senior Vice President の下にあった計画部、財務部、監査部、総務部、人事部が独立して、社長室直属になった。

b. 問 題 点

(a) 企画部門の強化

運転、保守改善計画の面から言えば、既設発電設備や送変電設備の改善、修理及び廃止計画は、電源開発計画や発電計画と合せて検討されるべきである。

これらの重要な業務を実施するため、計画部は陣容の強化を図る必要がある。

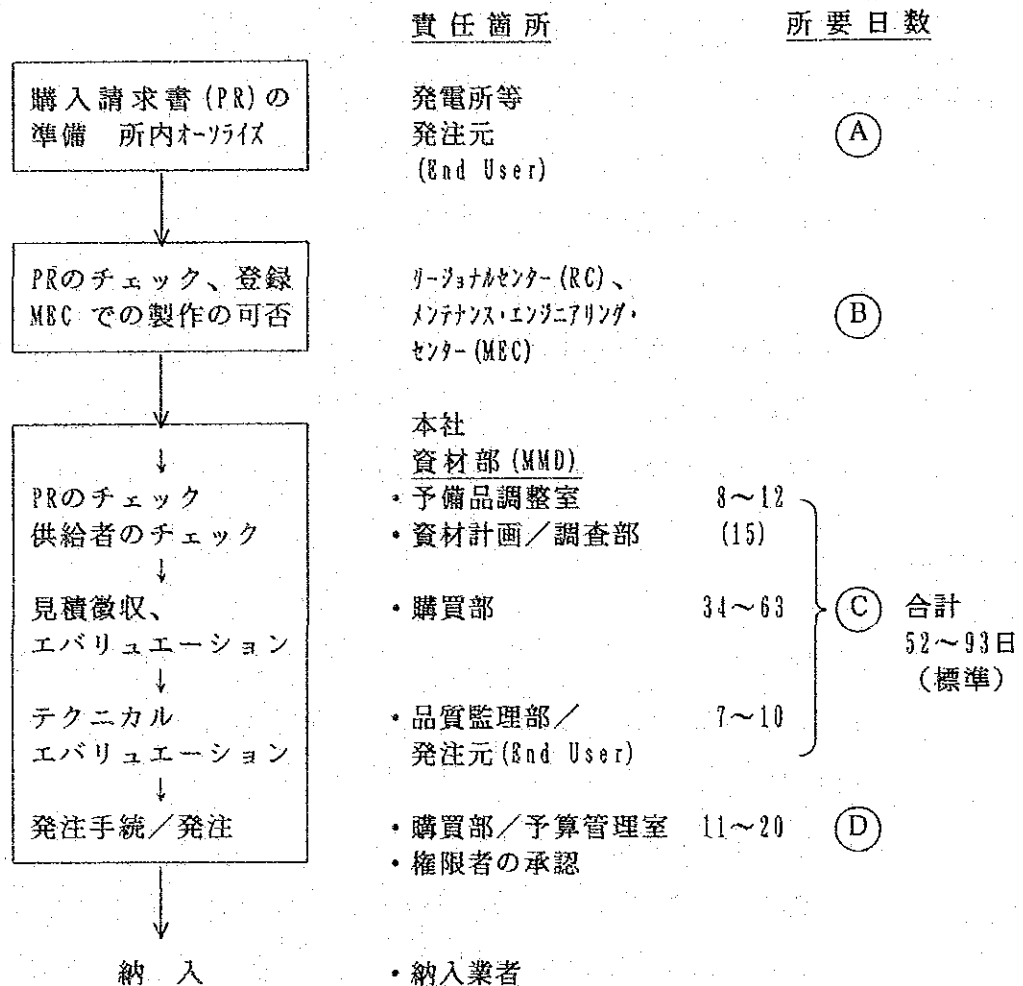
(b) 運転・保守管理総括部の設置

第7, 2章以降で述べるいろいろな問題点は、全社大の方針や計画に従って改善していく必要があり、その実施をコントロールするいわば総司令部は本社に置くべきである。

(3) 機器・資材購買システム

a. 現 状

購買プロセスを非常に単純化して描くと次のとおりになる。



b. 問題点

(a) 現場からの声やQAの指摘によると、問題は次のようなものである。

- ・機器、資材の購買システムが複雑である。
- ・保修予算の不足
- ・予備品や消耗品の不足
 - －現場が希望するメーカーの製品（主に輸入品）が購入されない。

これらの問題は、すべて本社購買のポリシー及びシステムに係わる問題であり、本社の関係部課で実状の調査及び意見の交換を行った。

(b) 調査結果

調査の結果により、問題点を整理すると次のようになる。

i) 請求元に係わる問題点

- ・請求書に記載された納期が所要期間 $(A)+(B)+(C)+(D)$ を満足していないケースがある。
- ・購入仕様書が不十分で購買部と請求元との間で調整に時間がかかることがある。
- ・地元で、例えば所長の権限で購入できる範囲は極く限られている。

ii) リージョナルセンターに係わる問題

- ・リージョナルセンターは、発電所等から集ってくる多くの請求書の処理に追われている。また担当者が少く時間もかかる。
- ・リージョナルセンターのエンジニアリング担当部または、請求元担当は、メーカーの設計上の問題点をチェックする必要がある。

iii) 本社の関係箇所に係わる問題

- ・本社内の購買に係わる事務所が多く、プロセスが複雑であり、それだけに所要日数も長くなる。
- ・発電所など地元で調達できるものは、極く限られたものである。
このために実際にはマニラで購入手配が行われる。全社から集ってくる多数の請求書の処理に追われ時間がかかる。

iv) 購買方針・権限に係わる問題

- ・既設設備のリハビリテーション／メンテナンスに必要な工事や物品の購入において、重要なものでも「安いことが決め手」となって、オリジナルメーカー以外からの調達が採用されているようで、結果的には品質が悪く相当な損失を出しているケースがある。
- ・多くの物品や発注の決裁がTop managementにゆだねられるため、所要納期が長くなる。

これらの問題について、一つ一つ追跡し、裏付調査をすることはできなかった。従って、具体的な改善案を提言できるところまでは行かないが、参考意見をもって提言としたい。

(4) 要員計画

a. 現 状

過去10年間の人員の推移及び1991年における人員構成は、下図のとおりである。1989年及び1990年の2年間で急激に人員が増加している。

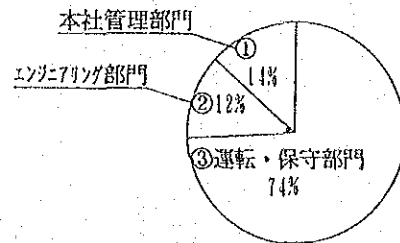
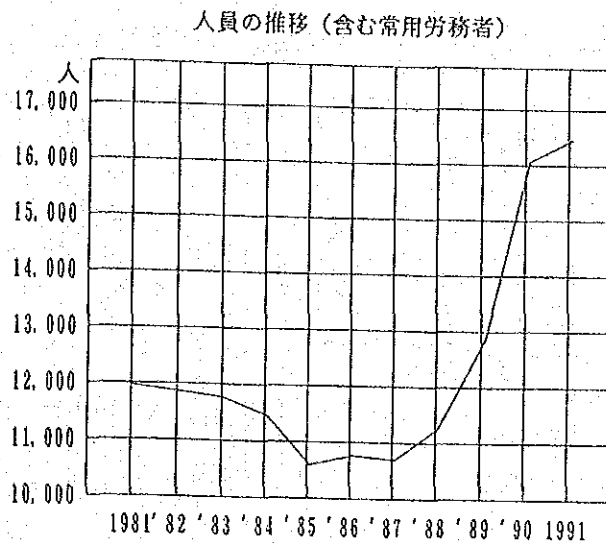
この増員は、主として運転・保守部門で生じている。

その一方で、中堅運転・保守要員の退職（実は転職）が生じつつある。この要因は、給与標準化令(Salary Standardization Law, Republic Act No. 6758 in August 1989)によるNAPOCOR 社員給与の頭打ちに加えて、BOTによる私企業の電力供給業への参入が運転、保修の経験者を必要としていることにあると思われる。従って、この傾向は今後も続くと考えなければならない。

b. 問題点

その意味するところは、運転・保守員の中に経験の浅い人員が増え、相対的にベテランの人数が少くなるということである。これは放置できない重要な問題である。

今後、電源開発が進めば、所要の運転・保守員は更に増加する。それ故、新人採用を含め、これらの要員の確保を計画的に進める一方、既設発電所員の退職防止も考える必要がある。



1991年6月現在の社員数

- ① 1,404人…Management/Support Service (14%) 本社管理部門
- ② 1,186人…Engineering Service (12%) エンジニアリング部門
- ③ 7,389人…Operations (74%) 運転・保守部門
- 計 9,979人 (100%)

(5) 教育・訓練計画

a. 問題点

上述の要員計画の項で述べた事情から、教育・訓練は、今後の重要な課題の一つである。

b. 対策

- ・中堅者の知識、技能、経験を高め、中堅者の層を厚くする。
- ・新入社員の教育・訓練を充実させる。

この2点を目標に、現在の教育・訓練を見直すことが望まれる。

(6) 従業員のモラル

a. 問題点

従業員の間には、給与標準化令に基づく10年間にも及ぼうという給与凍結に対して、不満があるようである。この法令の下では、たとえ昇進しても給与は上らないという厳しい現実がある。

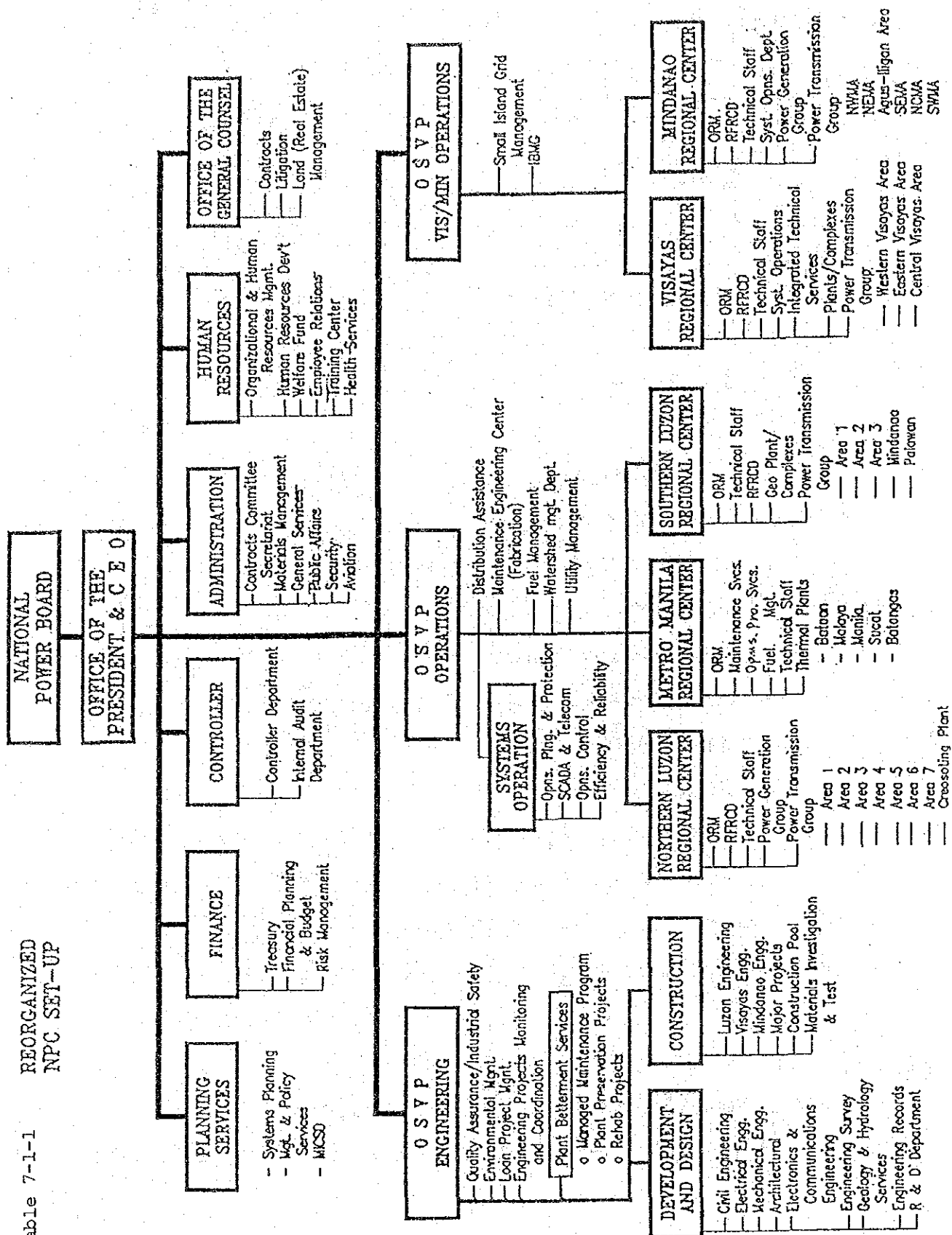
従業員の自らの仕事に対する意欲が非常に低下しているように見えるのも、こうした状況の下ではやむを得ないことかもしれない。

b. 対策

給与標準化令の解消は、NAPOCOR 独自の力では厳しい問題である。

NAPOCOR 自身で実施可能なモラル向上対策を検討することから始めるしかない。

Table 7-1-1
REORGANIZED
NPC SET-UP



7.1.2 本社組織及びシステムに関する改善提案

1. 本社組織

(1) 企画部門の強化

- a. 全社大の経営方針、基本計画（但し、人事関係は除く）は、計画部がとりまとめるものとする。
- b. 計画部は、上記の責任を果たすことができるように権限や陣容を強化する。

(2) 保守部門の設置案

- a. リージョナル・センターが夫々担当している電源設備の保守全般を統括する部門を運転グループに設置する。
- b. 本社決裁の購買案件について、この部門は発注元に代って購入請求書(PR)発行以前に本社購買部(WMD)と事前打合せすることができる。また、購入請求書が本社購買部に来たあと、書類の処理状況のチェックも可能である。

2. 機器・資材購買システム

(1) 重要機器・資材（特に国外調達分）の計画的事前手配

- a. 発電所など、発注元は、承認された設備保修実施計画に基づいて、購入請求書を発行する以前に下記のような準備を実施する。
 - －所要納期の再確認
 - －納期及び購入請求書発行時期の設定
 - －購入仕様書の作成、添付又は参照図面、データ類の準備
 - －オリジナルメーカーの製品を購入する場合、その理由書の作成
- b. 購入請求書の発行を設定した日より遅くならないように実施する。

(2) 現場購買権限の拡大

- a. 今回の組織改正で、リージョナルセンター及び発電所の購買業務はすべて本社で実施されることになった。
- b. しかし、発電所長、リージョナルセンター長の購買権限は、今よりも増額する方向で検討すべきで、その理由は次のとおり。
 - (a) 各所長が例えば定例的日常保守作業などをその責任で実施できるようにする。

(b) これに係わる購買業務（含工事請求及び緊急時）の迅速化をはかる。

(3) 購買業務の迅速化

a. 前項と関連して、次のプロセスは夫々大幅に簡素化し、業務効率をあげる。

(a) 各所長の権限で購入する場合の事務処理（特に本社における）プロセス

(b) リージョナルセンター長の権限で購入する場合の事務処理（特に本社における）プロセス

b. 本社決裁権限に係わる購買案件についても、先に提案した本社保守部門の働きで実際に購入請求書が本社購買部に来た後の業務処理の迅速化をはかる。

3. 要員計画

(1) 短期／長期要員計画の策定

特に運転・保守部門について、今回の組織改正に伴う所要人員と現在人員とのアンバランスをチェックする。また、各職場における要員の年令構成や経験年数をチェックして、その面からのアンバランスの有無をチェックする。これらのデータを基に今後の短期及び長期要員計画を策定する。

(2) 人事異動の計画的実施

運転・保守部門における各職場の年令構成や経験年数の調整結果を参考にし、各職場の能力を高めるために適切な人事異動を計画的に実施する。

4. 教育・訓練計画

(1) 運転・保守部門については、特に中堅者及び新人や経験の浅い従業員のため、教育訓練体制を整備する。

(2) 訓練センター計画実現の推進及び運転シミュレータの導入促進。

(3) 人事部スタッフの強化。

5. モラルの向上

次のようなことが対応策として考えられる。

- (1) 給与、福利厚生面の改善について、関係先への働きかけを続ける。
- (2) 教育・訓練の機会を（国内及び国外を含めて）より多くの従業員（特に技術者）に公平に与える。
- (3) 本人の実験の経験やその年数を他の所要条件に加味して、昇進の機会を公平に与える。
- (4) コスト節約や業務効率改善について、実施可能な提案を職場のグループで提案する制度を採用する。
- (5) 従業員の職場環境／条件を改善する。
- (6) 従業員の業務に必要な安全対策を実施する。
- (7) その他、従業員にやる気を起こさせるようなことを採用する。

7.2 火力発電所

7.2.1 運転保守の現状と問題点

1. 運転保守体制

(1) Metro Manila Regional Center (MMRC)

ルソン島では、現在、5箇所の火力発電所が稼働している。Southern Luzon Regional Center (SLRC)区域内にあるBatangas発電所も含めて、全火力発電所の運転保守はMMRCが管轄管理している。

MMRCの新組織をTable 7-2-1 に示す。

a. 主な改正点

- Central Maintenance/Technical Services (CM/TS)部に代えて、運転プロジェクト・サービス部(Operation Project Services)及びメンテナンス・サービス部(Maintenance Services)に再編成されている。

b. 改正の特徴

- (a) MMRCは、組織上、全ての既設火力発電所の技術的問題を統合的に管理できる体制となった。
- (b) メンテナンス・サービス部は、CMとTSとに分れていた各セクションを統合・再編成した結果、よりスッキリした体制になった。
- (c) 購買業務は、全て本社に移管された。これは、購買システムの合理化になっている。

c. 問題点

(a) 旧組織の問題点と今回の組織改正

我々は中間報告書において、「本社に、保守を統括する部門を設けるのが良い」との意見を述べた。

今回の組織改正は、火力発電設備の保守管理に関する限り、我々のこの意見が半分だけ実現したとの印象が強い。それは、「総司令部」が本社ではなく、MMRC内に実現したことによる。

(b) 今後の問題

- 新組織の下での業務運営要領を早急に確立することが望まれる。
- 人材の確保と、適切な配置を行うことが必要である。

(2) 火力発電所

各火力発電所の組織も、変更されている。その新組織代表例をTable 7-2-2、7-2-3に示す。

a. 主な改正点

旧組織の6セクションは、下記のように再編されている。各ディビジョンにはその部門の全責任を負うマネジャーが配置されている。

旧 組 織		新 組 織
・運 転 (1セクション)	→	・運転部門 (1ディビジョン)
・化 学 (1セクション)	→	
・技術・制御 (1セクション)	→	・効率管理グループ(1グループ)(継)
・保守機械/電気 (2セクション)	→	・保守部門 (1ディビジョン)
・MMP (1セクション)	→	計画・工務当グループ(新設)
・サポート・サービス (1セクション)	→	・サポート・サービス (1セクション)
計 6 セクション		計 2ディビジョン+1セクション+1グループ

b. 改正の特徴

- (a) 新組織は、機能的に再編成され、簡素化されている。
- (b) 新組織は、指揮・命令系統及び責任区分をより明確にしている。
- (c) 新組織は発電所が自力で保守業務を実施できるように、保守部門の陣容を再編成、強化する狙いがうかがえる。

c. 今回の組織改正と問題点

今回の組織改正は、旧組織の問題点を考慮した解決案として評価できる。

しかし、環境問題を担当するグループが明らかでない。

今後の問題

- ・新組織の下での業務運営要領を早急に確立すること。
- ・人材の確保と適切な配置を行うこと。

(3) Maintenance Engineering Center (MEC)

a. MEC は、NAPOCOR の保守体制の重要な一翼を荷なっている。

その組織体制はTable-7-2-4に示す通りである。

(4) 定期修理の体制

a. 組織改正後の体制

MMRCのメンテナンスサービス部及び火力発電所のメンテナンス部は、既述のように、夫々再編成されている。一方、火力発電所の定期修理は、これら両グループが中心となり、関係者が協力して実施される点において、基本的に変りはない。しかし、そこに何か新しい効果、例えば工程のよりスムーズな進捗や、より確実な保修の遂行などを期待したい。

b. 今後の問題

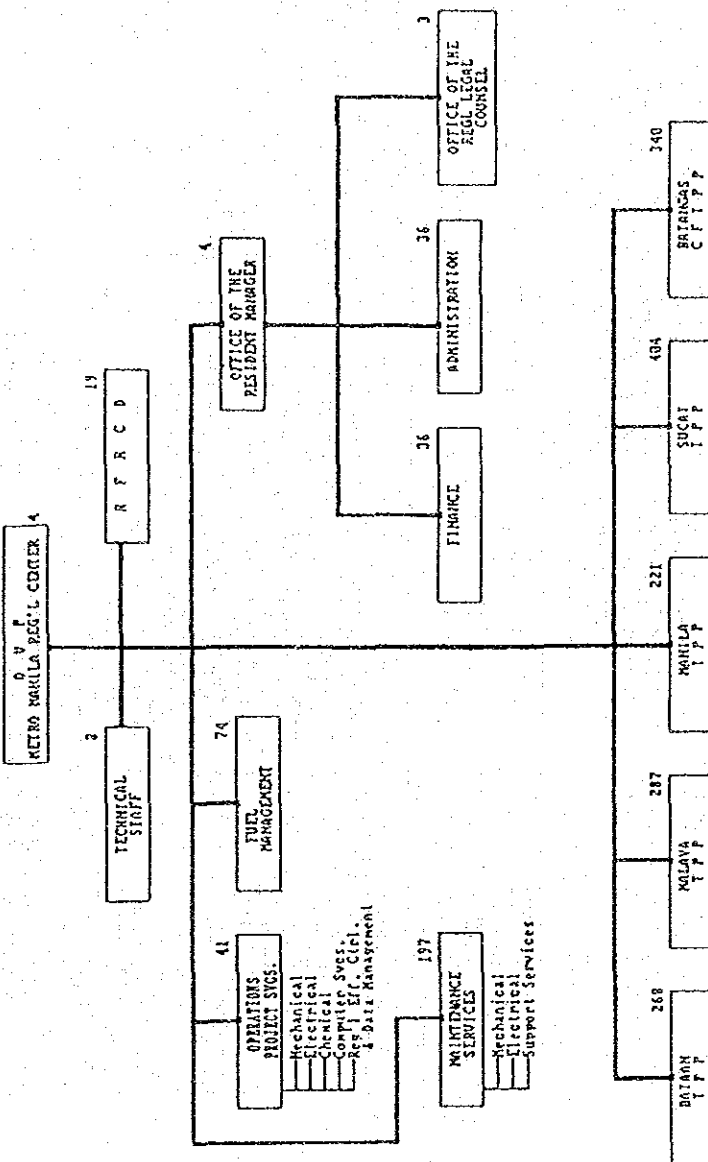
新しい組織の下での、定期修理の体制をレビューする必要があるだろう。

現在の直営工事体制を、請負工事体制へ切替えることも検討の対象とすべきである。

METRO MANILA REGIONAL CENTER

TABLE OF ORGANIZATION

TABLE OF ORGANIZATION	1942
-----------------------	------



SUMMARY:

ON	2
EFF. CTRL.	7
SUPVISE	18
OPS	152
MAINT	168
Total	287

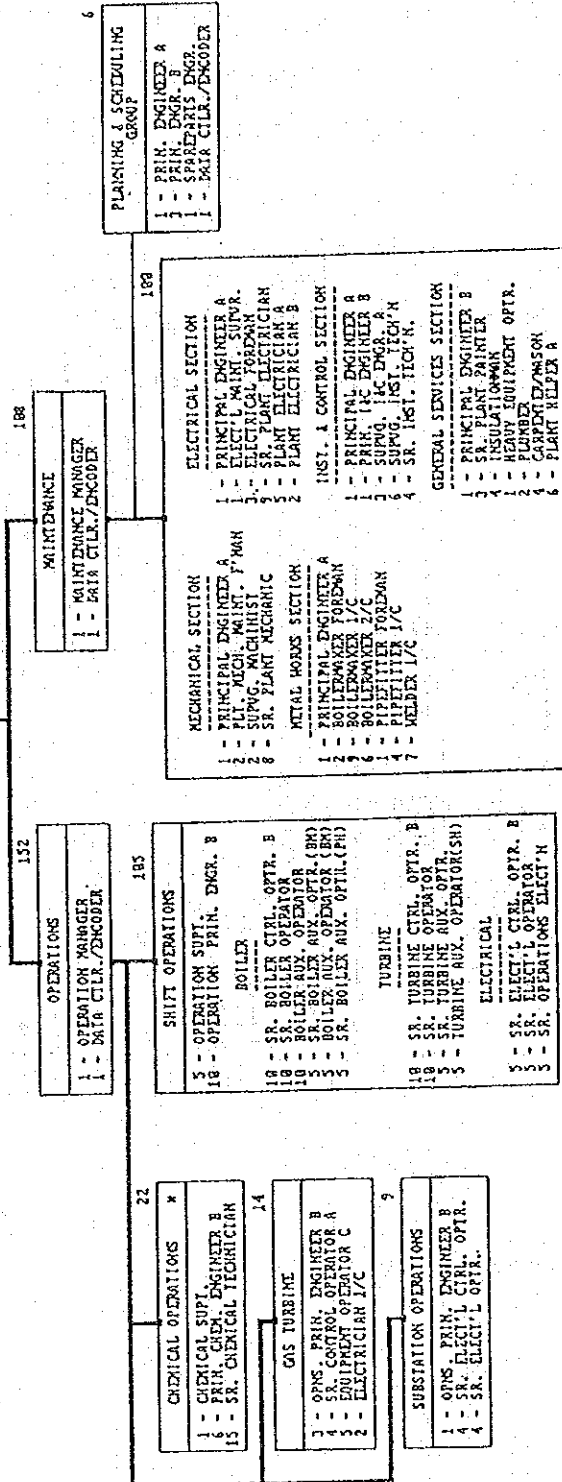
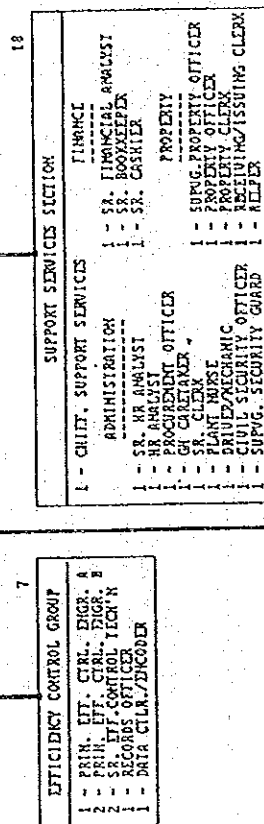
Table 7-2-2

MALAYA THERMAL-POWER PLANT

TABLE OF ORGANIZATION

287

OFFICE OF THE PLANT MANAGER	
1 - PLANT MANAGER	2
1 - SECRETARY	



* Chemical Operations personnel assigned in shift work shall report to the Shift Superintendent.

Table 7-2-3

BATANGAS COAL-FIRED THERMAL POWER PLANT

TABLE OF ORGANIZATION 348

SUMMARY:
Office of the Plant Manager - 2
Efficiency Control - 8
Support - 26
Operations Division - 189
Maintenance Division - 115
Total - 340

OFFICE OF THE PLANT MANAGER	
1 - PLANT MANAGER	(M)
1 - SECRETARY D	(7)

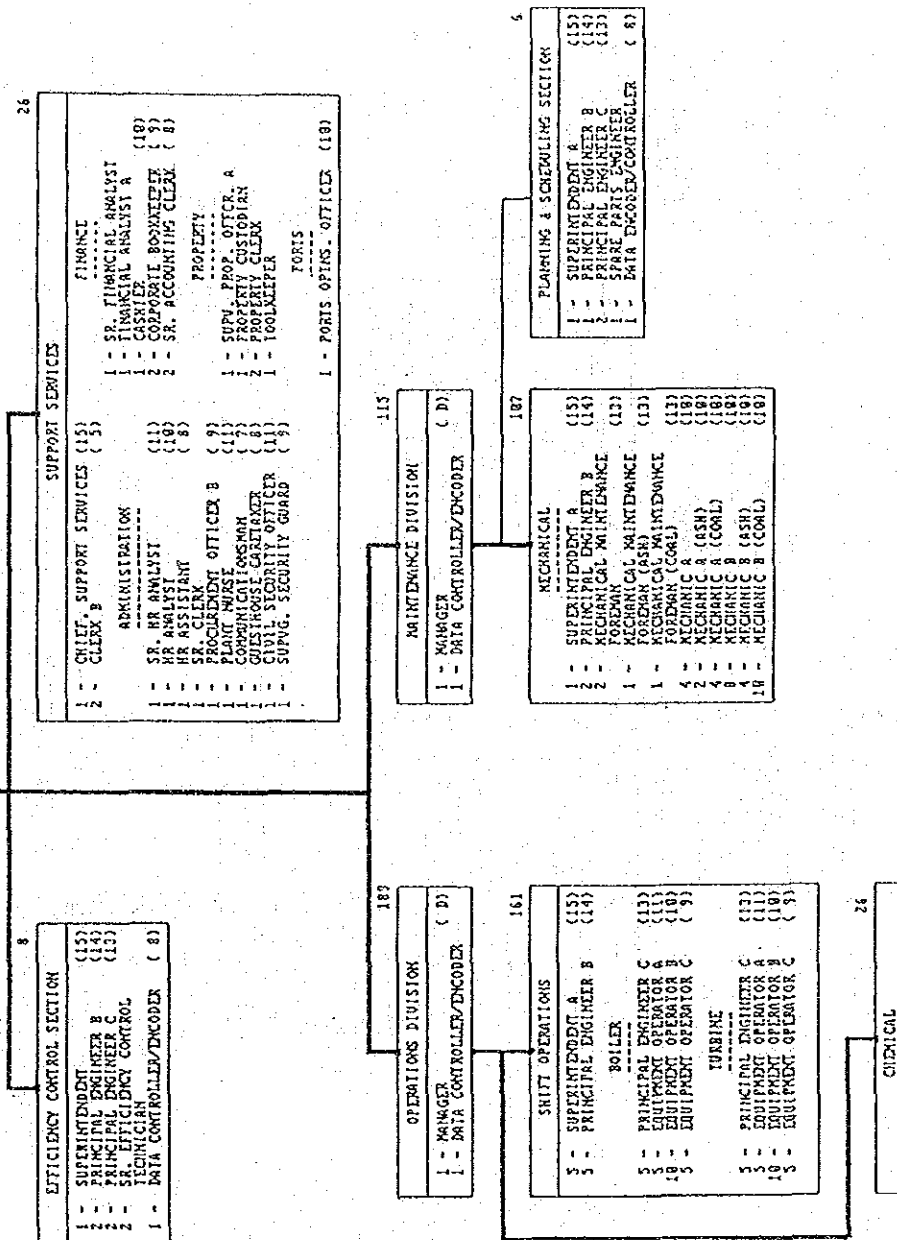
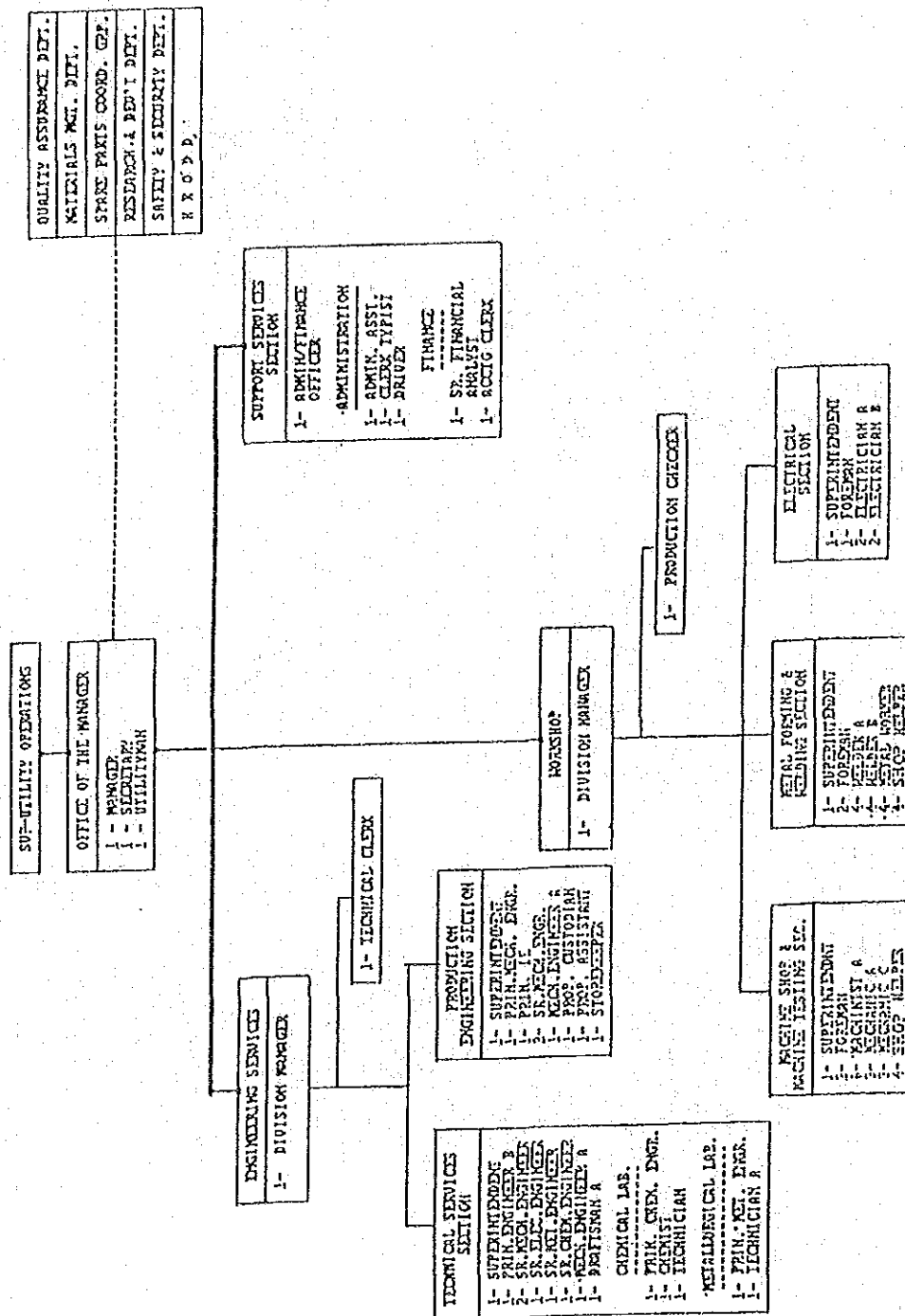


Table 7-2-4

TABLE OF ORGANIZATION

TABLE OF ORGANIZATION

SUMMARY	OFFICE OF THE AGC.	3
	SUPPLY SUG.	25
	EXCH. SUG.	25
	ADDITION	4
	TOTAL	57



NOTE: ALL POSITION TITLES & JOB LEVELS ARE SUBJECT TO FINAL EVALUATION BY THE JOB EVALUATION COMMITTEE

2. 運転保守の実施方法（問題点）

（1）運 転

巡回点検、チェックリスト、ルーチンテスト、保修依頼票、化学業務等全般について、定められた事項の確実な励行が必要である。

（2）保 守

発電所出力低下の最大の原因として、不十分なメンテナンスが挙げられる。
以下保守の主要な事項についての問題点を列挙する。

a. 日常保修

b. 保修依頼票の処理

c. 定例機器診断

運転中の機器の運転状況は、振動、圧力、温度、騒音、流量等について、日常、定期的に且つ継続して計測されるデータをチェックすることによって、その良否または要注意の程度が診断されるものである。

これ等の定期的な機器診断業務が適切に実施されていないようである。

これらの対策については組織上、教育上からの対策見直しが必要であろう。

d. 定期修理

定期修理は、発電所を長期連続して安定運転を維持するために、最も重要な工事である。

これを有効に実施するためには、万全の準備と実施が必要である。

3. 研修・教育

（1）火力発電所の運転保守についての研修・教育計画は本社で作成されているが、実績の確認はなされていない。

（2）発電所の運転及び保修要員にとって必要な基礎教育／訓練と、事故または故障に対する基本的技術教育・研修が十分とは言えない。

（3）安全管理、教育

本社に安全担当課があり、基本的な安全マニュアルや教育資料は備えられているが、予算不足、要員不足、用具不足のために殆ど実効が上っていないのが実状である。

4. 資機材の調達・管理

(1) 資機材の調達

a. 資機材の発電所への納入遅延

発電所の保守に係わる問題点のうち、最も重要なものの一つが、これである。

b. 今後の問題

上記の問題は今回の組織改正で解決される性質のものではないように思われる。その原因として考えられることは次のようである。

(a) 購入実施計画が杜撰である。

(b) エンジニアリング又はメンテナンス担当が弱体である。

(2) 燃料の調達

a. 主な改正点

今回の組織改正において、新しく燃料管理部(Fuel Management)がMMRCの中に設けられた。

b. 改正の特徴

(a) 火力発電所で使用する重油、軽油、及び石炭については、MMRCの燃料管理部が調達から、受入れ輸送まで担当し、管理する。

(b) 各発電所で、燃料油の受入れ、貯蔵に従事する係員は、この燃料管理部の所属となる。

c. 今後の問題

Batangas発電所における国内炭の(Run of Mine)の品質低下と異物混入は、発電所の運転障害、環境汚染の原因となっている。

(3) 資機材の管理

a. 在庫量管理

・発電所における在庫管理の担当は、保守部門の計画・工程グループである。

現品在庫量の確認と、その管理責任の所在が明確でない。

b. 購入計画

(a) 予備品購入計画

在庫予備品の品種と数量は、過去の使用実績を充分考慮して見直す必要がある。他発電所との共通予備品の調整も必要である。

c. 検収責任

納入された物品、設備の検収責任の所在が明確でないようである。

d. 保管方法

予備品及び資機材の在庫品、特に特殊材質、精密器具、薬品等が保管方法の不良によって、使用不能になる例が多い。

e. 購入の権限

購入品の決済権限は

発電所 2万ペソ以下 (10万円以下)

MMRC 2万ペソ～ 100万ペソ (10～ 500万円)

本 社 100万ペソ以上 (500万円以上) 含すべての輸入品

である。発電所長権限が異常に低額である。

購買の実務的な処理は本社で実施されとしても、決裁権限は見直してよいと思われる。

5. 性能・効率管理

定期修理の前後、または1年毎にプラントの性能テストを実施し、確実にプラントの状態を把握しておかねばならない。現状は、日常の性能管理も、プラントの正確な性能管理も充分とは言えないようである。

7.2.2 維持管理・運転保守改善計画の提言

7.2.1 で述べた現状の問題点を解消し、改善を図るために、各項目について基本的に次の提言をする。

1. 運転保守管理体制

(1) MMRC

- a. 新組織の下での運転プロジェクト・サービス部及びメンテナンス・サービス部の業務運営要領を早急に確立すること。
- b. 人材の確保と適切な配置を行うこと。

(2) 発電所

a. 効率管理グループ

このグループは、発電所の運転・保守に関する改善の推進母体として、積極的に活動するものとする。

このために、次のことを提言したい。

- (a) グループの担当業務を具体的に記述した技術要項を作成する。
- (b) 発電所内の運転・保守部門は勿論、サポート・サービス・セクションとも、定期的な連絡、打合せをする。
- (c) 環境問題の担当部署としての役目も持たせてはどうであろうか。

b. 保守部門

- (a) 保守部門内に新設された計画・工程グループの担当業務を具体的に記述した保守要項を作成する。

- c. 人材の確保と適切な配置を行うこと。

2. 運転保守の実施方法

(1) 日常運転管理の改善

- a. 毎日、毎週及び毎月の巡回点検の確実な励行
- b. 毎日、毎週及び毎月の定例テストの確実な励行
- c. 異常発見時の迅速な連絡及び報告
- d. 早期、適切な対策の実施
- e. 保修依頼票の早期発行

(2) 日常保守管理の改善

- a. 監視計器に制限値、許容範囲等のマーキング
- b. 記録用紙、チェックシートへの制限値の記載
- c. 全ての機器、配管バルブに名称の表示
- d. 定期的な機器のデータの計測
- e. 計測したデータの統計的な管理と診断
- f. 保修依頼票の早期処理

(3) 定期修理の施工管理の改善

- a. 定期修理実施組織の責任体制の見直し
- b. 発電所とMMRC及び Q.Aとの緊密な関係と責任の明確化
- c. 万全な事前準備
- d. 各種の検査結果、試験結果に対する迅速正確な判断
- e. 必要時点での監督者と施工者の立会確認
- f. 作業時の職場環境の整備
- g. MEC の有効活用及びBHPIその他業者との協力態勢の推進
- h. 各種の検査体制及び検査の信頼性の向上
- i. 資機材の購入システムの改善

(4) 運転及び保守マニュアル

設備や系統の変更に対する改訂や経験に基づく見直し補足を実施すべきである。

(5) MMP の機能向上

MMP の組織化は非常に有効である。

機能の拡充を図り、異常発生時には、速かにその原因を発見して対策を講ずるよう、積極的にその活用を図るべきである。

3. 研修及び安全教育

- (1) 運転、保修の技術系職員だけでなく、事務系職員に対しても、明確な教育カリキュラム及びスケジュールを作成し、レベルの向上を図ることが必要である。

- (2) 教育・訓練は、新入社員だけでなく、経年社員の再教育にも適用すべきである。
- (3) 運転・保修要員の基礎教育及び基本的技術研修のため、訓練センタの計画実現の推進及び訓練修了証明プログラム、特に運転シミュレータの導入促進が望まれる。
- (4) トップを含めた管理層に対する新技術の紹介や、品質管理思想の導入について検討する必要がある。
- (5) 発電所内における事故検討会の開催や事故処置訓練等の実施も有効な手段である。
- (6) 一般従業員の所内、外の人事交流もある程度検討すべきであろう。

4. 資機材の調達及び管理体制の改善

- (1) 予備品、備品、消耗品等の購入システムの改善
 - a. 発電所長の決裁権限枠を大巾に増額して、極力納期の短縮を図るべきである。
 - b. 標準購入仕様書の作成も検討すべきである。
 - c. 発注業者の登録制度を採用し、併せて実績も考慮した業者審査基準も作成すべきである。
 - d. 特殊機器、部品の発注及び緊急を要する発注の場合で強力な経済的正当性／評価が提出された場合には、特命発注方式の適用を容易にすべきである。
- (2) 検収方法の改善

購買のシステムに応じて、検収の担当部署及び責任の所在を明確にすべきである。
- (3) 在庫品の保管方法の改善
 - a. 出入庫のコンピュータデータと現品との照合は定期的に必ず実施する。
 - b. 他発電所との共通の予備品の保管方法、即ち中央／地方倉庫の設置を検討する。
 - c. 特殊材質、精密器具、薬品等の保管方法を改善する。

これらについては、具体的な措置をマニュアル化し、実行すべきである。

(4) 石炭の受入品質の向上

Batangas発電所に納入される石炭（国産）の中に異物の混入が目立つ。納入炭の品質確保について納入業者に強硬に申入れるべきである。

5. その他の改善推奨事項

- (1) 本社品質保証部の指示事項の早期実施（全火力発電所）
- (2) 通信システムの改善強化（全火力発電所／燃料管理部）
- (3) 油タンク、水タンクの底板の検査及び保修（全火力発電所／燃料油貯蔵所）
- (4) 排水処理装置、沈殿池の整備、強化又は新設（全火力発電所）
- (5) 取水口の点検浚渫（全火力発電所、特にBatangas発電所）
- (6) 化学分析室の分析機器、器具の整備（全火力発電所）

6. 外部機関への要望

- (1) 石炭納入業者へ品質確保を申入れる
- (2) 石炭運搬船の容量アップの検討を申入れる

7. 特記事項

1989年、JICA植林プロジェクトの調査報告書がフィリピン政府の環境天然資源省(Department of Environment and Material Resources)に提出されている。

その中に、Laguna湖に近接するMalaya発電所が、土石流による被害の危険性が予告され、防災対策が提案されている。

早急に、詳細調査の上、政府とも協議し、対策を講ずるべきである。

7.3 地熱発電所

7.3.1 運転保守の現状と問題点

1. 運転保守体制

(1) Southern Luzon Regional Center(SLRC)

ルソン島では、現在2箇所の地熱発電所が稼働している。Tiwi及びMak-Ban 両発電所とも、SLRCの管轄下にある。SLRCの新組織をTable 7-3-1に示す。

a. 主な改正点

SLRCに所属の CM/TSの廃止

b. 改正の特徴

地熱発電所は、従来より独自で保守・定期修理を実施し、必要に応じて、CM/TS の協力を得ていた。今回の組織改正で、CM/TS が廃止されても特に問題はない。これまで同様に MECの応援を受けながら、今回の改正で再編成されるメンテナンス部で対処する。

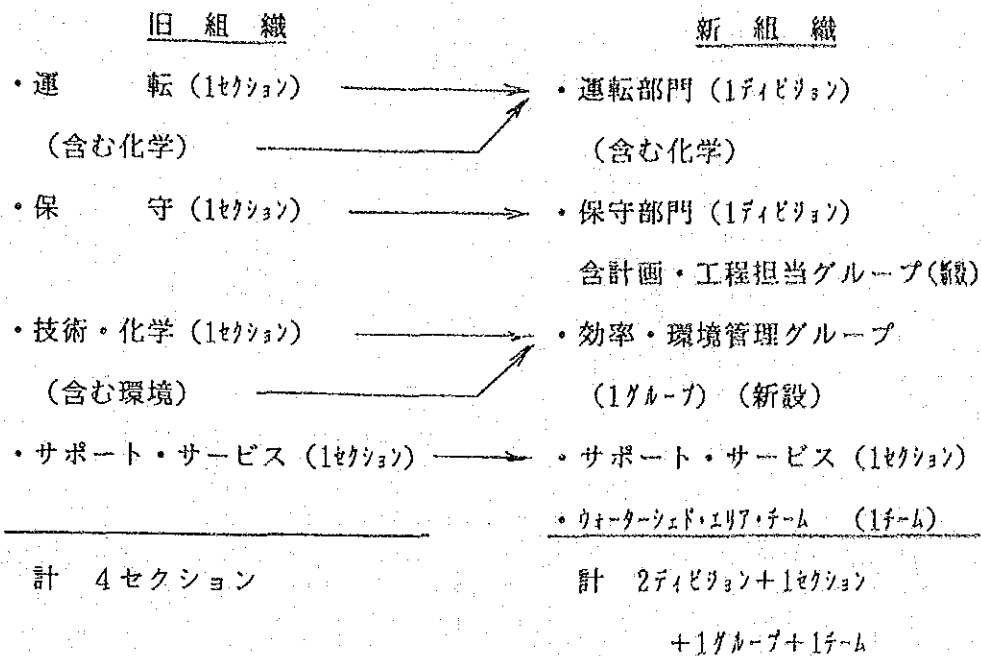
(2) 地熱発電所

地熱発電所の組織も、変更されている。その新組織の一例をTable 7-3-2に示す。

a. 主な改正点

旧組織4セクションは、下記のように再編されている。

各ディビジョンには、その部門の全責任を負うマネージャーが配置されている。その構成は基本的に火力発電所と同じとなっている。



b. 改正の特徴

火力発電所の場合と同様のことが言える。

c. 今後の問題

火力発電所の場合と同様のことが言える。

2. 運転保守の実施方法

火力発電所の項に同じ。

3. 研修・教育

火力発電所の項に同じ。

4. 資機材の調達・管理

火力発電所の項に同じ。

5. 性能・効率管理

火力発電所の項に同じ。

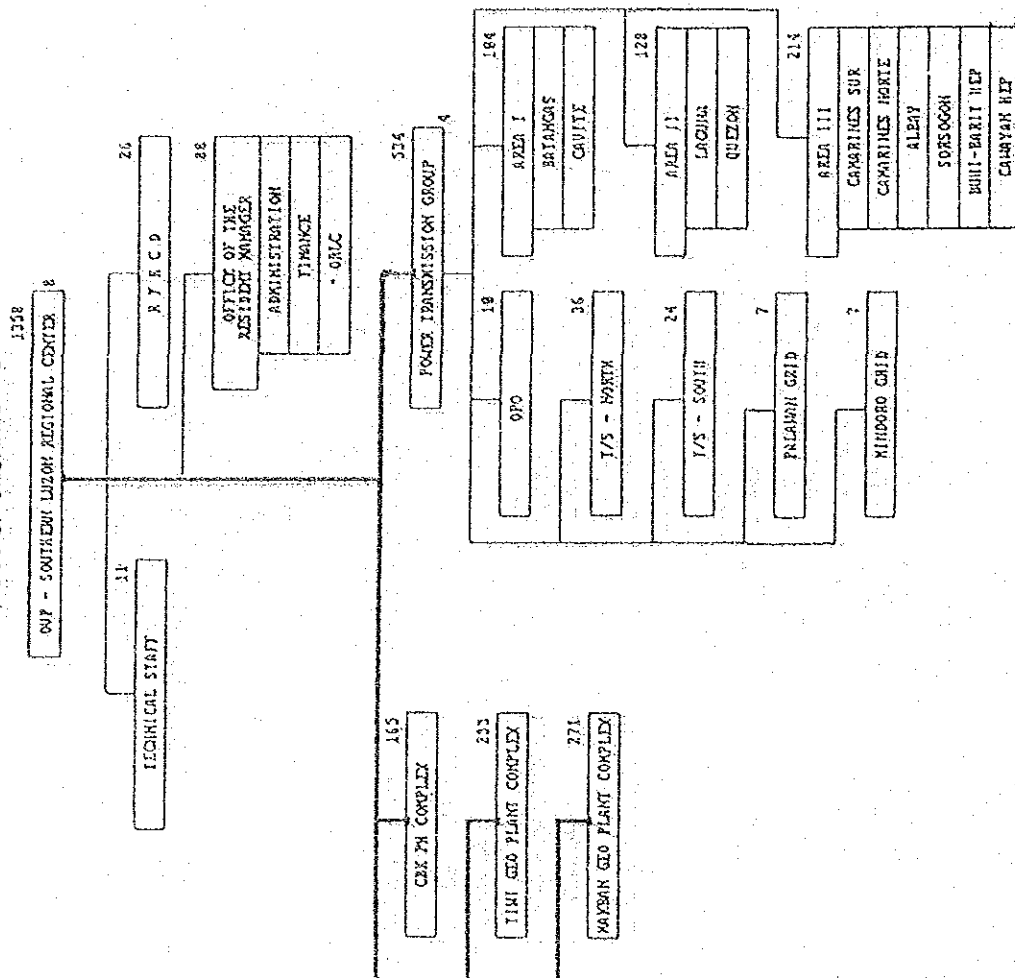
Table 7-3-1

SOUTHERN LUZON REGIONAL CENTER

SUMMARY:

TECHNICAL STAFF	11
ADJCD	26
OFFICE	88
PLANTS	63
POWER TRANSMISSION GROUP	534
TOTAL	1328

TABLE OF ORGANIZATION



Summary:

7 - 31

7.3.2 維持管理・運転保守改善計画の提言

前項で述べた現状の問題点を解消し改善を図るために各項目について次の提言をする。

1. 運転保守管理体制

(1) 管轄の検討

地熱発電所は、すでに地熱専門の保修チームが育っており、技術面からはMMRC管轄下に移す理由はない。従って、地理的により近いSLRCの所属のままの方が管理運用は効率的であろう。

(2) 体制等の拡充

Mak-Ban 地熱発電所の増設計画など、今後予想される増設プロジェクトも考慮すると、設備数は現状ですでに12ユニットあり、1年1回としても定修は、毎月連続的に実施する必要があるので、発電所の保守体制及び陣容、工事用機器や車輛などの拡充・強化が必須の状況である。

現在の直営工事体制を、請負工事体制へ切替えることも検討の対象とすべきである。

2. 運転保守の実施方法

火力発電所の項に同じ。

3. 研修及び安全教育

火力発電所の項に同じ。

4. 資機材の調達及び管理体制の改善

火力発電所の項に同じ。

7.4 水力発電所

7.4.1 運転保守の現状と問題点

1. 運転保守体制

- (1) ルソングリッドでは、Northern Luzon Regional Center (NLRC) と Southern Luzon Regional Center (SLRC) が水力発電所、地熱発電所、送電線及び変電所の運転保守を担当している。
- (2) NLRC及びSLRCの組織及び要員数は、それぞれ、Table 7-4-1 及び 7-4-2に示すとおりである。この組織は本調査期間中の1991年11月に改正された新組織である。

NLRCでは、運転保守関係の組織は Power Generation Group (PGG) と Power Transmission Group (PTG)に分かれ、PGG が発電所を、PTG が Operations Project Office, Technical Services及び Area Officeをそれぞれ統括している。SLRCには PGGと PTGは設置されていない。また、Technical Staff が Vice Presidentを補佐している。

Administration と Finance が資材の購入・管理、予算作成等を行っているが、いずれも従来より組織的に強化されている。

(3) Regional Center

Regional Center における水力発電所、送電線及び変電所の運転保守担当の技術者数は 10 名程度に過ぎず、また、土木技術者は配置されていない。今後、設備管理及び保守計画・実施管理の充実・改善を図るためには、現行体制では不十分で、Regional Center に保守担当の組織が必要である。NLRC は SLRCの約 2 倍の規模であり、その管理スパンは大き過ぎると考えられる。また、NLRC事務所の所在地 Baguio は、立地条件が悪く、台風時にしばしば道路が閉鎖されている。

Operations Project Office (OP0)は、組織改正によって新設され、送変電設備の Engineeringを担当している。電気、機械、土木、地質技術者が配置されている。

Table 7-4-1 ORGANIZATION STRUCTURE OF NLRC (1)

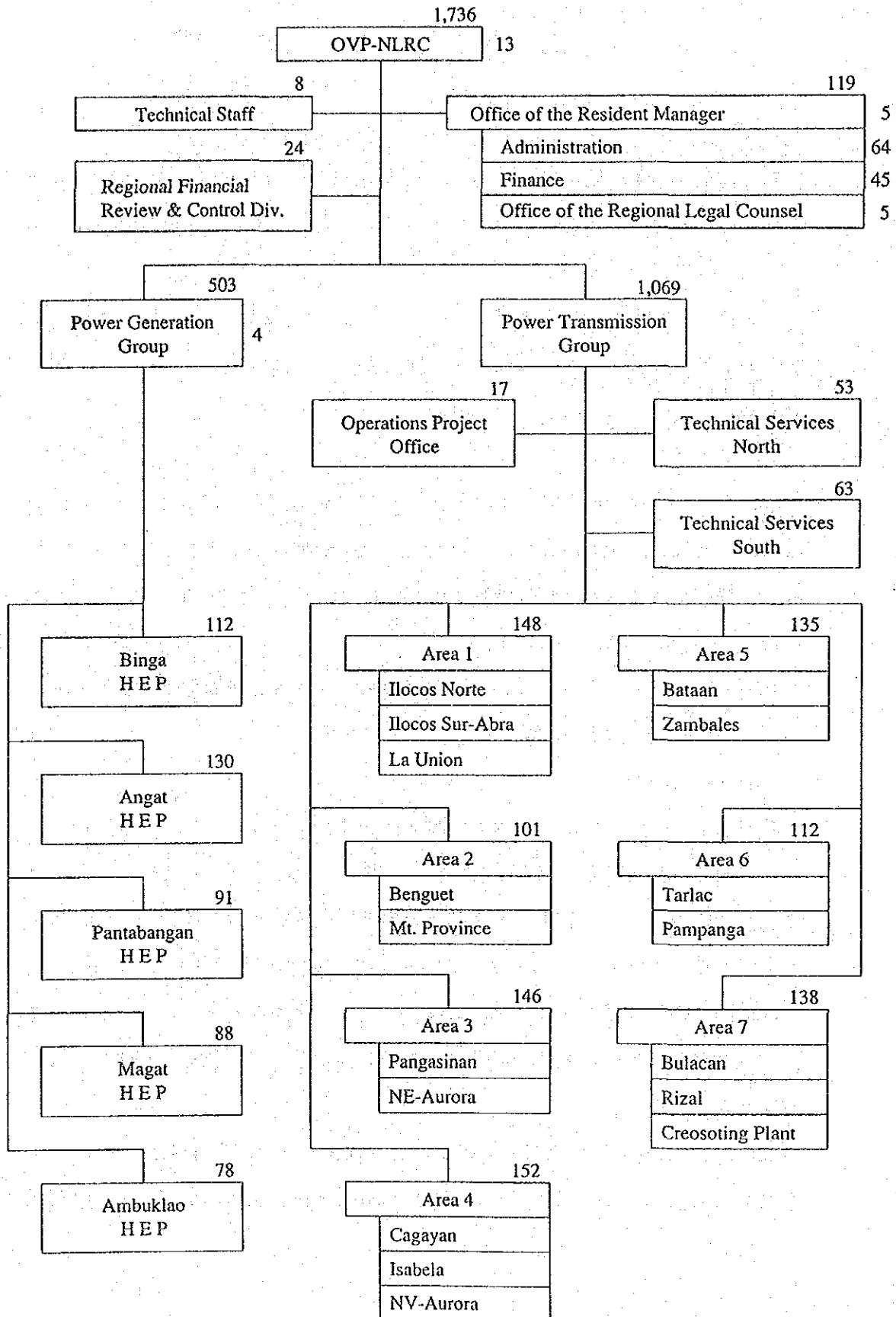


Table 7-4-1 ORGANIZATION STRUCTURE OF NLRC (2)

Technical Services		Manager Office		Relay Section	Meter Section	Test Section	Communication Section	Mechanical Test	Satellite Section
		Manager	Staff						
North		1	1	9	9	9	9	9	6
South		1	1	17	13	13	9	9	—

Area Offices		Manager Office		Substation		Transmission Line		Support Services	Creosoting Plant
		Manager	Staff	Manager	Operation	Maintenance	Manager		
Area 1		1	2	1	32	13	1	28	—
Area 2		1	2	1	19	13	1	20	—
Area 3		1	2	1	35	13	1	25	—
Area 4		1	2	1	35	15	1	27	—
Area 5		1	2	1	35	13	1	22	—
Area 6		1	2	1	22	11	1	22	—
Area 7		1	2	1	20	13	1	22	18
Total		7	14	7	198	91	7	166	18

Power Plants		Manager Office		Operation		Maintenance	ECPS	Watershed	Support Services
		Manager	Asst. Mgr.	Staff					
Binga		1	1	1	30	35	4	21	19
Angat		1	1	1	34	41	4	29	19
Pantabangan		1	1	1	34	32	4	—	18
Magat		1	1	1	26	38	4	—	17
Ambuklao		1	—	1	13	19	—	33	11
Total		5	4	5	137	165	16	83	84

ECPS : Efficiency Control & Planning & Scheduling

Table 7-4-2 ORGANIZATION STRUCTURE OF SLRC (1)

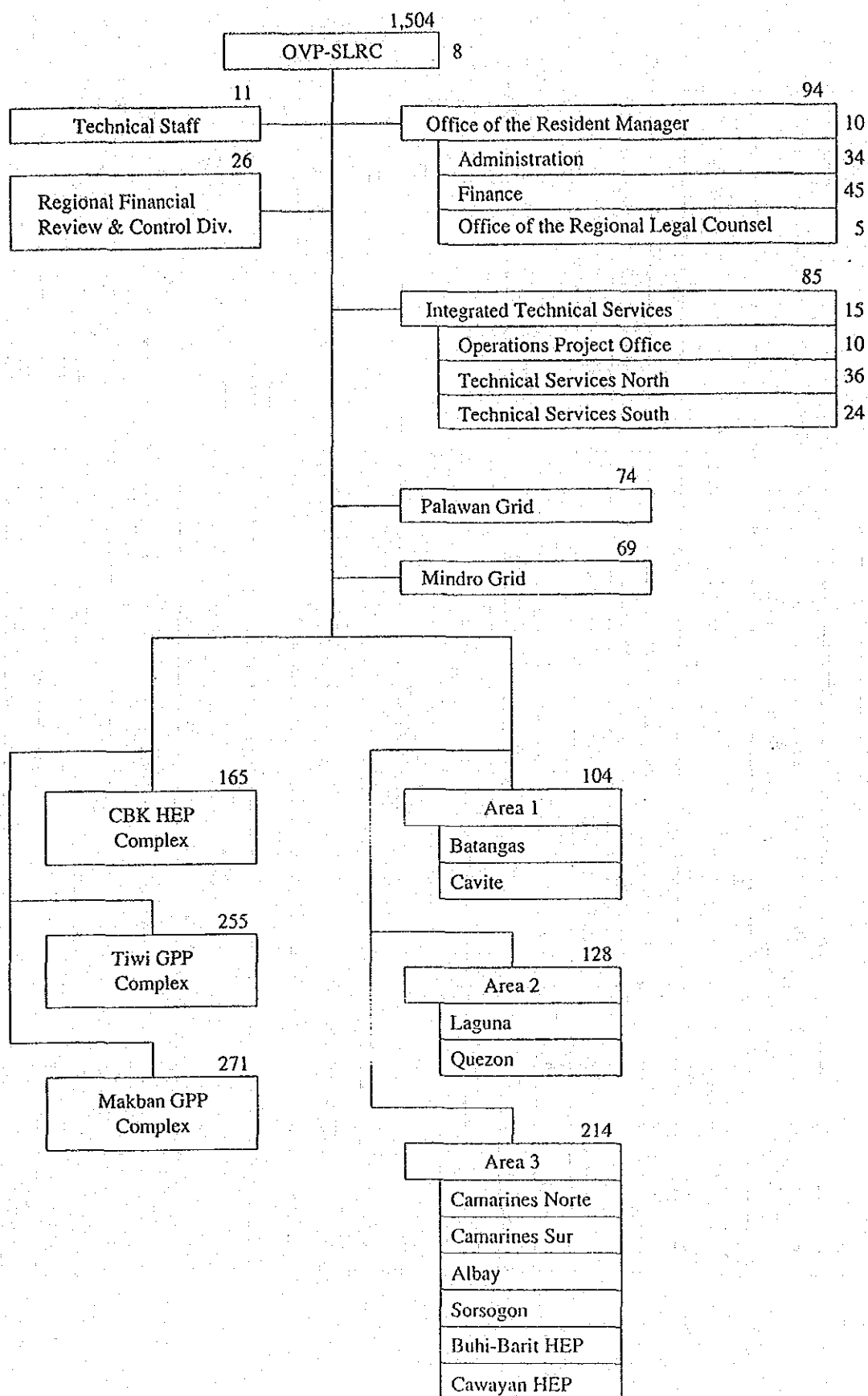


Table 7-4-2 ORGANIZATION STRUCTURE OF SLRC (2)

Technical Services	
North	36
South	24

Manager Office		Relay Section	Meter Section	Test Section	Communication Section
Manager	Staff				
1	3	9	9	9	5
1	3	5	5	5	5

Area Offices	
Area 1	104
Area 2	128
Area 3	214
Total	446

Manager Office		Substation		Transmission Line		Barit & Cawayan HEP			Support Services
Manager	Staff	Manager	Operation	Maintenance	Manager	Maintenance	Operation	Maintenance	
1	2	1	26	15	1	34	—	—	24
1	2	1	18	13	1	68	—	—	24
1	2	1	31	14	2	95	9	10	37
3	6	3	75	42	4	197	9	10	85

Power Plants	
CBK	165
Tiwi	255
Makban	271
Total	691

Manager Office		Operation		Maintenance		ECPS	EEC	Watershed	Support Services
Manager	Staff	Manager	Staff	Manager	Staff				
1	1	1	55	1	49	4	—	20	33
1	1	1	122	1	69	—	7	19	34
1	1	1	134	1	62	—	7	30	34
3	3	3	311	3	180	4	14	69	101

ECPS : Efficiency Control & Planning & Scheduling

EEC : Efficiency & Environmental Control

(4) Technical Services (T S)

T S には、Relay, Meter, Test, Communication, Mechanical Test (NLRCのみ)、Satelite (TS-North-NLRCのみ) の各セクションがあり、発・変電所を巡回して、保護装置、計器（取引用計器を含む）、電力機器および通信機器の予防保全（試験、校正、修理、トラブル調査）を実施している。 Mechanical Test は従来 Central Maintenance (C M)が実施していた試験を引き継いだものであり、Satelite Sectionは Cagayan地域の試験のため今回新設された。

(5) 水 力 発 電 所

水力発電所の組織は運転、保守、Watershed Area Team, Efficiency Control & Planning & Scheduling Group (ECPS) 及び Support Services セクションに分かれ、Manager と Assistant Manager が統括している。 Kalayaan, Caliraya, Botcan 発電所の組織は、Caliraya - Botocan - Kalayaan Plant Complex と呼ばれ、Plant Manager, Operation Manager, Maintenance Managerが各発電所を統括している。

組織改正による主な改正事項は次のとおりである。

- ・ C M の要員を発電所へ配置した。
- ・ 発電所の保守計画、予備部品計画、運転効率を向上するために ECPS を新設した。
- ・ Watershed Area Team を本社から発電所へ移管した。
- ・ 資材および資産管理を改善するため、資材部門を強化した。

以上の改正により、今後、保守作業の計画および実施、予備部品の管理等の改善が期待できる。

2. 運転保守の実施方法

(1) 運 転

水力発電所の運転は 3 直 4 交替で 1 直の運転員は 5～8 名である。 運転員は、中央給電指令所の指令と所定の運転手順書に従って運転を行っている。

運転日誌は数葉からなり、各運転員が多数の項目について時間毎のデータを記録しているが、記録頻度は減少が可能と考えられる。 特に夜間直において

は、出来るだけ業務を簡素化することが望ましい。

(2) 保 守

水力発電所の保守セクションが発電所の保守を、T S が保護装置、計器、電力機器及び通信機器の予防保全をそれぞれ担当している。また、運転員がパトロールチェックを実施している。チェック頻度は各直、日、半週、週、半月、月、四半期、半期、年毎に分けているが、その必要性を再検討し、チェック頻度を減少する必要がある。

保守計画については、発電所が T S と協議の上、年間予防保全計画を作成し、Regional Center を通じて本店へ提出している。

発電所では、同じ種類の事故が繰り返し発生している。今後、運転日誌の記録及び設備の定例点検等を簡素化して、事故原因の究明、事故記録の集約整備、適切な改善対策の検討等を行い、効果的な設備保全を推進すべきと考えられる。

土木設備については、定例的保守は発電所で実施されているが、定期点検は実施されていない。堆砂測定、水圧鉄管の管厚測定及び水路点検を定期的の実施する必要がある。

3. 運転保守マニュアル及び手順書

(1) 運転マニュアル

発電所の運転については、全社大で標準化された起動停止手順書が制定され、各発電所では、現場に適した手順書をそれぞれ作成している。

(2) 保守マニュアル

a. 予防保全ガイド

機器毎のチェック項目、内容、頻度とパトロールチェックリストの様式が規定されている。前項 2 で述べたとおり、チェック頻度の見直しが必要である。

b. 土木設備保守マニュアル

貯水池の堆砂測定、水圧鉄管の管厚測定及び水路点検の保守マニュアルを作成する必要がある。

4. 運転保守関係記録、報告書及び報告システム

(1) 運 転 記 録

ユニット毎の発電量、水車・発電機及び補機、油圧、水圧、スイッチヤードの機器、送電線等の諸データが時間毎に記録されている。運転記録は数葉にわたっている。

(2) 事故停電報告書

発電所は、日報及び月報を Regional Center 及び本社に報告している。報告内容は機器名、日付、発生時間、復帰時間、保護装置の動作、原因等である。原因については、故障した部品名を記入したケースが多い。一次原因を調査し、設備保全に反映すべきである。月報は日付順に羅列されているが、号機毎、原因毎に集約すべきである。また、号機毎、原因毎に集約した年報を作成し、設備保全の管理資料として活用すべきである。

(3) 故障報告書、作業指令書及び完成報告書

故障報告書は運転セクションで発行され、作業指令書及び完成報告書は保守セクションで発行されている。完成報告書には作業内容、作業時間、使用材料等が記入されているので、これを集約して保守作業管理の資料として活用すべきであろう。

5. 予備部品の保有レベルと管理体制

水力発電所の予備部品のなかには、長期間保管されているものもあり、基準数に達していないものもある。また、不明確な購入仕様書、リードタイムの不足、入札業者の選定方法等が部品納入遅延の原因となっている。

6. 技術資料、図面等の整備

古い発電所においては、建設時の仕様書、図面等は保管されていない。水車及び発電機のオーバーホールに必要な図面やメーカーが作成した機器の仕様書、図面、取扱説明書等が、運転保守のために保管されている。

単線図は作成されているが、その記載内容が発電所毎に異なり、定期的に修正が行われていない。