

フィリピン共和国
ルソン系統電力設備修復・維持管理改善計画調査
最終報告書
(要約)

1992年5月

国際協力事業団

鉦調査

JR

92-119

JICA LIBRARY



1097854(2)

23781

フィリピン共和国

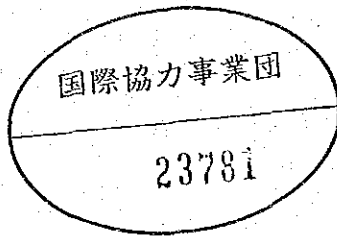
ルソン系統電力設備修復・維持管理改善計画調査

最終報告書

(要約)

1992年5月

国際協力事業団



国際協力事業団

23781

序 文

日本国政府は、フィリピン共和国政府の要請に基づき、同国のルソン系統電力設備修復・維持管理改善計画調査を行うことを決定し、国際協力事業団がこの調査を実施いたしました。

当事業団は、平成3年7月から平成4年4月までの間、3回にわたり西日本技術開発（株）の小川晃正氏を団長とする調査団を現地に派遣しました。

調査団は、フィリピン政府関係者と協議を行うとともに、計画対象地域における現地調査を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

この報告書が、本計画の推進に寄与するとともに、両国の友好・親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

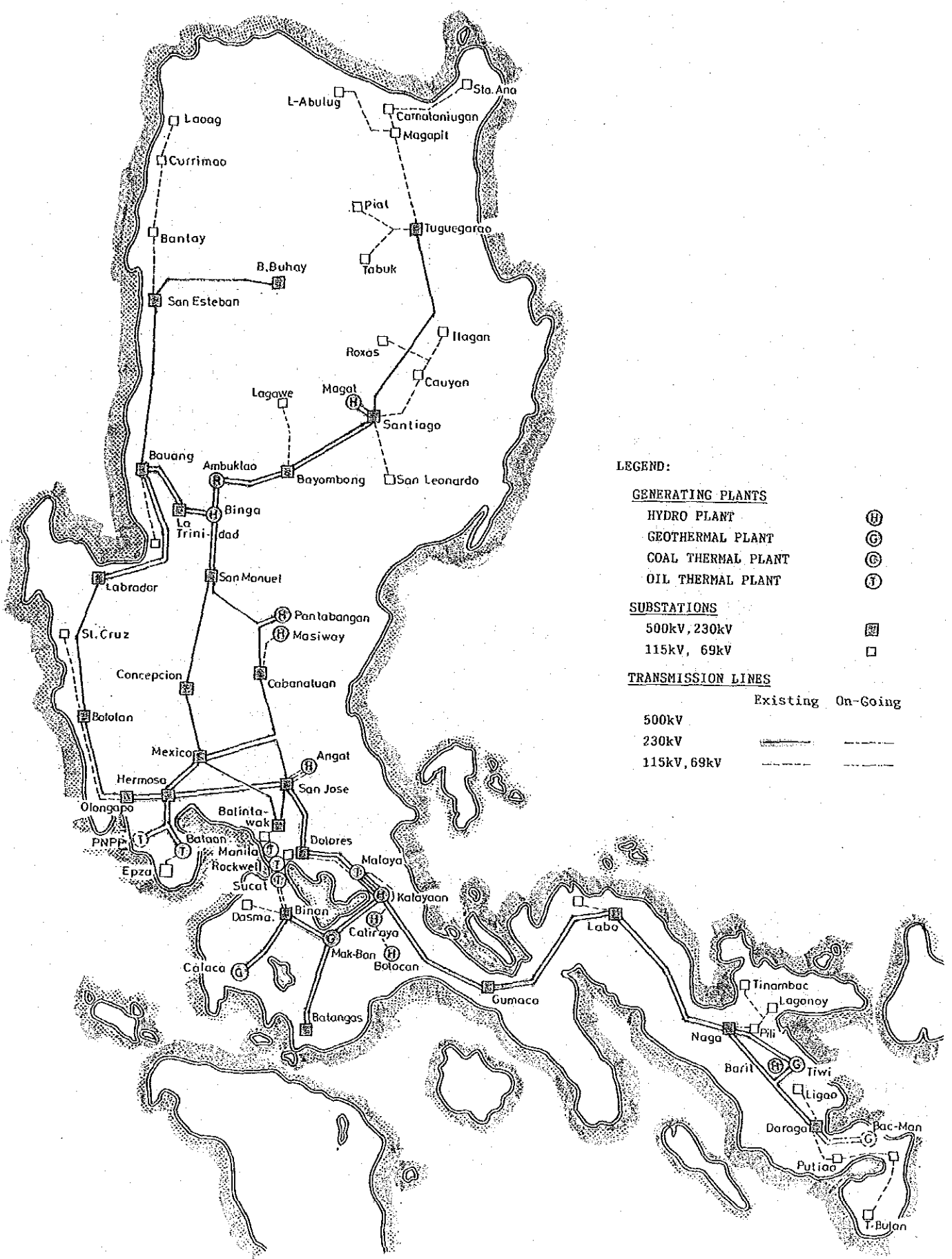
終わりに、調査にご協力とご支援をいただいた関係各位に対し、心より感謝申し上げます。

平成4年5月

国際協力事業団

総裁 柳谷 謙介

LUZON GRID POWER SYSTEM DIAGRAM



LEGEND:

GENERATING PLANTS

- HYDRO PLANT Ⓜ
- GEOTHERMAL PLANT Ⓞ
- COAL THERMAL PLANT Ⓢ
- OIL THERMAL PLANT Ⓣ

SUBSTATIONS

- 500kV, 230kV Ⓜ
- 115kV, 69kV □

TRANSMISSION LINES

- | | Existing | On-Going |
|-------------|----------|-----------|
| 500kV | ————— | - - - - - |
| 230kV | ————— | - - - - - |
| 115kV, 69kV | ————— | - - - - - |

フィリピン共和国
ルソン系統電力設備修復・維持管理改善計画調査
最終報告書(要約)

目 次

第1章	総 論	
1.1	調査の背景と経緯	1-1
1.2	調査の目的	1-1
1.3	調査対象地域及び設備	1-2
1.4	業務の内容と実施方法	1-2
1.5	調査団員の構成	1-6
1.6	調査日程	1-7
1.7	作業工程	1-7
1.8	現地調査	1-7
第2章	結論と勧告	
2.1	電力設備5ヵ年リハビリテーション/リノベーション計画	2-1
2.1.1	リハビリテーション/リノベーション計画	2-1
2.1.2	工事費	2-5
2.1.3	年度別支出計画	2-5
2.2	維持管理・運転保守改善計画	2-6
2.2.1	本 社	2-6
2.2.2	火力発電所	2-7
2.2.3	地熱発電所	2-8
2.2.4	水力発電所, 送電線及び変電所	2-9
2.3	環境管理	2-11

第3章	フィリピン共和国の一般情勢	
3.1	フィリピンの概要	3-1
3.2	政治・経済	3-2
3.2.1	政治	3-2
3.2.2	フィリピン経済	3-3
第4章	ルソン系統の電力事情	
4.1	電力需要, ピーク電力の予測	4-1
4.2	電源開発計画	4-6
第5章	フィリピン電力会社の概要	
5.1	フィリピン電力会社の歴史	5-1
5.2	組織	5-1
5.3	人員及び社員研修	5-1
5.4	財務事情	5-2
5.5	電力料金	5-3
第6章	電力設備5ヵ年リハビリテーション/リノベーション計画 (マスタープラン)	
6.1	火力発電所	6-1
6.1.1	火力発電設備の現状と問題点	6-1
6.1.2	火力発電所5ヵ年リハビリテーション計画の策定 (マスタープラン)	6-15
6.1.3	リハビリテーションにおける優先順位	6-18
6.2	地熱発電所	6-36
6.2.1	Tiwi地熱発電所の現状と問題点	6-36
6.2.2	Mak-Ban 地熱発電所の現状と問題点	6-40
6.2.3	リハビリテーション計画の策定	6-44

6.3	水力発電所	6-48
6.3.1	水力発電所の現状と問題点	6-48
6.3.2	リハビリテーション計画の策定	6-51
6.3.3	各計画の優先度付けの方法と優先順位	6-51
6.4	送電線及び変電所	6-52
6.4.1	送変電設備の現状と問題点	6-52
6.4.2	リノベーション計画の策定	6-59
6.4.3	各計画の優先度付けの方法と優先順位	6-60
第7章	維持管理・運転保守改善計画	
7.1	総論	7-1
7.1.1	現状と問題点	7-1
7.1.2	本社組織及びシステムに関する改善提案	7-11
7.2	火力発電所	7-14
7.2.1	運転保守の現状と問題点	7-14
7.2.2	維持管理・運転保守改善計画の提言	7-24
7.3	地熱発電所	7-28
7.3.1	運転保守の現状と問題点	7-28
7.3.2	維持管理・運転保守改善計画の提言	7-32
7.4	水力発電所	7-33
7.4.1	運転保守の現状と問題点	7-33
7.4.2	維持管理・運転保守改善計画の提言	7-41
7.5	送電線及び変電所	7-44
7.5.1	運転保守の現状と問題点	7-44
7.5.2	維持管理・運転保守改善計画の提言	7-50

第8章	環境管理	
8.1	フィリピン共和国の環境管理	8-1
8.1.1	フィリピンの環境行政	8-1
8.1.2	環境の現状	8-1
8.1.3	発電所における環境管理の現状と提言	8-2
8.2	環境対策の改善に関する提言	8-3
8.2.1	PCB管理技術と除去方法	8-3
8.2.2	火力発電所大気汚染モニタリング方法	8-4
8.2.3	地熱発電所の硫化水素低減対策	8-6
8.3	発電所の環境影響要因のマトリックス調査	8-8
8.3.1	火力発電所	8-9
8.3.2	地熱発電所	8-11
8.4	環境管理に関する提言	8-13
8.4.1	環境管理体制の強化	8-13
8.4.2	環境測定方法の充実	8-13
第9章	工事实施計画, 工事費及び年度支出計画	
9.1	総括	9-1
9.1.1	工事实施計画	9-1
9.1.2	工事費及び資金調達	9-4
9.1.3	年度別支出計画	9-5
9.1.4	実施工程	9-5
9.2	火力発電所	9-8
9.2.1	工事費	9-8
9.2.2	工事工程	9-8
9.2.3	年度別支出計画	9-8
9.3	地熱発電所	9-12
9.3.1	工事費	9-12

9.3.2	工事工程	9-12
9.3.3	年度別支出計画	9-12
9.4	水力発電所	9-16
9.4.1	工事費	9-16
9.4.2	工事工程	9-16
9.4.3	年度別支出計画	9-16
9.5	送電線及び変電所	9-21
9.5.1	工事費	9-21
9.5.2	工事工程	9-21
9.5.3	年度別支出計画	9-21
第10章 経済評価		
10.1	総論	10-1
10.1.1	経済評価の方法	10-1
10.2	各電力設備に対する評価	10-1
10.2.1	重油火力発電設備	10-1
10.2.2	地熱発電設備	10-3
10.2.3	水力発電所	10-4
10.2.4	送変電設備	10-5
第11章 財務評価		
11.1	財務分析の方法	11-1
11.2	財務評価のための条件	11-1
11.3	財務分析の結果	11-1

第1章 総論

第1章 総論

1.1 調査の背景と経緯

ルソン島地域における全発電設備は、1990年時点で4,321MWでフィリピン全体の設備容量6,037MWの71.6%を占める。またルソン島地域のピーク需要は2,973MWで、数値上は十分な供給力を保有しているかにみえるが、発電設備の老朽化による事故、発電・送変電設備の修理、保守点検不備による機能低下及びこれに自然災害も加わり、ルソン島電力系統内では電力不足のために停電、節電を繰り返している。このため、電力の安定供給は、国の政策としてもプライオリティの高いものになっている。このような背景を基にフィリピン電力公社（以下「NAPOCOR」という。）は、既存発電設備のリハビリテーション、電力設備の維持管理改善、送変電設備のリノベーション等の計画調査を要請してきた。

これに応じて国際協力事業団（以下「JICA」という。）は、1991年3月に予備調査団を派遣し、NAPOCORとの間で本格調査に係る“IMPLEMENTING ARRANGEMENT”の署名を行った。

JICAは、本格調査団を2回に亘り、フィリピン共和国マニラ市その他に派遣し、火力、地熱、水力発電所及び送変電設備の現地調査及びNAPOCORとの協議、資料収集等を実施した。

この報告書は、調査により収集した資料及びNAPOCORとの討議をもとに、調査団が本調査の主旨に沿って調査検討した結果を集約し、最終報告書（案）としてNAPOCORでプレゼンテーションを行った後、取りまとめたものである。

その間、第1段階現地調査の結果を中間報告書としてまとめ、第2段階現地調査中の1991年11月に提出している。

1.2 調査の目的

本調査の目的は、(1)発電設備5ヵ年リハビリテーション計画、送変電設備5ヵ年リノベーション計画の策定、(2)維持管理改善計画及び(3)電力設備の運用における環境対策に対する提言を行ない、これらに関する報告書を作成することにある。

また、調査実施中、フィリピン側カウンターパートに対し技術移転を行う。

1.3 調査対象地域及び設備

フィリピン共和国ルソン島電力系統につながる火力、地熱、水力発電所及び送変電設備。

1.4 業務の内容と実施方法

JICAは、調査目的である5ヵ年リハビリテーション/リノベーション計画の策定及び維持管理改善計画立案等のため調査業務に適合する専門家をフィリピン共和国に派遣し、火力、地熱、水力発電所及び送変電設備の現地調査を行い、改善計画のための資料の収集、検討及びNAPOCORタスクフォースとのディスカッションを行った。

業務は、1991年度及び1992年度に亘って実施した。現地調査は、1991年度に第1段階、第2段階に分けて行われ、それぞれTable 1-1 に示す調査業務をFig. 1-1 の調査手順フローチャートの順序で実施した。調査業務作業工程は、Table 1-2 のとおりである。第2段階現地調査及び最終報告書（案）の説明の際、JICAはセミナーを開催し、本部からも専門家を出席させた。

セミナーにはNAPOCORのタスクフォースを含む関係者が多数参加し、中間報告書等を使って設備や運転・保守管理に係わる問題点についてのディスカッションを行い、また、日本の電力会社における実施状況を紹介した。第2回のセミナーでは第9章の工事実施計画及び経済・財務評価、その他の説明を行った。

最終報告書（案）のNAPOCOR に対するプレゼンテーションを1992年4月21日から5月5日までの第3次訪問で実施した。

維持管理に関しては、NAPOCOR の品質保証部1990年の年次監査報告書でも同じ指摘事項が繰り返されているとも言っている。維持管理の改善は複雑で、解決が難しいものが多く、今後更にフォローアップする必要がある。

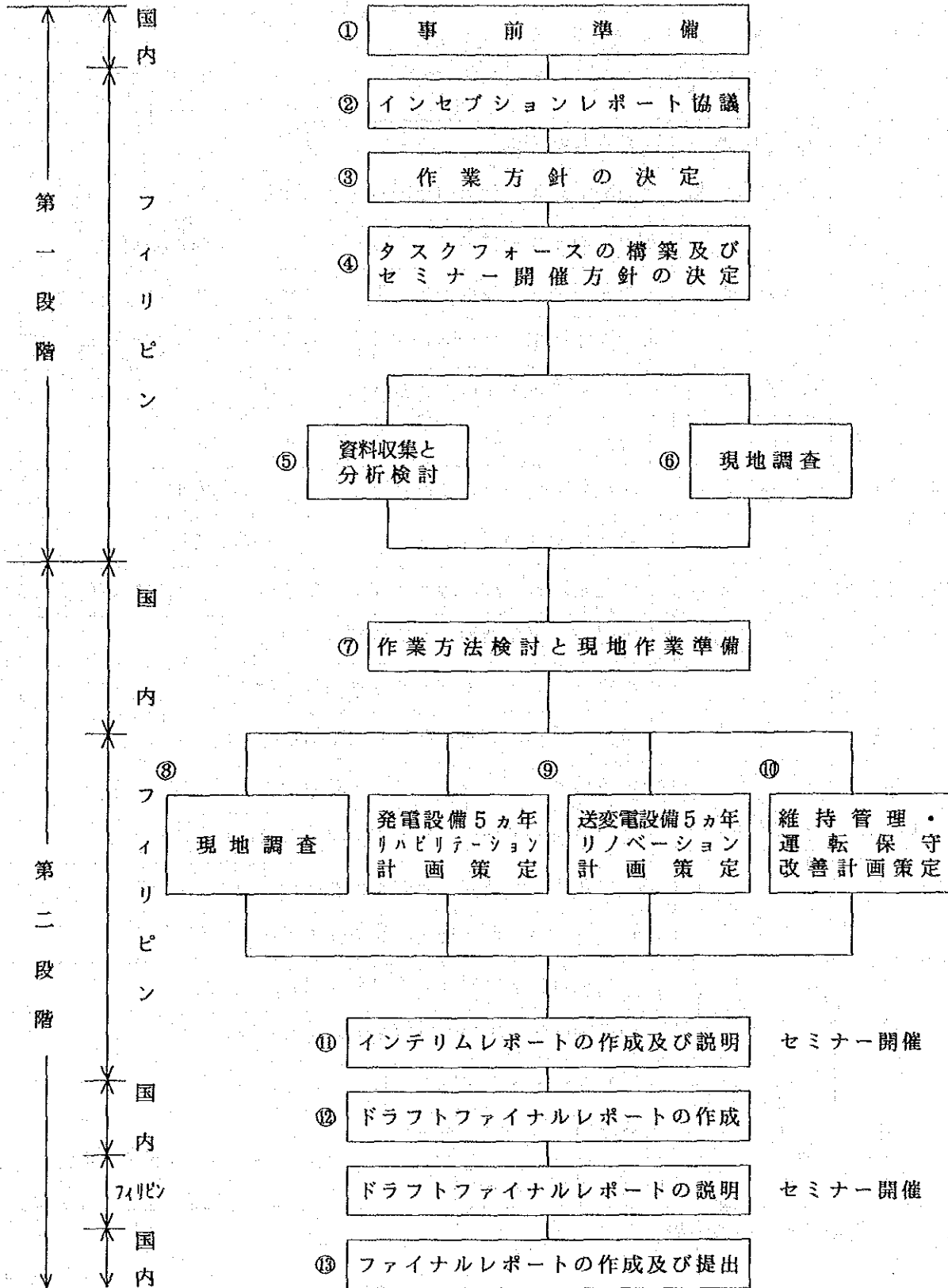
第1、第2段階現地調査を通じて NAPOCOR本社、各 Regional Center、各発電所の全面的な協力を得て、調査・資料の収集を行うことが出来た。

Table 1-1 調査内容

指 示 事 項	調 査 業 務 内 容	第 1 段 階	第 2 段 階
1. 準 備	1) インセプションレポート作成 2) 同上協議、作業方針の決定 NAPOCOR タスクフォースの構築及び セミナーの実施要領を含む 3) 作業方針の見直し、協議及び決定 4) セミナー実施計画提出	○ ○ - -	- - ○ ○
2. 電力設備5ヵ年リハビリテ-ション/リノベーション計画(マスタープラン)の策定	1) 資料・情報の収集 2) 収集資料・情報の分析検討 各電力設備の所要リハビリテ-ション/リノベーション工事項目の決定 3) 電力設備の現地調査 検討に必要な情報の収集と確認 4) 経年劣化損傷/欠陥の原因の検討 及びリハビリテ-ション/リノベ-ション対策の勧告 5) リハビリテ-ション/リノベ-ション・プロジェクトの優先順位決定 基準の設定 6) リハビリテ-ション/リノベ-ション・プロジェクトのスケジュールの設定 7) 予備品管理の調査と勧告 8) 工事費及び支出計画 9) 経済評価の実施	○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ - -	○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○
3. 維持管理・運転保守改善計画の提言	1) 資料・情報の収集 2) 収集資料・情報の分析検討 問題点の指摘と改善計画の提言 3) 発電所及び地域レベルでの運転保守体制の効率的連系についての検討 4) 運転保守に関する管理面及び技術面の要領についての提言 5) 保守手順書の標準化 6) 情報フィードバック体制の整備 7) 試験用計器、修理工具及び装置の標準化	○ ○ ○ ○ - - -	○ ○ ○ ○ ○ ○ ○

指 示 事 項	調 査 業 務 内 容	第 1 段 階	第 2 段 階
4. 環境対策の提言	1) 資料・情報の収集 フィリピンにおける環境対策関係 法令及び基準 2) PCB 使用機器の取扱い方法 PCB 使用機器の管理についての提言 3) 環境モニタリングシステム及び所要 見積りについての提言	○ 現 地 調 査 ○ ○	○ ○ ○
5. セミナー実施	1) 火力/地熱/環境グループ 2) 水力/送変電グループ	- -	○ ○

Fig. 1-1 調査手順フローチャート



1.5 調査団員の構成

調査団員の構成は次のとおり。

調査団員の分担業務内容

氏名	担当	業務内容
小川晃正	団長・総括	団長として現地・国内での総括業務
新原芳幸	水力発電	水力発電土木設備の現状調査及び劣化状態の原因究明 水力発電土木設備のリハビリテーション5ヵ年計画立案
石井敏則	水力発電	水力発電所電気設備の現状調査及び機能低下の原因究明 水力発電所電気設備リハビリテーション5ヵ年計画の作成
下田幸男	火力発電	火力発電設備の現状調査及び機能低下の原因究明 火力発電所リハビリテーション5ヵ年計画立案
青崎 毅*	地熱発電	地熱発電設備の現状調査及び機能低下の原因究明 地熱発電所リハビリテーション5ヵ年計画立案
松尾銀次郎	地熱発電	地熱発電設備の現状調査及び機能低下の原因究明（経済調査と兼務）
佐藤文紀	送電	送電設備の現状調査及び機能低下の原因究明 送電設備リノベーション5ヵ年計画の作成
矢房英男	変電	変電設備の現状調査及び機能低下の原因究明 変電設備リノベーション5ヵ年計画の作成
下条敏一	運転保守	水力発電所・送変電設備の運転保守関係の現状調査 運転保守体制等不備の原因究明と解析 運転維持管理・保守管理の改善計画の作成
有吉和利	運転保守	火力発電設備運転保守関係の現状調査 運転保守体制等不備の原因究明と解析 運転維持管理・保守管理の改善計画の作成
青木忠敬	環境	環境に関する調査・検討
松尾銀次郎	経済	経済に関する調査・検討

* 第1段階現地調査にのみ参加

1.6 調査日程

調査団員の現地調査期間は、下記のとおりである。

氏 名	第 1 段 階		第 2 段 階	
	出 発	帰 国	出 発	帰 国
* 小 川 晃 正	1991年 7月16日	1991年 8月14日	1991年11月 5日	1991年12月 4日
* 新 原 芳 幸	"	"	"	"
石 井 敏 則	"	"	"	"
下 田 幸 男	"	"	"	"
青 崎 毅	"	1991年 8月 5日	—	—
* 松 尾 銀 次 郎	"	1991年 8月14日	1991年11月 5日	1991年12月 4日
* 佐 藤 文 紀	"	"	"	"
* 矢 房 英 男	"	"	"	"
* 下 条 敏 一	"	"	"	"
有 吉 和 利	"	"	"	"
* 青 木 忠 敬	"	1991年 8月 5日	"	1991年11月19日

*印のメンバーは、第2段階において、最終報告書（案）の説明のため、フィリピンへ渡航した。
期間：1992年 4月21日出発、5月 5日帰国

1.7 作業工程

調査業務作業工程表は Table 1-2 のとおりである。

1.8 現地調査

- 現地調査期間中に調査団は、NAPOCOR本社、Regional Center 及び発電所等を訪問した。なお、第1段階の調査開始時にはNEDAを訪問した。

Table 1-2 作業工程表

作業項目	1991年度												1992年度					
	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6						
第1段階																		
大工																		
第2段階																		
(1) 現地調査・資料収集	7/16	8/14																
(1) 資料検討・各計画策定																		
(2) 現地再調査・追加資料収集																		
(3) 各計画報告書他																		
(1) 事前準備																		
(2) 移動	11名	2名	3名															
(3) 関係機関表紙訪問																		
(4) 着手報告書打合せ																		
(5) 現地調査・打合せ・報告																		
現地調査																		
詳細																		
(1) インゼクションレポート作成																		
(2) 現地打合せ・報告、資料収集 (セミナー開催方針及びタスクフォース) (構案方針協議・決定を含む)																		
(3) 資料分析・各計画案検討																		
(4) 各計画書完成状況方法検討																		
(5) 各計画工程検討・工事費算出																		
(6) 各計画に対する経済評価																		
(7) 現地再調査、追加資料収集																		
(8) 環境対策検討																		
(9) 送電線に関する技術的問題検討																		
(10) セミナー内容の検討及び実施																		
備考																		

凡例：—— 事前準備期間。■■■■ 現地調査期間。□□ 国内作業期間。△△ 報告書等の説明。…… その他の作業。

第2章 結論と勧告

第2章 結論と勧告

電力設備5ヵ年リハビリテーション／リノベーション計画、維持管理・運転保守改善計画及び環境管理についての本調査の結論と勧告事項は次のとおりである。

2.1 電力設備5ヵ年リハビリテーション／リノベーション計画

各設備の諸問題のうち、供給信頼度の向上及び保守作業の省力化などに効果的なリハビリテーション／リノベーション計画を次のとおり策定した。

各設備とも事故が非常に多いので、本計画とは別に、事故減少対策を強力に推進する必要がある。

2.1.1 リハビリテーション／リノベーション計画

1. 火力発電所

(1) Manila火力発電所1、2号機リハビリテーション

1号(100MW)、2号(100MW)ユニット

〔主要項目〕

a. ボイラ設備

(a) ボイラ主要耐圧部

精密点検及び取替え

(b) ボイラ主要補機等取替え／修理

b. タービン設備

(a) タービン本体主要部点検

高・中圧内部ケーシング、ロータ／翼の取替え、低圧ケーシング、

主塞止弁取替え

(b) タービン主要補機の取替え／修理

c. 電気機器

(a) 発電機固定子、ロータの余寿命診断及び取替え／修理

(b) 主要モータ、開閉器、ケーブル等の取替え

d. 制御装置

- (a) ボイラ自動制御装置の取替え／改良
- (b) 制御装置、計器類予備品
- (c) ローカル制御装置の取替え／改良

(2) Bataan火力発電所 1、2号機リハビリテーション

1号(75MW)、2号(150MW)ユニット

〔主要項目〕

a. ボイラ設備

- (a) ボイラ主要耐圧部
精密点検及び取替え
- (b) ボイラ主要補機等取替え／修理

b. タービン設備

- (a) タービン本体主要部点検
高・中圧、低圧ロータの余寿命診断
- (b) タービン主要補機の取替え／修理
給水ポンプの取替え／修理 ほか

c. 電気機器

- (a) 発電機固定子、ロータの取替え／修理
- (b) AVR、発電機ガス・シール油装置の取替え／修理
- (c) モータ、パワーケーブル、スイッチヤード機器の取替え／修理

d. 制御装置

- (a) 制御盤記録計、指示計、ボイラ自動制御装置取替え／修理
- (b) 制御装置、計器類予備品
- (c) ローカル制御装置の取替え／修理（1号のみ）

なお、Sucat火力発電所 2、3号機リハビリテーションが進行中である。

*Sucat火力発電所 2号機(200MW)リハビリテーション

1993年 5月から工事開始予定

*Sucat火力発電所 3号機(200MW)リハビリテーション

1992年 7月から工事開始予定

2. 地熱発電所

(1) Tiwi地熱発電所1～6号機リハビリテーション

1～6号(55MW×6,330MW)ユニット

〔主要項目〕

a. 機械関係

- (a) タービンロータ、ダイヤフラム、ノズル購入
- (b) タービン水洗装置の設置
- (c) 主冷却水管内面のライニングと電気防蝕装置の設置
- (d) 発電機H₂ガス冷却器チューブ自動洗浄装置の設置
- (e) 蒸気井の掘削
- (f) 運転員輸送車と保守作業車の購入

b. 電気関係

- (a) 発電機回転子コイル、リテイニングリングの検査
- (b) 発電機固定子用ウェッジ取替え
- (c) AVR取替え

c. 制御関係

- (a) 既設記録計、指示計、変換器類の取替え
- (b) エアコンディショナーの修理又は取替え

(2) Mak-Ban地熱発電所1～6号機リハビリテーション

1～6号(55MW×6,330MW)ユニット

〔主要項目〕

a. 機械関係

- (a) タービンロータ、ダイヤフラム購入
- (b) タービン水洗装置の設置
- (c) 主冷却水管内をステンレス鋼板でライニング並びに管外面保護用電気防蝕装置の設置
- (d) 発電機H₂ガス冷却器チューブ自動洗浄装置の設置
- (e) 蒸気エジェクター用アフターコンデンサーの増設とガス排気口を冷却塔強制通風口まで延長移設

(f) 運転員輸送車及び保守作業車の購入

b. 電気関係

(a) 発電機回転子コイル巻替え要否とリテイニングの検査

(b) 発電機固定子用ウエッチ取替え

(c) AVR取替え

c. 制御関係

(a) TSIセンサ取替え

(b) 制御盤の記録計、指示計、変換器取替え

3. 水力発電所

(1) Ambuklao発電所取水口の改造

(2) Magat発電所励磁変圧器の取替

4. 送電線及び変電所

(1) 架空地線の取替

(2) 遮断器の取替

(3) 河川又は道路横断箇所の鉄塔化

(4) 復旧作業困難区間のルート変更

(5) 不良碍子検出器の整備

(6) 断路器の取替

(7) 予備遮断器の整備

2.1.2 工 事 費

単位：千米ドル

設 備	F. C.	L. C.	合 計
火 力 発 電 所	165,700	29,200	194,900
地 熱 発 電 所	94,908	2,830	97,738
水 力 発 電 所	12,714	6,840	19,554
送 電 線 及 び 変 電 所	15,901	1,340	17,241
合 計	289,223	40,210	329,433

2.1.3 年度別支出計画

単位：千米ドル

設 備		前1年度	第1年度	第2年度	第3年度	第4年度	第5年度
火力発電所	F. C.	26,365	36,644	44,228	50,673	7,790	—
	L. C.	2,089	3,884	8,108	11,776	3,343	—
	計	28,454	40,528	52,336	62,450	11,133	—
地熱発電所	F. C.	—	7,016	17,046	30,342	26,202	14,302
	L. C.	—	201	504	903	790	432
	計	—	7,217	17,550	31,245	26,992	14,734
水力発電所	F. C.	—	663	6,332	3,479	2,240	—
	L. C.	—	1,711	3,305	1,284	540	—
	計	—	2,374	9,637	4,763	2,780	—
送電線及び 変電所	F. C.	—	3,147	2,996	3,468	3,440	2,850
	L. C.	—	228	324	445	230	113
	計	—	3,375	3,320	3,913	3,670	2,963
合 計	F. C.	26,365	47,470	70,601	87,962	39,672	17,152
	L. C.	2,089	6,024	12,241	14,408	4,903	545
	計	28,454	53,494	82,842	102,370	44,575	17,697

2.2 維持管理・運転保守改善計画

運転保守上の諸問題点を解決するため、以下に述べる改善計画を検討し実施するよう勧告する。

2.2.1 本 社

1. 組 織

- (1) 企画部門の強化
- (2) 保守部門の設置

2. 機器・資材購入システム

- (1) 重要機器・資材（特に国外調達分）の計画的事前手配
- (2) 現場購買権限の拡大（緊急の場合を含む）
- (3) 購買業務の迅速化

3. 要員計画

- (1) 短期／長期要員計画の策定
- (2) 人事異動の計画的実施

4. 教育・訓練

- (1) 中堅層、新入社員の教育・訓練体制の整備
(特に運転、保守グループに対して)

5. 従業員のモラルの向上

- (1) 給与、福利厚生改善の関係機関への働きかけ
- (2) 教育・訓練の機会（国内及び国外を含めて）の増加と公平化
- (3) 昇進の公平化
- (4) コスト節約や業務効率改善に対するグループ提案制度の採用
- (5) 従業員の職場環境／条件の改善
- (6) 従業員の業務に必要な安全対策の実施
- (7) その他、従業員の意欲喚起事項の採用

2.2.2 火力発電所

1. 運転保守管理体制

(1) 効率管理グループ

- a. 担当業務を具体化するための技術要項の作成
- b. 発電所内の関係箇所との定例連絡、打合せのコーディネイトの実施
- c. 環境部門業務の担当

(2) 保守グループ

- a. 新設された計画、工程グループの担当業務の具体化のための保守要項の作成

(内容については前項、効率管理グループ(a)項に準じること)

- b. 人材の確保と適正な配置

(3) 定期修理の体制

- a. 新組織の下での定修最高責任者、関係部課の責任範囲の明確化
- b. 直営工事体制を請負工事体制へ切替えることの検討

2. 運転保守の実施方法

- (1) 日常運転管理の改善
- (2) 日常保守管理の改善
- (3) 定期修理の施工管理の改善
- (4) 運転及び保守マニュアルの改訂
- (5) MMPの機能向上

3. 研修及び安全教育

- (1) 対象者の範囲の拡大
- (2) 新入社員のための基礎教育、中堅社員養成のための教育・研修の充実、運転員及び保修/技術支援人員のオールポジション習得のためのローテーションシステムの導入
- (3) 訓練センターの早期実現と運転シミュレーターの導入
- (4) TQC思想の普及
- (5) 事故検討会、事故処置訓練の実施

(6) 所内、所外の人事交流

4. 資機材の調達及び管理体制

- (1) 予備品、備品、消耗品等の購入システムの改善
- (2) 検収方法の改善
- (3) 在庫品の保管方法の改善（資材の取扱／貯蔵を含む）
- (4) 石炭の受入品質の向上

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）
- (3) 油タンク、水タンクの底板の検査及び保修
（全火力発電所及びNAPOCORの貯蔵所）
- (4) 排水処理装置、沈殿池の設置、整備、強化（全所）
- (5) 取水口の点検浚渫
（全所、特にBatangas発電所及びBataanの海水取水パイプの取替）
- (6) 化学分析室の分析機器、器具の整備（全所）

6. 特記事項

マラヤ発電所とPPCの共同溝への土石流に対する防災対策の検討

2.2.3 地熱発電所

1. 運転保守管理体制

- (1) 定期修理体制の拡充、直営工事方式から請負工事方式への切替え検討

2. 運転保守の実施方法

- (1) 日常運転管理の改善
- (2) 日常保守管理の改善
- (3) 定期修理の施工管理の改善
- (4) 運転及び保守マニュアルの改訂

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。

2.2.4 水力発電所、送電線及び変電所

1. 運転保守体制

- (1) NLRCの2分割及び事務所の移転
- (2) Regional Center に保守担当組織を設置

2. 運転保守の実施方法

- (1) TSによる予防保全の頻度及び試験項目の見直し
- (2) 水力発電所及び変電所の運転日誌記録頻度の見直し
- (3) 水力発電所及び変電所のパトロールチェック頻度の見直し
- (4) 水力発電所土木設備の定期点検の実施
 - a. 貯水池の堆砂測定
 - b. 水圧鉄管の管厚測定
 - c. 水路点検
- (5) 送電線パトロールチェック実施方法の見直し
- (6) 単純作業の委託化
- (7) 事故減少対策の推進

3. 運転保守マニュアル

- (1) 水力発電所予防保全ガイド、変電所パトロールチェックリストガイドライン及び送電線パトロールチェックリストガイドラインの見直し
- (2) 水力発電所土木設備点検マニュアルの作成

4. 運転保守関係記録、報告書及び報告システム

(1) 事故停電報告書

- a. 事故原因分類の全社大統一
- b. 月報及び年報の様式見直し

(2) 保守作業報告書の作成

(3) 水力発電所土木設備点検報告書の作成

(4) 上記報告書をRegional Centerと本社へ提出する。

5. 予備部品の保有レベルと管理体制

(1) 基礎資料の整備及び購買手順、管理体制等の検討

- ・ 部品別使用数量統計の整備
- ・ 機器事故統計の整備
- ・ 部品入手の可能性調査
- ・ 予備部品の基準数の見直し
- ・ 仕様書の標準化
- ・ 適正なリードタイムと発注時期
- ・ 購買手順の簡素化（入札手順、購買権限の下部委譲等）
- ・ 本社及びRegional Center における管理体制の強化

(2) 変電設備用予備機器の保有

6. 技術資料・図面等の整備

(1) 建設時の仕様書、図面、設計計算書等の保管のルール化と、既設設備に関する同上資料の整備

(2) 単線図の標準化と定期的修正のルール化

7. 試験用計測器、ワークショップの設備、修理用装置

(1) 貯水池堆砂測定装置及び水圧鉄管管厚測定装置の整備

(2) 水力発電所の部品修理及びG C Bのオーバーホールに対するMaintenance Engineering Centerの活用

8. 運転保守要員の研修

- (1) Technical Training Division の要員を増加し、研修内容の向上、カリキュラムの充実、研修コース実施頻度の増加を図る。
- (2) 研修センタープロジェクトを早急に実施し、研修内容の充実、向上を図る。

2.3 環境管理

1. PCB保管管理の徹底

- (1) PCB保管管理及び取扱い方法の周知徹底
- (2) PCB保管管理責任者の選定

2. 大気汚染モニタリングの実施

- (1) 火力発電所での気象データ及び排出源（煙突入口）でのSO₂、NO_x、ばいじんの測定
- (2) 周辺の地上濃度測定
(モニタリング・ステーション設置又は移動測定車の購入)

3. 地熱発電所の硫化水素低減対策

- (1) エジェクター排気ガスの冷却塔への導入

4. 環境管理体制の強化

- (1) Regional Center 及び各火力発電所への環境担当者配置
- (2) 環境調査専門の関係会社の育成

第3章 フィリピン共和国の一般情勢

第3章 フィリピン共和国の一般情勢

3.1 フィリピンの概要

フィリピン共和国は南北に 1,855km、東西に 1,108kmの範囲に広がる約 7,100の島々からなり、その総面積は 299,765km² である。

最大の島は、北部に横たわるルソン島(104,686km²)で、最南端に位置するミンダナオ島(94,630km²)がそれに続く。

これら二島間には、サマール島(13,079km²)を含む、合計面積85,451km²の9つの比較的大きな島々がある。

1980年の国勢調査で、48,098,000人であった総人口は、年間2.57%の増加率で、1990年には61,980,000人と見込まれている。ルソンの人口は1980年に26,081,000人(総人口の54%)で、1990年には、33,746,000人(増加率2.64%)と見込まれている。

ルソン島は、政治上、メトロマニラ地域と12の州の管轄下に属する71の県と1特別区に分けられている。ルソン島とマスバテ島とを合わせて一般に“ルソン”と呼ばれている。ミンダナオ島は、“ミンダナオ”と呼ばれ、これら二島間のその他全ての島々は“ヴィサヤス”と呼ばれている(ミンドロ、パラワンを除く)。

3.2 政治・経済

3.2.1 政治

(1) 一般

1986年2月の革命により、マルコス氏からアキノ女史へと政権交代してから、新政権は、1987年2月2日に新憲法を公布し、国内情勢の正常化と経済の再建に全力をつくしてきた。フィリピン共和国は、外交政策として現在、いかなる世界的な勢力の傘下にも属さない独立した平和的国際関係の新しい方向づけを積極的に行っている。

(2) エネルギー政策

フィリピンのエネルギー政策に関して、新政権は中期開発計画（1987-1992）を発足し、エネルギー計画の再検討を行って来た。それに従って、エネルギー供給安定化の目的で石油への依存度を減らすため、石油供給源及び石油製品の多様化、エネルギー有効利用のためのインフラストラクチャーの調整、省エネルギー技術の普及及びエネルギーの備蓄の推進等の抱括的なエネルギー政策を打ち出して来た。更に、1987年には経済発展のために、民間企業の電力業界への参入が許可された。（政令215）

(3) 電力政策

フィリピンの電力業界に関しては、国有のフィリピン電力公社（NAPOCOR）は、その設立以来、電源開発を担当し、又民有の配電会社、マニラ電力会社（MERALCO）は、メトロマニラを中心に電力供給に従事して来た。

1969年にメトロマニラ地域を除く電化協同組合を通じて、フィリピン全土に電力を供給する国家電化庁（NEA）が設立された。

NAPOCORは、新政権発足以来、以前のエネルギー省に代って大統領府に直接統制されており、エネルギー管理委員会（ERB）及び国家電力委員会（NPB）の管理下にある。

従って、NAPOCORは、国家の開発計画を司るNEDAと同様な立場にある。

一方、地方の電化を担当するNEAは、環境資源庁（DENR）の管理下にある。

3.2.2 フィリピン経済

(1) 一般

フィリピンの経済機構は、アメリカ合衆国経済機構を模範とする民主機構である。国家経済における政府の役割は、強力なインフラストラクチャーの改善策の継続的な実施により年々重要性を増している。フィリピンの経済環境を描写する時、“過剰労働者に基づく経済”ということがしばしば指摘される。

フィリピンでは、失業率が慢性的に高く、1982年に4.6%、1987年に5.5%、1988年に4.2%であり、社会不安の主な要素となっている。

(2) 経済指標

a. 一般

フィリピンは過去に、オイルショックによる経済不安定、インフレと景気後退の圧力及び輸出品の市場価格の低下等の難しい経済局面を乗り越えて来た。

1984年まで国家経済は、減退傾向にあった。物価は、1980年のほぼ2倍となった。インフレ率は、50.3%を記録し、消費者物価指数は、前年の137.10に対し、306.20となった。ペソ/ドル交換レートは、1983年に1ドル11.10ペソから16.70ペソに増加した。

1986年、新しい閣僚のもとで政府は、経済の改善を行い、国民により多い就労機会を与えた。結果として、国民総生産(GNP)の成長率は、1972年より15.4%伸びた。この年、農業、漁業及び林業とサービス業の総付加価値は各々3.74%、2.32%増加した。一方、工業部門ではマイナス2.74%であった。

物価は、上昇をつづけたが、上昇率は0.8%と低い率であった。国家経済の動向は、1987年には更に有望となった。GNPは、5.05%伸び、3部門の付加価値の総計は、農業、漁業及び林業部門で0.72%、工業部門で7.90%及びサービス業部門で4.85%伸びた。

貿易も経済発展のための重要な要素である。フィリピンよりの輸出は、他国より機材や他の製品を買うためにあてられるドルの備蓄を増加している。

フィリピンの主たる貿易相手国は、ずっとアメリカ合衆国と日本である。両国の総貿易額は、1985年から1986年にかけて、アメリカ合衆国が28億9,000万USドルから29億USドル、日本が16億1,000万USドルから17億2,000万USドルに増加した。

この2国に加えて、香港、ドイツ連邦共和国及び台湾がフィリピンとの貿易関係にある上位5カ国である。

5カ国すべて、それぞれの総貿易額の増加を記録したが、フィリピンにとって、アメリカ合衆国とドイツ連邦共和国のみが良好な貿易バランスを保った国であった。

b. 需要想定の根拠

様々な経済及び人口統計数値が種々の需要家に対するエネルギー販売想定に用いられた。

NEDAの最新の公式中期予想を1990-1992間の経済指標として用いた。

1993-2010の需要の伸びの上限及び下限を出すためには、国内総生産(GDP)の3パターン(低成長、中成長及び高成長計画)を考慮した。そして、その結果として得られたGDPの絶対値を過去の総GDPに対する割合をもとに、各構成部門に振り分けた。

Table 3-1 に経済変数の要約を示す。

Table 3-1 ルソンの経済指標

項 目	年平均成長率 (%)			
	1989-1992	1993-2000	2001-2010	1989-2010
<u>低成長計画</u>				
国内総生産 (全国)	6.4	6.1	4.8	5.6
製造業国内総生産 (全国)	7.8	7.1	4.4	6.0
サービス業国内総生産 (全国)	6.0	6.3	4.8	5.6
個人消費 (メトロマニラ)	4.5	5.4	4.4	4.8
<u>中成長計画</u>				
国内総生産 (全国)	6.4	6.5	6.5	6.5
製造業国内総生産 (全国)	7.8	7.5	6.1	7.0
サービス業国内総生産 (全国)	6.0	6.7	6.6	6.5
個人消費 (メトロマニラ)	4.5	5.8	6.1	5.7
<u>高成長計画</u>				
国内総生産 (全国)	6.4	6.0	9.0	8.5
製造業国内総生産 (全国)	7.8	10.1	8.6	9.0
サービス業国内総生産 (全国)	6.0	9.2	9.1	8.6
個人消費 (メトロマニラ)	4.5	8.2	8.6	7.7

第4章 ルソン系統の電力事情

第4章 ルソン系統の電力事情

4.1 電力需要、ピーク電力の予測

(1) 電源設備容量及び電力量

1990年末における全系統の電源設備容量は、6,037MWであり、その72%にあたる4,321MWがルソン系統に属している。因みに、ビサヤス系統は663MW、ミンダナオ系統は1,053MWである。1990年の発電量は、全系統で約248億kWhであり、そのうちルソン系統が76%にあたる188億kWhを占めている。これに対して販売電力量は、全系統で229億kWhで、ルソン系統は同じく76%に当たる174億kWhである。1988年の対象人口は全系統で5,385万人であり、そのうちルソン系統は55%に当たる2,969万人で、一人当たりの電力消費量は全系統393kWhに対してルソン系統では542kWhとなっている。(1988年の販売電力量は全系統で212億kWh、ルソン系統では161億kWhである。) (Table 4-1 ~ 4-3参照)

(2) 電源構成

電源構成はフィリピン全系統で、石油火力が43%に当たる2,612MW、石炭火力が7%に当たる405MWで、火力発電が50%を占める。水力はカラヤーン揚水発電所の300MWを含めて35%に当たる2,132MWで、残りの15%が888MWの地熱発電である。ルソン系統は、全体の72%に当たる4,321MWであるが、その内訳は石油火力2,135MW(50%)、石炭火力300MW(7%)、水力1,226MW(28%)、地熱発電660MW(15%)であり、他の国の電源構成に比べて地熱発電の役割の大きいことが特徴である。(Table 4-1参照)

(3) 電力需要予測

将来の電力需要予測については、米国のベクテル社が1988年3月にまとめたルソン系統の電力開発調査の中の需要予測を参考にしてNAPOCOR独自で予測を行って、1991年に全系統の1991年から2005年に至る15年間の電力開発計画をまとめ

あげている。これによると、フィリピン全系統における1991年の最大電力予測4,075MW（1990年の実績値は3,974MW）に対して15年後の2005年の最大電力を約2.8倍の11,428MWと推定している。同じ数字をルソン系統に見てみると、1991年予測値3,013MW（1990年実績2,973MW）に対して15年後の2005年は、2.9倍の8,647MWとしている。この値は、ベクテル社の9%経済成長のケースの高い予測よりやや低く、6%経済成長のケースの標準予測よりかなり高い予測となっており、余裕を考えた数字と判断できる。（Table 4-3 参照）

注： 文章中の電源設備容量、電力量等の数値は、1990年度 Annual Report
の数値を使用した。

Table 4-1

SUMMARY OF INSTALLED CAPACITY
1991 POWER DEVELOPMENT PROGRAM

GRID/ PLANT TYPE	CAPACITY (MW)					AVE. YEARLY INCREASE (MW)			GROWTH RATE (PERCENT)			
	1990	1990	1995	2000	2005	1991- 1995	1996- 2000	2001- 2005	1991- 1995	1996- 2000	2001- 2005	
	AR											
PHILIPPINES	6108	6037	8539	10675	15543	486	427	974	6.9	4.6	7.8	
OIL-BASED	2683	2612	3644	3682	3698	192	8	3	6.3	0.2	0.1	
HYDRO	2132	2132	2217	2485	3437	17	54	190	0.8	2.3	6.7	
GEO	888	888	1323	1603	1803	87	56	40	8.3	3.9	2.4	
COAL	405	405	1355	2905	6605	190	310	740	27.3	16.5	17.9	
LUZON	4391	4321	6236	8114	12014	369	376	780	7.3	5.4	8.2	
OIL-BASED	2205	2135	2805	2805	2805	120	0	0	4.9	0.0	0.0	
HYDRO	1226	1226	1226	1494	1794	0	54	60	0.0	4.0	3.7	
GEO	660	660	955	1015	1015	59	12	0	7.7	1.2	0.0	
COAL //	300	300	1250	2800	6400	190	310	720	33.0	17.5	18.0	
VISAYAS	664	663	778	856	1172	23	16	63	3.2	1.9	6.5	
OIL-BASED	329	328	358	396	412	6	8	3	1.7	2.0	0.8	
HYDRO	2	2	7	7	7	1	0	0	28.5	0.0	0.0	
GEO	228	228	308	348	548	16	8	40	6.2	2.5	9.5	
COAL	105	105	105	105	205	0	0	20	0.0	0.0	14.3	
CEBU	334	289	289	289	389	-9	0	20	-2.9	0.0	6.1	
OIL-BASED	229	184	184	184	184	-9	0	0	-4.3	0.0	0.0	
COAL	105	105	105	105	205	0	0	20	0.0	0.0	14.3	
NEGROS	116	196	268	268	308	16	14	8	11.1	6.5	2.8	
OIL-BASED			32	32	32	0	6	0	-	-	0.0	
HYDRO	1	1	1	1	1	0	0	0	0.0	0.0	0.0	
GEO	115	195	235	235	275	16	8	8	11.1	3.8	3.2	
PANAY	80	80	80	80	80	0	0	0	0.0	0.0	0.0	
OIL-BASED	80	80	80	80	80	0	0	0	0.0	0.0	0.0	
HYDRO	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	
LEYTE-SAMAR	113	176	176	176	336	13	0	32	9.3	0.0	13.9	
OIL-BASED		63	63	63	63	13	0	0	-	0.0	0.0	
GEO	113	113	113	113	273	0	0	32	0.0	0.0	19.4	
BOHOL	21	37	43	43	59	3	1	3	12.0	3.1	6.5	
OIL-BASED	20	31	37	37	53	2	1	3	9.2	3.6	7.5	
HYDRO //	1	6	6	6	6	1	0	0	43.1	0.0	0.0	
MINDANAO	1053	1053	1525	1705	2357	94	36	130	7.7	2.3	6.7	
OIL-BASED	149	149	481	481	481	66	0	0	26.4	0.0	0.0	
HYDRO	904	904	984	984	1636	16	0	130	1.7	0.0	10.7	
GEO		60	240	240	240	12	36	0	-	32.0	0.0	

// Includes non-NPC plants.

CAP_TOT2.XLS

AR= Annual Report

Table 4-2 SYSTEM ENERGY GENERATION MIX
1991 POWER DEVELOPMENT PROGRAM

GRID/FUEL TYPE	ACTUAL		PROJECTED							
	1990		1991		1995		2000		2005	
	GWH	%	GWH	%	GWH	%	GWH	%	GWH	%
PHILIPPINES	24800	100	26270	100	36633	100	53404	100	75992	100
OIL-BASED	11541	47	12342	47	13582	37	9988	19	6854	9
HYDRO	6047	24	5806	22	6600	18	7643	14	10084	13
GEO	5470	22	5916	23	9282	25	17060	32	18537	24
COAL	1742	7	2206	8	7169	20	18713	35	40517	53
LUZON	18823	100	20035	100	27192	100	40257	100	57860	100
OIL-BASED	10328	55	11061	55	11450	42	6405	16	3962	7
HYDRO	2370	13	2369	12	2369	9	3412	8	3412	6
GEO	4495	24	4550	23	6826	25	12347	31	10446	18
COAL	1630	9	1955	10	6547	24	18093	45	40040	69
VISAYAS	2051	100	2371	100	3675	100	5184	100	7633	100
OIL-BASED	955	47	841	35	1006	27	1638	32	1463	19
HYDRO	9	0	13	1	34	1	34	1	34	0
GEO	975	48	1266	53	2013	55	2892	56	5659	74
COAL	112	5	251	11	622	17	620	12	477	6
MINDANAO	3926	100	3864	100	5766	100	7963	100	10499	100
OIL-BASED	258	7	440	11	1126	20	1945	24	1429	14
HYDRO	3668	93	3424	89	4197	73	4197	53	6638	63
GEO	0	0	0	0	443	8	1821	23	2432	23

GMXPHSUM.XLS
RP03-5-2

Table 4-3

ENERGY SALES AND DEMAND FORECAST SUMMARY
1991 POWER DEVELOPMENT PROGRAM

YEAR	ENERGY SALES (GWH)				DEMAND (MW) 1/			
	LUZ	VIS	MIN	PHIL	LUZ	VIS	MIN	PHIL
ACTUAL								
1986	13535	1355	2948	17838	2311	283	484	3078
1990	17601	1926	3756	23283	2888	356	621	3865
1990 AR	17368	1818	3729	22915	2973	380	621	3974
GROWTH RATE (%) (1987-1990)	6.8	9.2	6.2	6.9	5.7	5.9	6.4	5.9
FORECAST								
1991	18402	2120	3941	24463	3013	407	655	4075
1995	24868	3300	5456	33624	4072	592	907	5571
GROWTH RATE (%) (1991-1995)	7.2	11.4	7.8	7.6	7.1	10.7	7.9	7.6
1996	26898	3529	5811	36238	4405	633	966	6004
2000	36815	4631	7475	48921	6029	812	1243	8084
GROWTH RATE (%) (1996-2000)	8.2	7.0	6.5	7.8	8.2	6.5	6.5	7.7
2001	39569	4959	7793	52321	6480	860	1296	8636
2005	52807	6537	9904	69248	8647	1134	1647	11428
GROWTH RATE (%) (2001-2005)	7.5	7.1	5.8	7.2	7.5	6.9	5.8	7.2
(1991-2000)	7.7	9.2	7.1	7.7	7.6	8.6	7.2	7.7
(1991-2005)	7.6	8.5	6.7	7.5	7.6	8.0	6.7	7.5

1/ Net of Station use and non-coincident demand for Visayas and Philippines.

AR= Annual Report

SALESFC2.XLS

PDPsumm3.5D

AUG 16, 1991

4.2 電源開発計画

(1) 将来の電源構成

NAPOCORの2005年時点までの電源開発計画は、2005年の最大電力予測11,428MW（ルソン系統 8,647MW）に対して展開されている。この計画はベクテル社の提案をそのまま受け継いだもので、2005年時点においてフィリピン全系統の設備出力は15,543MWに達し、36%の予備率が確保される。電源構成は、石油火力3,698MW（24%）水力3,437MW（22%）、地熱1,803MW（12%）、石炭火力6,605MW（42%）で石炭火力の飛躍的増大が特徴である。同じことをルソン系統に見ると、2005年時点の設備は12,014MWで予備率39%を有することとなり、電源構成は、石油火力2,805MW（23%）、水力1,794MW（15%）、地熱1,015MW（9%）、石炭火力6,400MW（53%）で石炭火力の比率が更に高く、水力が少ないことが特徴で、調整力の不足が懸念される。

（Table 4-1 参照）

(2) 電源開発計画の概要

ルソン系統の具体的な電源開発は、ベクテル社の水力開発は経済的でないとの見解の基に展開されており、地熱及び石炭火力の開発を中心としている。特に1994年の時点において極端な電力不足が懸念され、1989年 210MW、1991年 436MWのガスタービンの投入を計画している。ルソンーレイテの系統連系が現在問題となっているが、計画では1997年～1999年にレイテの地熱合計 880MW（トンゴナン計画）をルソン系統に導入することになっているので、1997年時点でのレイテ・サマール・ルソンの連系が必要である。カラカの第Ⅱ期は、1994年投入が計画されているが、現在見積図書の審査中で、2～3年程度の遅れを考慮する必要がある。1995年に予定されている石炭火力ⅢはBOT方式による建設が決定している。1995年運開予定の石炭火力（マシンロック）はサンバレスに、1999年運開予定の石炭火力Bは適地選定を含めF/Sの実施が早急に行われる予定である。

（Table 4-4、Fig. 4-1～4-2参照）

(3) 将来電源構成の見直し

最近の傾向として開発計画が余りにも輸入炭に偏っているため、国内資源の見

直しが指摘されてきた。特に、調整源資として水力導入の検討を開始したことに
関連し、5,000MW以上の包蔵水力を有するルソン島内の水力地点の見直しと、
特にカラヤーン揚水発電所の増設が検討されている。

なお、現在問題となっているマカティにあるロックウエル火力発電所が老朽化
したことで、市内中心にあるための公害問題からその補修及び移転が問題となっ
ており、この可能性調査のためUSAIDとのグラントに関する協定が1989年9月に
調印されている。この発電所は、60MW 3機、25MW 5機、計 305MWであるが、既に
25年から38年経過して60MW 2機が稼働しているだけである。

(4) 電源開発計画の推進

ルソン系統の電力需給バランスは、供給力不足のため、現在極めて深刻な状況
にある。計画停電（ブラウンアウト）が日常化している。

その主な理由は、既設電源設備の可能出力が大きく低下して、見かけ上は30%
又はそれ以上もある予備力が、殆ど無いか、マイナスになっていることによる。

その予備力の落ち込みの内訳は次のようである。

- ・濁水による水力発電所出力の低下
- ・経年劣化や事故による、火力や水力発電所の出力制限又は停止
- ・メンテナンスなどによる運転停止

前二者の占める割合が大きい。このため、新規電源開発が当初の計画通りに進
まず、又それが遅延したことが主な原因と言えよう。

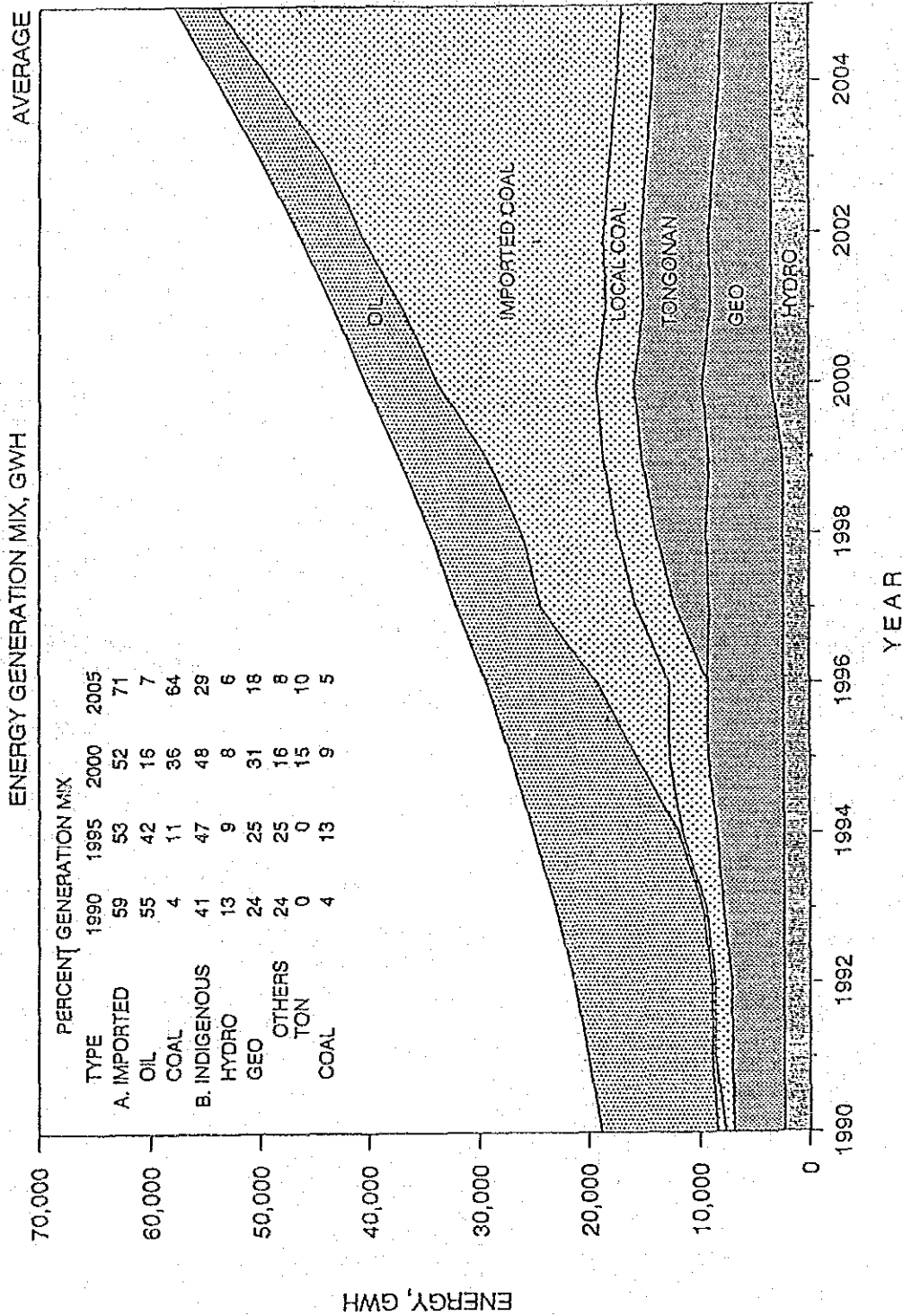
従って対策としては、①電源開発計画が、今後更に遅れないようにすること、
②同時にブラウンアウトを覚悟で、既設発電設備のリハビリテーション、修理及
びメンテナンスを計画的に実施することが必要と思われる。

Table 4-4 1991 POWER DEVELOPMENT PROGRAM

YEAR	LUZON			VISAYAS			MINDANAO			TOTAL		
	MO.	POWER PLANT	TYPE	MW	MO.	POWER PLANT	TYPE	MW	MO.		POWER PLANT	TYPE
1991	JAN	HOPEWELL GT #2	GT	70	FEB	ABB-LBGT#1	GT	28	FEB	PBGT-MT#8	GT	30
	JAN	PBGT-JB#1	GT	30	FEB	PBGT-MT#7	GT	30	MAR	PBGT-MT#9	GT	30
	MAR	HOPEWELL GT #3	GT	70	APR	ABB-LBGT#2	GT	28	AUG	PBGT-JB#2	GT	30
	MAR	PBGT-JB#3	GT	30	OCT	BDPP Unit 5	DSL	6				
	JUN	PBGT-JB #4	GT	30	DEC	JANOPOL MH	HYDRO	5				
	OCT	PBGT-JB #5	GT	30								
1992	JUL	LBGT - SUCAT	GT	30	OCT	CDPP II-U4	DSL	19	JUL	AGUS I	HYDRO	80
									JUL	SMPB-12	DSL	36
1993	JAN	BATAAN CC-STAGE 1	CC	210	JAN	CEBU-NEGROS INTERCONNECTION	INTERCONNECTION		FEB	DAVAO CC STAGE 1	CC	140
	MAR	MAKBAN BINARY	GEO	12	JUL	PALINPINON II - 1	GEO	20	NOV	DAVAO CC STAGE 2	CC	70
	MAY	BACMAN II	GEO	40	SEP	PALINPINON II - 2	GEO	20				
	JUN	BACMAN I	GEO	110	NOV	PALINPINON II - 3	GEO	20				
	SEP	BATAAN CC-STAGE 2	CC	100								
	OCT	MAIBARARA BINARY	GEO	13								
1994	MAR	CALACA II	COAL	300	JAN	PALINPINON II - 4	GEO	20				
					JAN	BOHOL DIESEL	DSL	6				
1995	JAN	DEL GALLEGO	GEO	120					JAN	MT. APO A	GEO	60
	MAY	MASINLOCI	COAL	300								
	JUN	HOPEWELL I-BOT	COAL	350								
1995	JAN	MASINLOCI II	COAL	300	JAN	MAMBUCAL A	GEO	40				
	JAN	BULUSAN	GEO	60								
1997	JAN	LUZON-LEYTE INTERCONNECTION	INTERCONNECTION		JAN	LEYTE-CEBU INTERCONNECTION	INTERCONNECTION		JAN	LEYTE-MINDANAO INTERCONNECTION	INTERCONNECTION	
	JAN	HOPEWELL II-BOT	COAL	350	JAN	LEYTE A	GEO	440				
1998					JAN	LEYTE B1	GEO	220				
					JAN	BOHOL DIESEL	DSL	6				
1999	JAN	COAL	COAL	300	JAN	LEYTE B2	GEO	220				
2000	JAN	COAL	COAL	600								
	JAN	CASECNAH	HYDRO	268								
2001	JAN	LUZON-MINDORO INTERCONNECTION	INTERCONNECTION		JAN	CEBU-BOHOL INTERCONNECTION	INTERCONNECTION					
	JAN	COAL	COAL	600	JAN	MAMBUCAL B1	GEO	20				
	JAN	KALAYAAN	HYDRO	150								
2002	JAN	COAL	COAL	600	JAN	MAMBUCAL B2	GEO	20				
					JAN	LEYTE C1	GEO	20				
2003	JAN	COAL	COAL	600	JAN	LEYTE C2	GEO	20				
	JAN	KALAYAAN	HYDRO	150								
2004	JAN	COAL	COAL	900	JAN	LEYTE C3 - 5	GEO	60				
2005	JAN	COAL	COAL	900	JAN	LEYTE C6 - 8	GEO	60				
TOTAL				7622				1328				1308
												10259

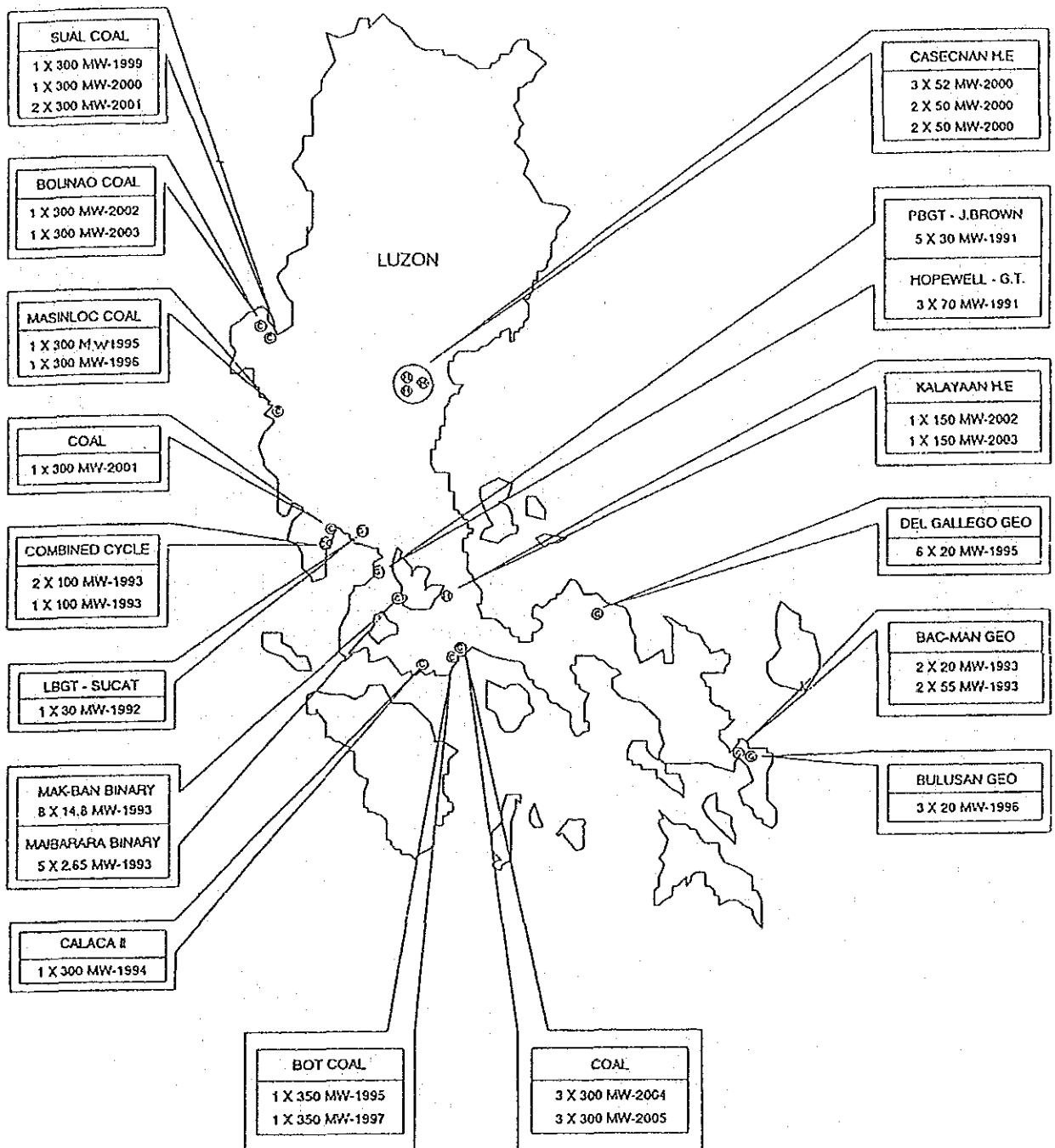
LUZON GRID

Fig. 4-1



LGMREVAV.DRW
RPD3.5-5

Fig. 4-2 **LUZON GRID**
PROPOSED GENERATION PROJECTS
1991 POWER DEVELOPMENT PROGRAM



LUZPROG/CR91
SPD

第5章 フィリピン電力会社の概要

第5章 フィリピン電力会社の概要

5.1 フィリピン電力会社の歴史

フィリピン電力会社（National Power Corporation : NAPOCOR）は、1936年に設立された 100% 政府出資の国営電力会社で、発送変電設備の建設・運転を担当し、マニラ電力会社（Manila Electric Company : MERALCO）ほかの電力会社や電化協同組合（Electric Cooperative）へ電力を卸売供給するとともに、一部の大口需要家へも直接売電している。

NAPOCOR はもともと水力発電およびその他天然資源による電力事業の開発を目的として設立されたが、1972年に事業範囲を拡大し、1978年には MERALCOから火力発電設備を買収して、それ以降、発送変電設備の運営を一貫して行っている。

5.2 組織

NAPOCOR は大統領直轄のエネルギー局（Office of Energy Affairs : OEA）とエネルギー規制局（Energy Regulatory Board : ERB）の監督下であり、その最高決議機関は国家電力委員会（National Power Board : NPB）である。

本社組織は、技術部門が Engineering, Luzon Operations, Visayas/Mindanao Operationsに分かれ、管理部門が Administration, Finance, Human Resources, Planning Services, Controller, Office of the General Counsel に分かれている。

地方組織は、ルソン島の Northern Luzon Regional Center (NLRC), Southern Luzon Regional Center (SLRC), Metro Manila Regional Center (MMRC), ビサヤス地域の Visayas Regional Center (VRC), ミンダナオ島の Mindanao Regional Center (MRC) に分かれている。

NAPOCOR は、職務の合理化、統合化を目的とした組織改正を実施中で、このなかには早期退職奨励制度も含まれている。1991年11月に大幅な改正が実施されたが、新組織への完全な移行は終わっていない。

5.3 人員及び社員研修

過去10年間の人員の推移をみると、1981年から1985年にかけては減少傾向にあ

ったが、1985年以降は増加傾向を示し、1990年の従業員数は 16,056 名となった。

1990年における人員構成は、Operations が 74%、Engineering が 15%、管理部門が 11%となっており、運転保守要員が大半を占めている。1990年には、増加するプロジェクトへ対処し、また運転保守を強化するため、Engineering へ 1,469 名、Operations へ 1,633名を増員している。

NAPOCOR では、Human Resources が社員研修を担当し、人材開発、技術・技能の向上に努力している。1986年から1990年にいたる 5 ヶ年間の実績によると、研修コースの年平均受講者数は 4,071名で、その内訳は、管理・監督者コースが 875 名 (21.5%)、運転保守コースが 717名 (17.6%)、Engineering・電算機コースが 1,104名 (27.1%)、Administrationコースが 1,375名 (33.8%)となっている。

Human Resources & Organizational Development Department の Technical Training Division が技術研修を担当しているが、要員が少なく、研修の実施に支障を来している。同 Division の要員を増加し、研修内容の向上、カリキュラムの充実、研修コース実施頻度の増加を図る必要がある。

研修センタープロジェクトはADBローンにより実施されることになっていたが、1991年10月にキャンセルされた。Bidding Document は既に作成されている。候補地点は Bataan Provinceの Bagacにある NAPOCORの Housing Compound である。本プロジェクトを早急に実施し、研修内容の充実、向上を図る必要がある。

5.4 財務事情

1990年の販売電力量は 22,915GWhとなり対前年比 3.02%の増加に止まったが、電力料金値上げのため、営業収入は 25,779 百万ペソとなり、対前年比 25.08%の増加となった。

一方、運転経費は、湾岸危機による原油価格の上昇と諸物価上昇のため、前年に比し 41.47% 増加して 21,660 百万ペソとなり、65 百万ペソの差引経常損失を計上するにいたった。

1991年には、湾岸戦争による石油価格の上昇及びペソの切下げにより財務事情は更に悪化すると予想され、差引経常損失 2,941百万ペソ、レートベース利益率 3.5%、デットサービスレシオ 0.6と試算されている。

NAPOCOR は、世界銀行等の融資条件であるレートベース利益率 8%、デットサービスレシオ 1.5を達成すべく、料金値上げと経営効率化による財務改善対策を計画している。

5.5 電力料金

NAPOCOR の電気料金は国家電力委員会によって決定されている。燃料費と為替の変動による自動更改制度は1992年に承認される予定である。

電力料金は、発電原価に基づいて算定されているため、グリッド毎の電源構成の違いを反映し、グリッド間に格差が見られる。水力が多くを占めるミンダナオグリッドの平均販売単価は火力を主体とするルソングリッド、ビサヤスグリッドの約 58%となっている。

また、供給先によっても異なり、電化協同組合向けの料金は地方電化促進の配慮から割安に設定されている。

1986年以降は、販売単価は下降傾向にあったが、1990年には、湾岸危機による原油価格上昇のため料金値上げが行われ、販売単価は 20.1%の上昇となった。1990年における料金値上げ率は、ルソングリッド 41.4%、ビサヤスグリッド 39.4%、ミンダナオグリッド 16.9%、合計 38.5%であったが、料金値上げは7回にわたって実施されたため、その効果は1990年と1991年の両年にわたって表われることになる。

NAPOCOR は1992年から1994年にかけて年平均 12.1%の値上げを計画している。

第6章 電力設備5ヵ年リハビリテーション／リノベーション計画 (マスタープラン)

第6章 電力設備5ヵ年リハビリテーション／リノベーション計画
(マスタープラン)

6.1 火力発電所

6.1.1 火力発電設備の現状と問題点

1. 火力発電所の概要

(1) 火力発電所数及び合計設備容量(ユニット数)

ルソン系統の火力発電所は全てMetro Manila Regional Center (MMRC) の管内にあり、1991年8月現在の概要は次のとおりである。

汽力発電所	5ヵ所	2,225MW (11ユニット)
ガスタービン発電所	2ヵ所	210MW (7ユニット)
合計	7ヵ所	2,435MW (18ユニット)

上記の内訳はTable 6-1-1 のとおりである。

Table 6-1-1 火力発電所一覧表 (1991年8月現在)

発電所	地点	設備出力 (MW)	ユニット No.	ユニット 容量 (MW)	運開年	運転年数
Bataan	Limay, Bataan	225	1	75	1972	19
			2	150	1977	14
Sucat	Muntinglupa Metro Manila	850	1	150	1968	23 *1)
			2	200	1970	21 *2)
			3	200	1971	20 *2)
			4	300	1972	19 *1)
Manila	Ermita, Manila	200	1	100	1965	26
			2	100	1966	25
Malaya	Pililla, Rizal	650	1	300	1975	16 *3)
			2	350	1979	12 *4)
<u>重油火力計</u>		<u>1,925MW</u>	<u>10 ユニット</u>			
Batangas	Calaca, Batangas	300	1	300	1984	7
<u>石炭火力計</u>		<u>300MW</u>	<u>1 ユニット</u>			
Bataan ガスタービン	Limay, Bataan	120	1	30	1989	2
			2	30	1989	2
			3	30	1989	2
			4	30	1989	2
Malaya ガスタービン	Pililla, Rizal	90	1	30	1989	2
			2	30	1989	2
			3	30	1989	2
<u>ガスタービン計</u>		<u>210MW</u>	<u>7 ユニット</u>			
<u>火力合計</u>		<u>2,435MW</u>	<u>18 ユニット</u>			

注: リハビリテーションプロジェクト

- *1) 1990年実施済
- *2) 1992年及び1993年実施予定
- *3) 1987年実施済
- *4) 1986年実施済

(2) 火力発電所設備概要

概要は、Table 6-1-5 "Summary of Thermal Power Plant Facilities" に示す通りである。

2. 火力発電所の現状

(1) 火力発電所出力の低減

Table 6-1-2に示すように、火力発電所現在出力は、定格出力の合計を100%として、1991年11月現在、約83%に低下している。

Bataan 1号、Sucat 2号及びMalaya 1号に大きな出力低減が見られる。

Table 6-1-2 定格出力 対 現在出力 (1991年11月現在)

	発電所 ユニットNo.	定格出力	現在出力	B/A	運開年 及び (運転年数)	累計運転 時間 (Hr)
		A(MW)	B(MW)	(%)		
重 油 火 力	Bataan No. 1	75	*50	67	1972(19)	*5) 120,772
	Bataan No. 2	150	*130	87	1977(14)	91,305
	Manila No. 1	100	90	90	1965(26)	200,505
	Manila No. 2	100	95	95	1966(25)	185,935
	Sucate No. 1 *1)	150	120	80	1968(23)	149,739
	Sucate No. 2 *2)	200	*150	75	1970(21)	121,946
	Sucate No. 3 *2)	200	160	80	1971(20)	118,427
	Sucate No. 4 *1)	300	300	100	1972(19)	96,634
	Malaya No. 1 *3)	300	210	70	1975(16)	96,954
	Malaya No. 2 *4)	350	290	83	1979(12)	83,405
石炭 火力	Batangas No. 1	300	260	87	1984 (7)	43,301
	合 計	2,225	1,855	83		

注: リハビリテーションプロジェクト *1) 1990年実施済
 *2) 1992年及び1993年実施予定
 *3) 1987年実施済
 *4) 1986年実施済
 *5) 1990年末現在

* 保修前の出力

(2) 火力発電所の熱消費率の増加（熱効率の低下）

Fig. 6-1-1は、Table 6-1-3 火力発電所の熱消費率一覧表から熱効率をプロットしたものである。すべてのユニットの熱消費率（又は熱効率）が経年劣化のため、設計値又は保証値よりも悪くなっている。（Table 6-1-3、c/a 参照、c=現在値、a=設計値又は保証値、いずれも熱消費率）

ワースト 3は、Sucac 3号 (c/a=1.483)、Bataan 1号 (c/a=1.226)及びSucac 2号 (c/a=1.214)である。

Fig. 6-1-1 火力発電所熱効率の現状 (1991年6月現在)

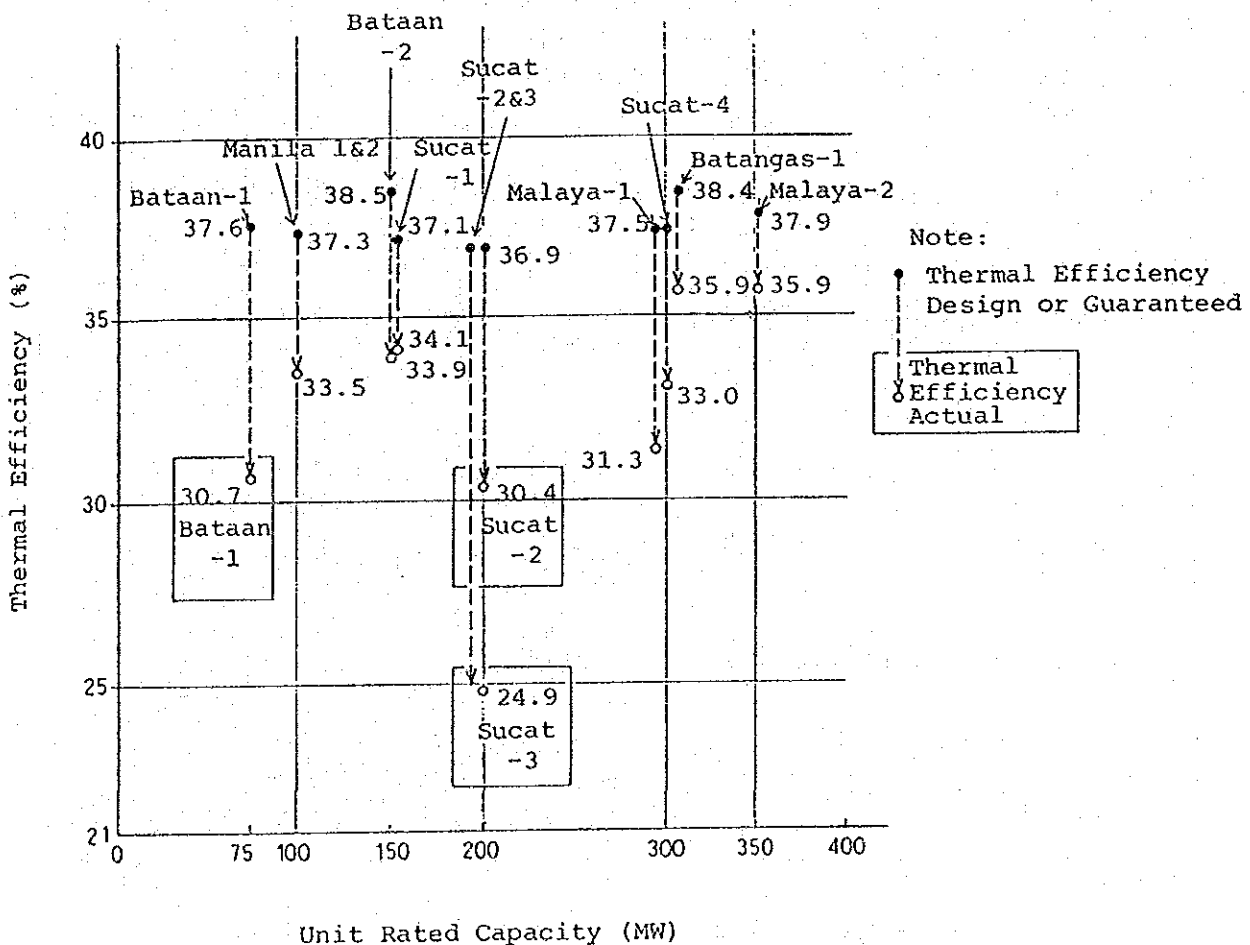


Table 6-1-3

火力発電所熱消費率一覧表

(1991年6月現在)

発電所 ユニットNo	定格 出力 (MW)	熱消費率 (BTU/KWH)・熱効率 (%)					
		設計/ 保証値 (a)	受取試験 (b)	定修前 (c)	定修後 予想 (d)	(c/a)	(d/a)
Bataan No. 1	75	37.6% 9,070	37.1% 9,190	30.7% 11,120	33.4% 10,200	1.226	1.125
Bataan No. 2	150	38.5% 8,850	38.6% 8,840	33.9% 10,070	35.5% 9,620	1.138	1.087
Manila No. 1	100	37.3% 9,138	37.6% 9,060	33.5% 10,185	34.9% 9,775	1.115	1.070
Manila No. 2	100	37.3% 9,138	38.1% 8,955	33.5% 10,190	34.8% 9,800	1.115	1.072
Sucacat No. 1	150	37.1% 9,190	*37.1% (1990)	34.1% 9,990	34.9% 9,770	1.087	1.063
Sucacat No. 2	200	36.9% 9,239	*36.9% (予想)	30.4% 11,220	32.0% 10,650	1.214	1.153
Sucacat No. 3	200	36.9% 9,239	*36.9% (予想)	24.9% 13,700	29.1% 11,725	1.483	1.269
Sucacat No. 4	300	37.5% 9,104	*37.2% (1990)	33.0% 10,320	33.8% 10,095	1.134	1.109
Malaya No. 1	300	37.5% 9,104	*35.9% (1987)	31.3% 10,885	32.5% 10,505	1.196	1.154
Malaya No. 2	350	37.9% 8,998	*37.4% (1986)	35.9% 9,490	36.6% 9,330	1.055	1.037
Batangas No. 1	300	38.4% 8,876	39.0% 8,760	35.9% 9,520	37.0% 9,220	1.073	1.039

Note:

- * リハビリ後の受取試験結果
- a 製造者の設計/保証性能
- b 建設後の受取試験結果
- c 1991年5月の実際性能
- d 定修後の予想性能

・ c/a, d/aを右欄に示している。

・ 表中の%は熱消費率から換算した熱効率である。

1kcal = 3.96832BTU

860kcal = 3.413BTU として計算している。

(3) 火力発電所の事故停止回数

最近5ヵ年間（1986～1990）の事故停止回数をグラフ化したものがFig. 6-1-2である。特徴的な知見を列挙すれば次のとおり。

a. 年間事故停止回数が5年間を通じて比較的に多い発電所

- 重油火力発電所の Bataan 1号及び 2号、Malaya 1号及び 2号

Malaya 1号はリハビリ後、事故停止回数が多い。

またMalaya 2号は1990年から1991年にかけて事故が多く発生した。

- 石炭火力発電所の Batangas 1号

石炭火力の場合、重油火力に比較して、事故停止回数が多い。これは燃料の相違によるものであると考えられ、いわゆる経年劣化とは区別して考える必要がある。

b. 年間事故停止回数が5年間を通じて比較的に少ない発電所

- 重油火力発電所の Sucal 1号及び 2号

c. 1990年は、Manila 1号及び 2号を除いて、他発電所ユニットの年間事故停止回数が例年より多くなっている。

(4) 火力発電所の保修停止時間

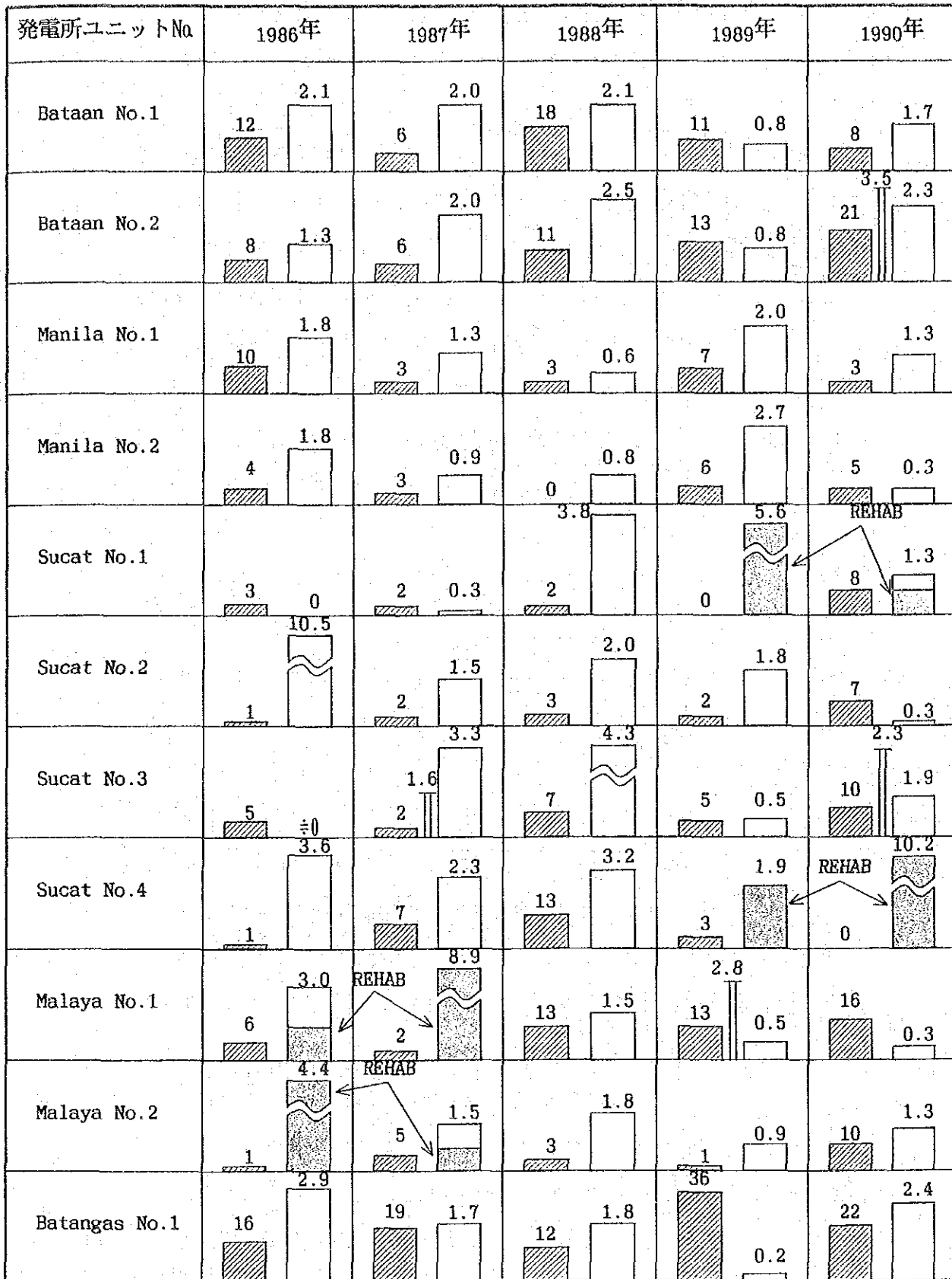
最近5ヵ年間の保修停止時間（含む計画停止）を月数に換算して、Fig. 6-1-2に示している。

定期点検修理（年に1回）は、NAPOCORの計画においては、従来型（ドラム型）ユニットでは40日、貫流型ユニット及び石炭火力では60日が平均日数である。従って図表上における年間保修停止時間が1.3ヵ月～2.0ヵ月の間であれば各ユニットの運転年数を考え合わせると、特に異常とは言えない。これを超える年間保修停止を経験しているユニットは、事故や経年劣化に起因する修理を必要としたと言える。

特徴的な知見を列挙すれば次のとおり。

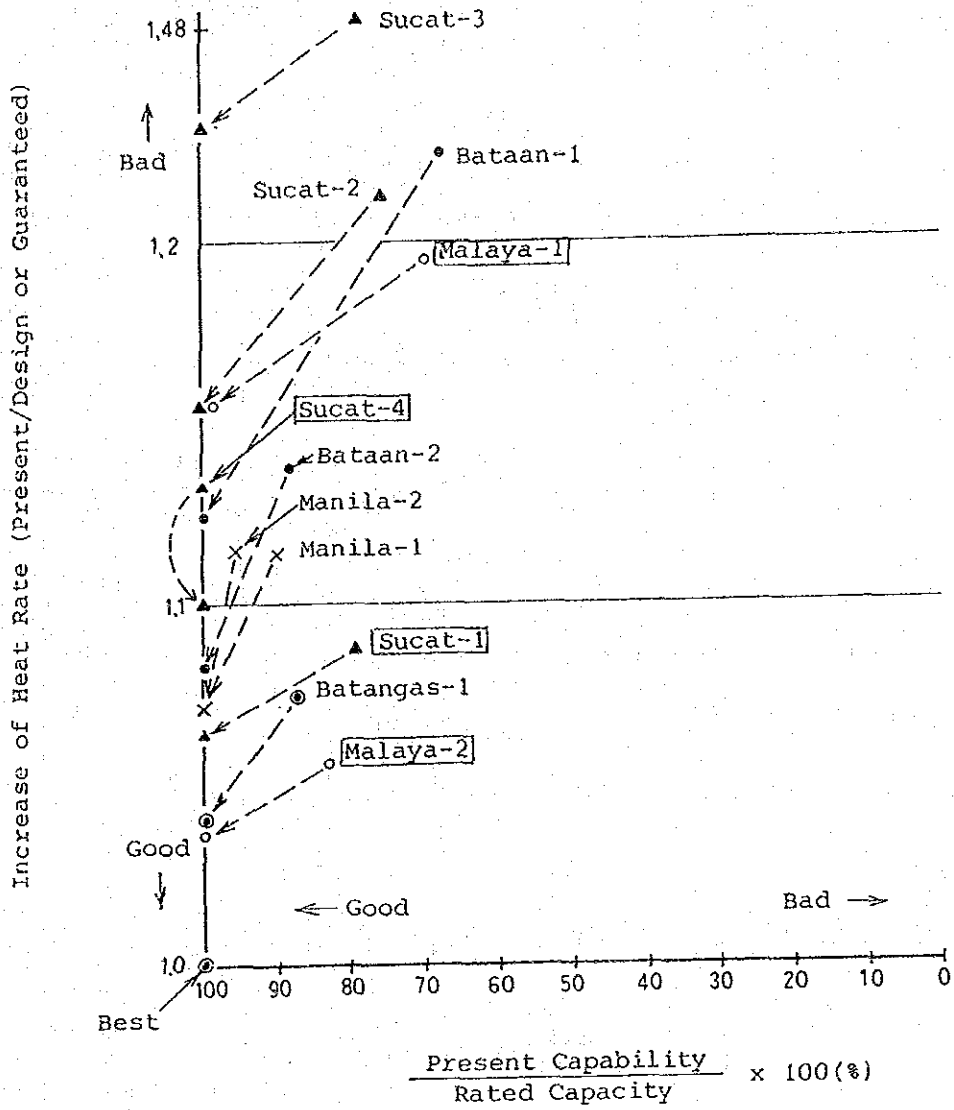
- a. Bataan 2号は、事故停止回数が増加傾向にあり、保修停止時間も長くなる傾向が見られる。
- b. Sucat 2号及び3号は、年間保修停止時間が3ヵ月を超えた年がある。また、それまで比較的に少かった年間事故停止回数が増加する兆候が見える。

Fig. 6-1-2 年間事故停止回数及び保守停止時間（月数で表示）



注： 年間事故停止回数
 年間保守停止時間（月数で表示）
 リハビリ停止
 年間事故停止時間（月数で表示）

Fig. 6-1-3 火力発電所の現状（出力及び熱消費率）



注： □ リハビリテーション実施済の発電所ユニット
 ←----- 定修後の熱消費率（予想値）

(5) 各火力発電所の現状の総括

- a. 火力発電所ユニットの寿命（耐用年数）は、一般に30年と言われる。これによれば、既設ユニットは総じていわば中年を過ぎている。中には老年期に入っているものもある。

Batangas 1号の 7年を除けば、他ユニットは10年を超えており、特に Manila及び Sucat発電所の各ユニットは19～26年を経過している。より具体的には、11ユニット中 6 ユニットが運転時間10万時間を超えている。中でも Manila 1号は運転時間20万時間を超えている。

これらのユニットは、全般的に経年劣化が進行しており、適切なリハビリテーション又は計画保守が必要である。

- b. Fig. 6-1-3は、前述の出力低減及び熱消費率の増加の両観点から各ユニットの現状をマクロ的に見たものである。

リハビリテーション又は計画保守の実施には、これらを実施した後の成果についての予想も考慮して、その実施順位を決める方が良い。（詳しくは 6.1.3 に述べる）

- c. Fig. 6-1-3の知見に加えて各ユニットの年間事故停止回数及び保守停止時間の過去5 ヶ年にわたる実績を総合すると次のように総括される。

(a) Sucat 2号及び3号は、最優先的にリハビリテーションを実施した方がよい。現にリハビリ工事が1992年及び1993年に実施されることとなっている。既に工事実施業者（コントラクター）は決定され、コンサルタントによるメーカ提出図面のチェック及びレビューが進行中である。

(b) Malaya 2号及びSucat 1号は、夫々、リハビリ実施後約5年及び1年経過しているが、全ユニットの中では相対的によい状態にある。

(c) Batangas 1号（石炭火力）も低品位炭使用の目的からやむを得ない多くの困難と戦いながら、相対的によい状態にある。

(d) Manila発電所の両ユニットは運転年数が25年以上に達している割には相対的によい状態にある。それ故に今後10年間その合計出力 200MWが是非必要であれば、残された耐用年数内（つまり今後 5～6 年以内）にリハビリテーションを実施するのが望ましい。（Fig. 6-1-4参照）

Fig. 6-1-4 火力発電所の現状の総括

・下記の3つの要素によってマクロ的に総括した。

主要設備の具体的な経年劣化状況その他によって最終判定の必要がある。

① 出力低減及び熱消費率の増加 (Fig. 6-1-3 参照)

② 累計運転時間 (Table 6-1-2 参照)

③ 年間保修停止時間 (Fig. 6-1-2 参照)

・順位は上記①、②及び③の各要素について悪い方からとする。

順位	①	②	③	総 合
1	Sucac No. 3	Manila No. 1	Bataan No. 2	Sucac No. 3
2	Bataan No. 1	Manila No. 2	Sucac No. 3	Sucac No. 2
3	Sucac No. 2	Sucac No. 1	Sucac No. 2	Manila No. 1
4	Malaya No. 1	Sucac No. 2	Bataan No. 1	Manila No. 2
5	Bataan No. 2	Bataan No. 1	Manila No. 1	Bataan No. 1
6	Sucac No. 4	Sucac No. 3	Manila No. 2	Bataan No. 2
7	Manila No. 1	Malaya No. 1	Malaya No. 1	* Malaya No. 1
8	Manila No. 2	Sucac No. 4	Malaya No. 2	* Malaya No. 2
9	Sucac No. 1	Bataan No. 2	Sucac No. 1	* Sucac No. 1
10	Malaya No. 2	Malaya No. 2	Sucac No. 4	* Sucac No. 4
11	Batangas No. 1 (Batangasは石炭火力であるため除外)			

(注) *Sucac No. 1及びNo. 4はリハビリが終了して1年経過している。

Malaya No. 1 及びNo. 2はリハビリ終了して4年経過している。

3. 火力発電所の問題点と対策

(1) 火力発電所の出力低減の理由と対策

Table 6-1-4に出力低減の理由及び対策をリストアップしている。

(2) 設備上の問題点と対策

各発電所ユニット毎の設備上の問題点と基本対策について調査を実施した。

現地調査時に収集した問題点をタービン(T)、ボイラ(B)、電気(E)、計装・制御(IC)及びその他(M)に分類し、分類毎の問題点件数を集約すると次のとおりである。

発電所・ユニット		問題点件数					計
		T	B	E	IC	M	
Bataan	No. 1	10	15	17	12	3	57
	No. 2	11	11	8	13	3	46
Manila	No. 1	8	16	9	14	5	52
	No. 2	8	16	9	14	5	52
Sucat	No. 1	2	1	—	—	—	3
	No. 2	9	19	10	39	8	85
	No. 3	10	18	9	39	8	84
	No. 4	3	2	2	1	—	8
Malaya	No. 1	6	5	4	11	2	28
	No. 2	5	5	2	10	2	24
Batangas	No. 1	4	22	3	—	—	29

T : タービン

B : ボイラ

E : 電気

IC: 計装・制御

M : その他

Table 6-1-4 定格出力対現在出力

(1991年11月現在)

発電所ユニット	定格出力 A (MW)	現在出力 B (MW)	B/A×100 (%)	出力低減 / 負荷制限の理由	対策 (実施状況 / 計画)
Bataan No1	75	*50	67	空気予熱器エレメントの劣化・腐蝕による燃焼空気の不足及びガスダクトリーク	定修 (75日) 実施中 (1991年10月5日から12月18日)
Bataan No2	150	*130	87	蒸気圧力の低下, 給水のシリカ高, 及び空気予熱器エレメント, シールの劣化	発電機ロータ修理後の試運転時に異常振動が発生したため, 再修理後試運転の予定。
Manila No1	100	90	90	復水器管の汚れによる真空低下	定修 (40日) 予定 (1992年1月13日～2月21日)
Manila No2	100	95	95	復水器管の汚れによる真空低下	定修 (40日) 予定 (1992年5月30日～7月8日)
Sucata No1	150	120	80 *1	空気予熱器シールの漏洩及びタービン制御弁故障	1992年1月に保修予定
Sucata No2	200	*150	75 *2	・ボイラチューブの損耗で圧力を下げて運転中 ・FDF2Aモータの軸受温度高によって定格以下で運転しているため, 燃焼用空気不足 ・復水器チューブリーク大 (盲栓率大) ・空気エゼクター (主, 副共) 連続運転, ボイラ補給水大	・定修実施中 (1991年8月16日～12月5日) その時に復水器のチューブを入れ替える ・リハビリ実施予定 (1993年5月から開始)
Sucata No3	200	160	80 *2	・ボイラチューブの損耗で圧力を下げて運転中 ・タービンスラストベアリング温度高	・定修 (75日) 及びAHリハビリ実施済 (1991年5月26日～8月7日) ・リハビリ実施予定 (1992年7月から開始)
Sucata No4	300	300	100 *1		1990年にリハビリ実施済
Malaya No1	300	210	70 *3	・発電機ステータコアの温度高で出力制限	1992年の定修にて発電機ステータコアエンドを点検する
Malaya No2	350	290	83 *4	・ボイラチューブ (W/W, SH, RH) の損耗より圧力を下げて運転中	定修 (90日) 予定 (1992年8月30日～1992年11月27日)
Batangas No1	300	260	87	・ボイラチューブの損耗, ドラム安全弁誤動作, 石炭ミルの損耗, 復水器チューブリークの兆候, その他	定修 (60日) 予定 (1992年2月20日～4月19日)

注: リハビリテーション プロジェクト *1 1990年実施済
*2 1992及び1993年実施予定
*3 1987年実施済
*4 1986年実施済

* 保修前の出力

SUMMARY OF THERMAL POWER PLANT FACILITIES

POWER PLANT	PLANT OUTPUT KW	UNIT NO.	BOILER				TURBINE				GENERATOR				COMMISSIONING					
			TYPE	EVAPORATION t/h	STEAM PRESSURE kg/cm ²	STEAM TEMPERATURE °C	FUEL	MANUFACTURER	TYPE	RATED OUTPUT kW	STEAM PRESSURE kg/cm ²	STEAM TEMPERATURE °C	VACUUM mmHg	SPEED RPM		MANUFACTURER	RATED CAPACITY KVA	VOL-TAGE KV	FREQ-ENCY Hz	MANUFACTURER
BATAN	225,000	1	NATURAL CIRCULATION	240.0	133.0	541/541	H.O	MITSUBISHI HEAVY INDUSTRY	TANDEM-COMPOUND REHEAT CONDENSING	75,000	127.0	538/538	700.0	3,600	MITSUBISHI HEAVY INDUSTRY	93,750	13.8	60	MITSUBISHI ELECTRIC	MAY 1972
		2	DO	490.0	147.0	541/541	H.O	DO	DO	150,000	140.0	538/538	704.8	3,600	FUJIELECTRIC	187,500	13.8	60	FUJIELECTRIC	FEB 1977
MANILA	200,000	1	NATURAL CIRCULATION	326.6	134.1	541/541	H.O	BABCOCK-HITACHI	DO	100,000	126.8	538/538	709.2	3,600	HITACHI	128,000	13.8	60	HITACHI	SEP 1965
		2	DO	326.6	134.1	541/541	H.O	DO	DO	100,000	126.8	538/538	709.2	3,600	DO	128,000	13.8	60	DO	OCT 1966
SUCAT	850,000	1	NATURAL CIRCULATION	483.1	153.3	541/541	H.O	BABCOCK-HITACHI	DO	150,000	126.8	538/538	709.2	3,600	GE	188,000	18.0	60	GE	JUL 1968
		2	ONCE-THROUGH BENSON	760.0	194.8	541/541	H.O	DO	DO	200,000	190.2	538/538	709.2	3,600	SIEMENS	245,000	14.4	60	SIEMENS	OCT 1970
MALAYA	650,000	3	DO	760.0	194.8	541/541	H.O	DO	DO	200,000	190.2	538/538	709.2	3,600	DO	245,000	14.4	60	DO	APR 1971
		4	DO	1,031.6	194.8	541/541	H.O	DO	DO	300,000	189.8	538/538	709.2	3,600	DO	370,000	21.0	60	DO	JUN 1972
BATANGAS	300,000	1	ONCE-THROUGH BENSON	1,033.7	194.8	541/541	H.O	BABCOCK-HITACHI	DO	300,000	189.8	538/538	709.2	3,600	SIEMENS	370,000	21.0	60	SIEMENS	DEC 1974
		2	NATURAL CIRCULATION	1,305.4	204.6	541/541	H.O	DO	DO	350,000	168.7	538/538	700.3	3,600	HITACHI	438,000	21.0	60	HITACHI	MAR 1979
		1	NATURAL CIRCULATION	1,033.2	200.4	541/541	H.O	FOSTER WHEELER	DO	300,000	169.0	538/538	696.5	3,600	TOSHIBA	355,000	22.0	60	TOSHIBA	NOV 1984

Table 6-1-5 (2)
SUMMARY OF GASTURBINE POWER PLANT FACILITIES

POWER PLANT	PLANT OUTPUT kW	GASTURBINE						GENERATOR						COMMISSIONING	
		UNIT No.	TYPE	RATED OUTPUT kW	TURBINE INLET PRESSURE ata	TURBINE INLET TEMPERATURE C	SPEED rpm	FUEL	MANUFAC-TURER	RATED CAPACITY kVA	VOL-TAGE kv	FREQ-ENCY Hz	SPEED rpm		MANUFAC-TURER
BATAAN	120,000	1	OPEN CYCLE	30,000	9.41	360	5,100	DISTI-LLATE	ALSTHOM	38,600	13.8	60	3,600	ALSTHOM	NOV 1989
		2	DO	30,000	9.64	360	5,100	DO	DO	38,600	13.8	60	3,600	DO	NOV 1989
		3	DO	30,000	9.92	360	5,100	DO	DO	38,600	13.8	60	3,600	DO	NOV 1989
		4	DO	30,000	9.41	360	5,100	DO	DO	38,600	13.8	60	3,600	DO	NOV 1989
MALAYA	90,000	1	OPEN CYCLE	30,000	9.70	356	5,100	DISTI-LLATE	HITACHI	38,740	13.8	60	3,600	HITACHI	AUG 1989
		2	DO	30,000	9.70	356	5,100	DO	DO	38,740	13.8	60	3,600	DO	AUG 1989
		3	DO	30,000	9.70	356	5,100	DO	DO	38,740	13.8	60	3,600	DO	AUG 1989

6.1.2 火力発電所5ヵ年リハビリテーション計画の策定（マスタープラン）

1. 実施中のリハビリテーション

NAPOCORは現在 Sucat 2号及び3号のリハビリテーションを実施中である。

また、その実施時期は次のように予定されている。（Fig. 6-1-5 工程表参照）

Sucat 2号 1993年 5月 ～ 1994年 4月

Sucat 3号 1992年 7月 ～ 1993年 5月

2. リハビリテーション項目の選定基準

その選定基準は次のとおりである。

- (1) 今後数年のうちに、その耐用年数が限界に到達する設備の更新
- (2) 万一、故障して停止した場合、その修理が重要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ような設備は前もって更新する。
- (3) 設備の公害防止または環境改善上必要な改善
- (4) 現に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の更新
- (5) 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または供給

3. リハビリテーションの効果（または目的）

- (1) 発電所出力の回復
- (2) 熱効率の回復又は改善
- (3) 耐用年数又は寿命の延長もしくは確認
- (4) 信頼性（運転の）回復または改善
- (5) 環境対策（公害防止、環境保全）など

4. リハビリテーション項目の選定

ANNEX 1. にリハビリテーション項目の選定結果を示す。

5. Batangas 1 号の問題と基本対策

(1) 懸案事項

石炭バンカー及び、石炭移送塔ホッパーでの石炭詰まりの問題がある。いずれも実施済改造工事の懸案事項であり今回のリハビリテーション項目には入れない。他の1つは貯炭場における石炭粉塵飛散防止対策で、今後2号機増設工事で実施されるのがよい。

(2) 定格出力回復対策

出力が定格出力の300MWから260MWに下がっている。(1991年11月現在)

その理由は、Table 6-1-4に記述のとおりである。

特にボイラのチューブ損耗の原因が、磨耗など石炭品質に係わる問題であれば、定期修理で対応するしか方法はない。他の問題も当面は定期修理で解決できると考えられる。

(3) 基本対策

a. 国内炭(セミララ炭、Run of Mine)の品質が極めて悪いために、揚運炭設備など石炭関係設備の改善後も損傷、トラブルが断えないようである。

発電所では国内炭使用増加の国策と、その石炭の低品質に起因するさまざまな問題、保守作業量の増大との板ばさみにあって、多大の苦勞をしている。

b. ボイラ設備、環境対策の両面で生じている多くの問題は、国内炭の問題でもあると言える。基本対策としては、国内炭の品質改善とその最大使用量(海外炭との混炭割合)を、合理的なレベルにおさえることが重要であろう。

1988年にJICAが提出した提案は、そのガイドラインであった。

6. 5ヵ年マスタープラン工程表

Fig. 6-1-5に5ヵ年マスタープラン工程表を示す。

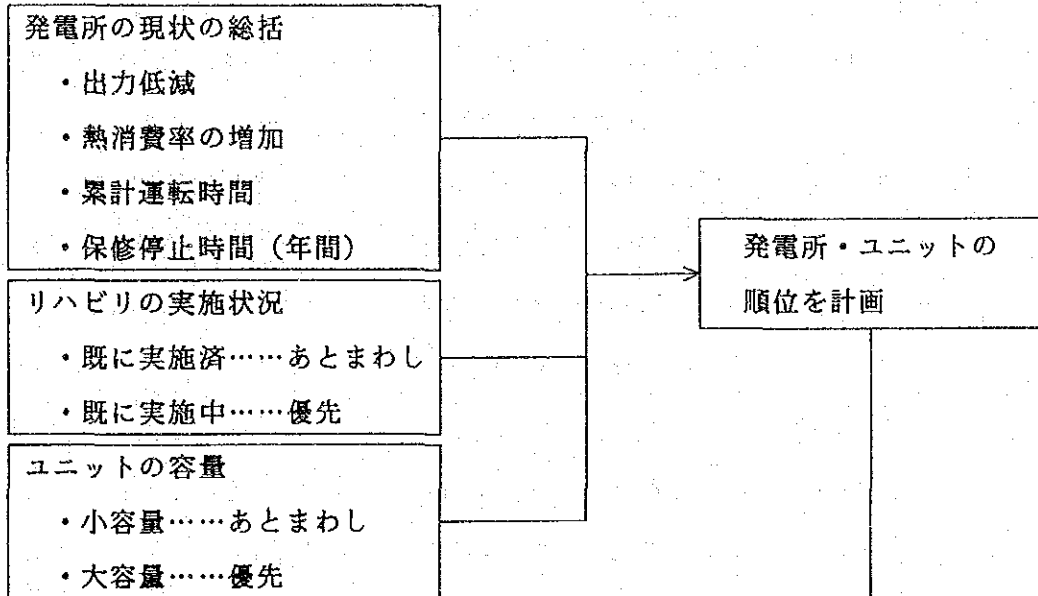
これは、6.1.3項でのリハビリテーション実施順位の検討結果に基づいている。

6.1.3 リハビリテーションにおける優先順位

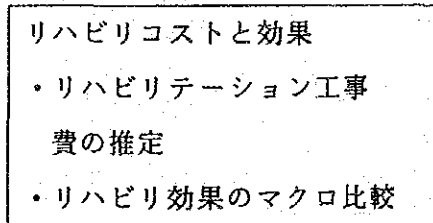
1. 発電所・ユニットの優先順位の検討方法

検討の手順は以下のとおりである。

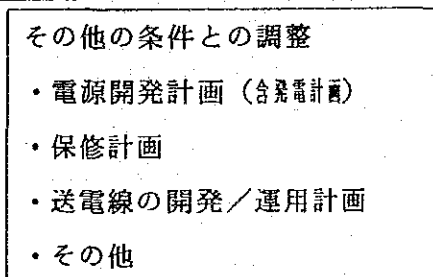
第1段階



第2段階



第3段階



最終設定

2. 優先順位の検討結果

(1) 第1段階の結果

第1段階の検討結果は下記のとおりである。順位は、前述のFig. 6-1-4火力発電所の現状の総括に示した順位と同じである。

順位	発電所・ユニット/出力	備考
1.	Sucacat No.3/200MW	リハビリテーションプロジェクト進行中
2.	Sucacat No.2/200MW	
3.	Manila No.1/100MW	耐用年数30年を目安として、1996年4月頃までにリハビリを終了させる必要がある。
4.	Manila No.2/100MW	
5.	Bataan No.1/ 75MW	累計運転時間 120, 772Hr
6.	Bataan No.2/150MW	91, 305Hr
7.	*Malaya No.1/300MW	96, 954Hr
8.	*Malaya No.2/350MW	83, 405Hr
9.	*Sucacat No.1/150MW	149, 739Hr
10.	*Sucacat No.4/300MW	96, 634Hr

注：*印は、リハビリテーション実施済のユニットを示す。

これらのユニットにおいては、問題点を定修工事の際、計画的に改善していくことが望ましい。

(2) 第2段階の結果

a. リハビリテーション工事費の推定

Manila 1、2号及びBataan 1、2号のリハビリ工事費の推定結果は次のとおりである。なお、Sucat 2、3号のリハビリ工事費は、既に締結済の契約額の概略換算値である。

<u>発電所・ユニット</u>	<u>リハビリ工事費 (総コンサルタント・フィー)</u>
Manila 1号	US\$ 110,000 × 10 ³
Manila 2号	
Bataan 1号	US\$ 37,500 × 10 ³
Bataan 2号	US\$ 79,500 × 10 ³
Sucacat 2号	US\$ 74,468 × 10 ³ (¥ 10,500 × 10 ⁶)
Sucacat 3号	US\$ 92,624 × 10 ³ (¥ 13,060 × 10 ⁶)

(交換レート ¥141/US\$1)

b. リハビリ効果のマクロ比較

(a) リハビリ効果のマクロ比較の方法

- ・リハビリテーションの実施は、結果としてプラント効率の回復をもたらす。

Fig. 6-1-6はその回復予想を示している。

プラント効率の回復によって得られる燃料節約額を試算し、kWh当り工事費との差額によりリハビリテーション効果のマクロ比較を試みた。

- ・リハビリ効果のマクロ比較の結果、効果の大きい方から次の順位となった。

リハビリ効果の試算結果

第1段階の結果

Sucac 3号

Sucac 3号

Sucac 2号

Sucac 2号

Bataan 1号

Manila 1号

Manila 1号

Manila 2号

Manila 2号

Bataan 1号

Bataan 2号

Bataan 2号

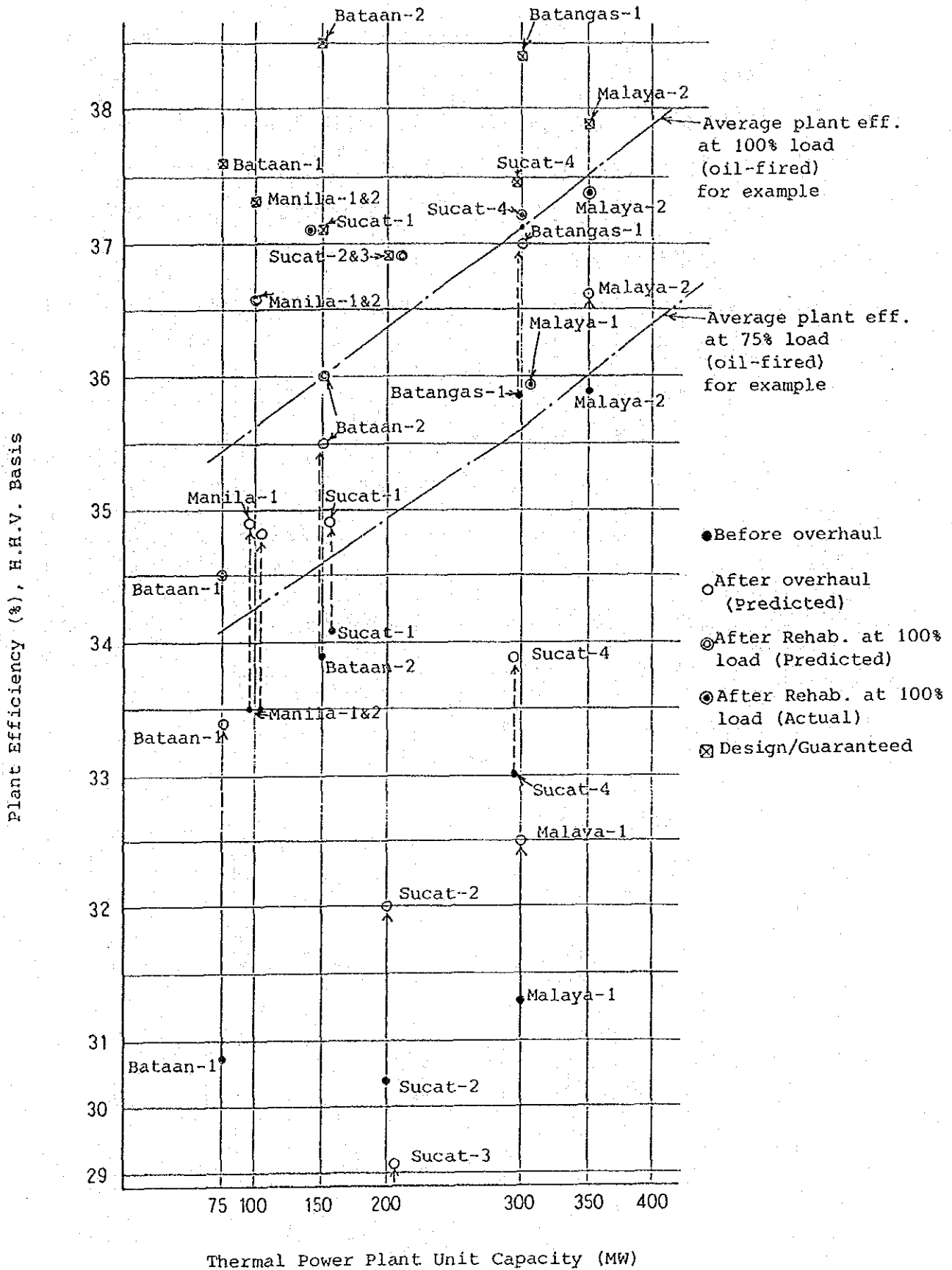
c. 第2段階の結果

第1段階の結果と上記の結果を総合して順位は第1段階のままとする。

その理由は、

- (a) 人員、機材の動員及び外人技術者及びコンサルタントの派遣が有効に行われるようにBataan 1号と2号は、続けてリハビリテーションを実施した方がよい。
- (b) Sucac 2号リハビリテーション終了後、引続いてManilaのリハビリテーションを実施しないと、これらの2ユニットは運転年数が30年をオーバーしてしまう。

Fig. 6-1-6 リハビリ又は定期修理によるプラント効率の回復 (1991年6月)



(3) 第3段階の検討結果

a. 電源開発計画（含発電計画）との調整

5ヵ年リハビリテーション計画マスタープランは1994年から1998年までとする。

2005年までの電源開発計画及び発電計画はTable 4-1 ~ Table 4-4及びTable 6-1-6、Fig. 6-1-7のとおりである。これらの表から明らかのように、既設火力発電所は、年間利用率（平均）70%での運転が必要と見込まれる。

b. 保修計画との調整

Sucat2, 3号のリハビリテーション実施時期はFig. 6-1-5に示すように計画されている。

そこで、第2段階の検討結果を踏えてその他の発電所ユニットのリハビリテーション計画をアレンジした。

各発電所の定修計画も、年に一回の実施を原則として考慮する必要があり、また極力定修発電所の重なりが少なく、かつその定修合計出力が大きくならぬように計画する必要がある。

最終的なリハビリ工程は、第2段階現地調査においてNAPOCORと打合せFig. 6-1-5のように策定した。

Table 6-1-6 POWER DEVELOPMENT AND PEAK LOAD IN LUZON GRID

YEAR	OIL THERMAL		COMBINED CYCLE		GAS TURBINE		COAL THERMAL		GEO THERMAL		HYDROPOWER		TOTAL		PEAK LOAD FORECAST (MW)
	NEW PLANT (MW)	INSTALLED CAPACITY (MW)	NEW PLANT (MW)	INSTALLED CAPACITY (MW)	NEW PLANT (MW)	INSTALLED CAPACITY (MW)	NEW PLANT (MW)	INSTALLED CAPACITY (MW)	NEW PLANT (MW)	INSTALLED CAPACITY (MW)	NEW PLANT (MW)	INSTALLED CAPACITY (MW)	NEW PLANT (MW)	INSTALLED CAPACITY (MW)	
1989		1,925	0	210	0	300	0	660					0	4,321	2,782
1990		1,925	0	280	0	300		660					70	4,391	2,888
1991		1,925	0	540	0	300		660					260	4,651	3,013
1992		1,925	0	570	0	300		660					30	4,681	3,218
1993		1,925	310	570	310	300		635	175				485	5,166	3,481
1994		1,925	310	570	310	300		805					0	5,166	3,785
1995		1,925	310	570	310	600		955	120				420	5,586	4,072
1996		1,925	310	570	310	1,250		1,015	60				710	6,296	4,405
1997		1,925	310	570	310	1,550		1,455	440				740	7,036	4,784
1998		1,925	310	570	310	1,900		1,675	220				570	7,606	5,153
1999		1,925	310	570	310	2,200		1,895	220				520	8,126	5,674
2000		1,925	310	570	310	2,800		1,895				268	868	8,994	6,029
2001		1,925	310	570	310	3,400		1,895			150		750	9,744	6,480
2002		1,925	310	570	310	4,000		1,895					600	10,344	6,965
2003		1,925	310	570	310	4,600		1,895			150		750	11,094	7,485
2004		1,925	310	570	310	5,500		1,895					900	11,994	8,045
2005		1,925	310	570	310	6,400		1,895					900	12,894	8,647

Fig. 6-1-7
INSTALLED CAPACITY & PEAK DEMAND

